

01178



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**CUANTIFICACION DE BENEFICIOS AL INTRODUCIR
ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
EN EL PARQUE DE GENERACION NACIONAL**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE :
MAESTRA EN INGENIERIA ENERGIA
P R E S E N T A :
VERONICA VELAZQUEZ VALDEZ

DIRECTOR DE TESIS: M. EN C. ODON DE BUEN RODRIGUEZ



CIUDAD UNIVERSITARIO

2005

m345606



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

VOTOS APROBATORIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AVENIDA DE
 MEXICO

DR. WILFRIDO RIVERA GÓMEZ FRANCO
 Coordinador del Programa de Posgrado
 en Ingeniería, U N A M
 Presente

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada: **"CUANTIFICACION DE BENEFICIOS AL INTRODUCIR ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL PARQUE DE GENERACION NACIONAL"** para obtener el grado de MAESTRA EN INGENIERIA en el campo del conocimiento **ENERGIA**, que presenta la alumna: **VERONICA VELAZQUEZ VALDEZ**.

Al mismo tiempo me permito informarle mi decisión de otorgar o no el voto aprobatorio.

JURADO		VOTO APROBATORIO	FIRMA	FECHA
PRESIDENTE	ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)	<i>J. Viqueira</i>	29-III-05
VOCAL	DR. VICTOR RODRIGUEZ PADILLA	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)	<i>V. Rodríguez Padilla</i>	29/3/05
SECRETARIO	M. EN C. ODON DE BUEN RODRIGUEZ	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)	<i>O. de Buen Rodríguez</i>	4-IV-05
SUPLENTE	DR. ARTURO REINKING CEJUDO	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)	<i>A. Reinking Cejudo</i>	21/04/2005
SUPLENTE	DRA. CECILIA MARTIN DEL CAMPO MARQUEZ	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)	<i>C. Martín del Campo</i>	19/04/05

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
 NOMBRE: *Verónica Velázquez Valdez*

FECHA: *17/VI/05*
 FIRMA: *[Firma]*

Dedicada a mis padres

**CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS AL INTRODUCIR
ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
EN EL PARQUE DE GENERACIÓN NACIONAL**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
-------------------	---

1. LOS BENEFICIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

1.1. Medio ambiente: Impactos ambientales que pueden ser atenuados aprovechando las energías renovables.....	5
1.1.1. Salud humana.....	5
1.1.2. Medio ambiente general.....	7
1.2. Economía: Reducción de costos de generación.....	10
1.2.1. Tecnología más barata.....	10
1.2.2. Sustitución de un combustible de suministro incierto y precio volátil.....	11
1.3. Generación de empleos.....	13

2. LOS ESCENARIOS

2.1. Escenario Base.....	14
2.1.1. Estimación de generación de energía eléctrica en el periodo 2003-2012.....	16
2.1.2. Estimación de consumo de combustibles para generación de electricidad.....	16
2.2. Escenarios alternos.....	20
2.2.1. Escenario Alternativo 1: 5% de fuentes de ER-NC.....	22
2.2.2. Escenario Alternativo 2: 7.5% de fuentes de ER-NC.....	25
2.2.3. Escenario Alternativo 3: 10% de fuentes de ER-NC.....	28

3. CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS AMBIENTALES

3.1. Procedimiento de la cuantificación.....	31
3.1.1. Cálculo de factores de emisión de gases contaminantes.....	31
3.1.2. Cuantificación de emisiones atmosféricas.....	33
3.2. Cantidad de beneficios ambientales al incluir ER-NC en el Parque de Generación Nacional.....	34

4. CUANTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS DIRECTOS

4.1. Costos de inversión por capacidad adicional.....	37
4.2. Costos de consumo de Gas Natural.....	39
4.3. Balance de impactos económicos.....	41

5. CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS POR LA GENERACIÓN DE EMPLEO

5.1. Procedimiento de cuantificación.....	42
5.1.1. Factores de empleo seleccionados para la cuantificación.....	43
5.1.2. Requerimientos laborales por MW renovable.....	44
5.1.3. Cuantificación de empleos generados por tecnología a instalar al 2012.....	46
5.2. Cantidad de beneficios por generación de empleo al incluir ER-NC en el Parque de Generación Nacional.....	48
 CONCLUSIONES GENERALES.....	 49
ANEXOS.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	58

INTRODUCCIÓN

*"El crecimiento con calidad sólo es posible si se considera responsablemente la necesaria interacción de los ámbitos económico y social con el medio ambiente y los recursos naturales."*¹

México presenta una alta tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. De acuerdo con la "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012", el consumo nacional de electricidad crece a una tasa media de 5.6 % anual. Se ha estimado que para satisfacer esta creciente demanda es necesario incorporar al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 28,197 MW de capacidad en el periodo 2003-2012.

Se observa que, tanto en el pasado como en la actualidad y más aún en lo programado y pronosticado a futuro para satisfacer tal demanda, se recurre en gran medida a tecnologías de generación que utilizan combustibles fósiles como energético primario (carbón, petróleo y gas natural). La figura 1 muestra la participación de cada tecnología en el total de energía eléctrica generada en el país (tonos grises: tecnologías que utilizan combustibles fósiles).

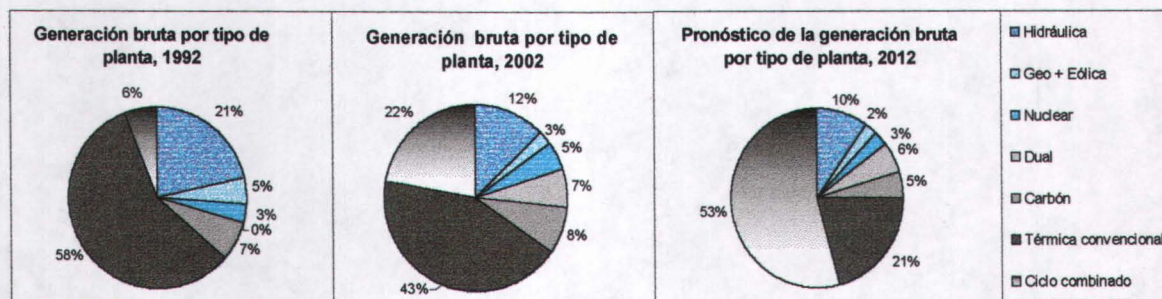


Fig. 1. Participación de cada tipo de tecnología en la generación de electricidad en el SEN.

El uso de combustibles fósiles implica un alto impacto ambiental que es necesario disminuir. La preocupación principal se dirige actualmente a la producción de dióxido de carbono, que contribuye al aumento del efecto invernadero, lo que puede estar conduciendo ya a un cambio climático. La contaminación del aire también es motivo de gran preocupación ya que, en algunas zonas, los contaminantes atmosféricos han alcanzado niveles que pueden afectar la calidad de vida y perturbar el equilibrio de los ecosistemas².

¹ Poder Ejecutivo, "Plan Nacional de Desarrollo", Presidencia de la República, México, 2000, p.124.

² Environmental Protection Agency, "Inventory of US Greenhouse Gas Emission and Sinks: 1990-1993", EPA, U.S.A., 1994.

Por otro lado, el balance prospectivo oferta-demanda 2002-2012 de gas natural, combustible utilizado en plantas de ciclo combinado, muestra que, bajo las condiciones actuales de la producción nacional de este energético, se logrará satisfacer sólo 73% de la demanda nacional hacia final del período³. En este sentido, la preocupación gira en torno a la incertidumbre del suministro del combustible de importación y, por consecuencia, a la volatilidad de los precios del gas natural. Y se hace necesario, por tanto, reconsiderar ese 53 % de participación de plantas de ciclo combinado en el total de generación y, por lo mismo, diversificar más el parque de generación eléctrica.

Ante esta problemática ambiental y económica, existen, paralelamente, sitios en el territorio nacional con un gran potencial de energías renovables aún sin explotar como lo son la energía eólica en la región del Istmo de Tehuantepec, el recurso hidráulico para minicentrales eléctricas en Veracruz y la energía solar en Mexicali, por citar algunos ejemplos. Aunque el recurso no ha sido cuantificado con precisión para todas las fuentes, algunas estimaciones indican que se podría contar en lo extenso del país con 5000 MW eoloeléctricos, 3000 MW en minihidroeléctricas y 7000 MW con plantas generadoras de electricidad que utilicen como energético la biomasa⁴. La tecnología que captura y transforma estos recursos energéticos en electricidad ha logrado un desarrollo considerable que hace de estas fuentes una alternativa económica a los combustibles fósiles.

Sin embargo, revisando la misma prospectiva del sector eléctrico, se observa sólo una incorporación minúscula de energía eólica. De acuerdo al programa de expansión del SEN 2003-2012 se instalarán 2,794 MW con tecnologías de energías renovables (10.84% del total de capacidad por instalar durante ese período), de los cuales 2,586 MW corresponden a hidroeléctricas convencionales, 107 MW a geotermoeléctrica y sólo 101 MW a eoloeléctrica⁵. Estos datos conducen al cuestionamiento del por qué de tan mínima participación proyectada de energías renovables.

La respuesta de algunos actores del sector energético a esta interrogante ha referido a los altos costos de inversión que implica el aprovechamiento de las energías renovables y a su intermitencia. Sin embargo, los costos, sobretudo de la energía eoloeléctrica, han disminuido considerablemente y la experiencia internacional muestra que estos problemas pueden resolverse o manejarse de cierta forma que no resulten ser obstáculos para el aprovechamiento de estas fuentes.

En este sentido, la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES), han realizado análisis y elaborado algunas propuestas pretendiendo promover el desarrollo de las energías renovables. Así mismo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha desarrollado un marco regulatorio específico para los convenios de interconexión de proyectos que utilicen este tipo de energías. Y en la

³ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del mercado de Gas Natural 2003-2012", SENER, México, 2003.

⁴ United Nations Development Program, "Action Plan for Removing Barriers to the Full Scale Implementation of Wind Power in Mexico", UNDP-GEF, México, D.F., 2001, p. 13.

⁵ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012", SENER, México, 2003.

actualidad la SENER está trabajando sobre un proyecto de fomento a las energías renovables (proyecto GEF).

No obstante, estos trabajos de promoción no han logrado grandes resultados. La participación de las energías renovables en el SEN sigue siendo marginal. Las propuestas que dichas instituciones han planteado ante los tomadores de decisiones no han sido suficientemente consideradas, lo que incide en el retraso del desarrollo de estas alternativas de generación de electricidad en nuestro país.

Los antecedentes muestran que los trabajos de promoción han estado mayormente enfocados con una perspectiva de barreras (costos). Dado a que el aprovechamiento de las energías renovables posee potenciales beneficios, cambiar esta perspectiva a una de valores (beneficios) podría contribuir a la consideración y aceptación de las mismas. Pero, específicamente, ¿cuáles son esos beneficios?, ¿cuántos serían éstos?, ¿son suficientes como para ser considerados en la Política Energética Nacional? Estas son interrogantes que se pretenden responder con este trabajo.

Así, en este trabajo de investigación se analizan de manera cualitativa y cuantitativa los beneficios potenciales que las energías renovables pueden proporcionar de ser incluidas en la participación de energéticos primarios utilizados para generar energía eléctrica, de manera que sean considerados por los tomadores de decisiones de la Política Energética Nacional. En particular se analizan tres aspectos: 1) el impacto en el volumen de emisiones contaminantes; 2) el impacto económico directo que un uso más amplio de las energías renovables puede significar; y 3) el impacto sobre empleo de mano de obra.

Metodológicamente, la cuantificación se realiza planteando diferentes escenarios con cierto porcentaje de participación de Energías Renovables no Convencionales (ER-NC) en el total de generación de electricidad en el año 2012, partiendo del programa de expansión del Sistema Eléctrico Nacional previsto para el período 2003-2012 en la prospectiva que presenta la Secretaría de Energía.

Para comenzar, se define el escenario base, que es la tendencia actual, cuya participación de ER-NC en el SEN es prácticamente nula. Posteriormente se definen los escenarios alternos, en los cuales se plantea la participación de 5% de la generación de energía eléctrica que se requerirá en el último año del período en estudio (año 2012) proveniente de fuentes de ER-NC (Escenario alternativo 1), 7.5% (Escenario alternativo 2) y 10% (Escenario alternativo 3), incorporando gradualmente la capacidad requerida de estas tecnologías a partir del año 2006, y desplazando paralelamente la capacidad correspondiente de lo programado en escenario base con tecnología de ciclo combinado.

A partir de cada uno de los escenarios se cuantifica la cantidad de emisiones contaminantes que producirá, los costos que implicará y los empleos que generará, con la estructura de expansión que los define. Contra los resultados del escenario base se compararán los correspondientes de los escenarios alternos planteados para, de esta forma, conocer los beneficios que cada uno de los escenarios alternos aportaría de ser implementados.

La presentación de este trabajo de investigación se efectúa en cinco apartados: en el primero de ellos se presenta información que pretende dar a conocer al lector los

problemas de daños a la salud y al medio ambiente a que hemos llegado y podríamos agravar por el excesivo uso de combustibles fósiles, y de esta manera conocer los beneficios que al mitigar estos problemas ofrecen las tecnologías alternativas que aprovechan las energías renovables. Así mismo, se dan a conocer, cualitativamente, los beneficios de este tipo de tecnologías ante problemas económicos.

Para pasar a la cuantificación de estos beneficios, en el apartado dos se definen los escenarios con los cuales se realizará la cuantificación, proporcionando la información básica para efectuar los cálculos. Posteriormente, en los apartados tres, cuatro y cinco se presentan, respectivamente, las cuantificaciones de los beneficios ambientales, económicos y de generación de empleos, con su correspondiente metodología. Finalmente, se presentan las conclusiones generales.

Esperamos que la información contenida en este documento despierte el interés en apoyar el aprovechamiento de las energías renovables y se considere en la planeación de la capacidad que se instalará para satisfacer la futura demanda de energía eléctrica en México, contribuyendo así a la reducción del uso de energéticos no renovables y con ello a la reducción del impacto ambiental que conlleva la generación de electricidad. (Esto a corto y mediano plazo, mientras se trabaja en lo que será la siguiente fuente de generación de energía totalmente inagotable pero que aún no es factible: el hidrógeno).

1. LOS BENEFICIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Los beneficios de utilizar energías renovables en sustitución de combustibles fósiles, resultan evidentes al conocer los graves problemas medioambientales y económicos (suministro y precios de gas natural) que se han venido presentando con el uso de éstos últimos en los procesos de generación de electricidad. Más aún, los beneficios se extienden hasta el aspecto social, en el sentido de creación de nuevos empleos.

1.1. Medio ambiente: Impactos ambientales que pueden ser atenuados aprovechando las energías renovables

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), monóxido de carbono (CO), compuestos reactivos del nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVDM) y dióxido de azufre (SO₂), gases contaminantes emitidos a la atmósfera al generar electricidad con tecnologías que utilizan combustibles fósiles como energético primario, provocan severos daños sobre el hombre, sobre la vegetación y sobre los animales, así como de deterioro del entorno ambiental, estudios que se han efectuado informan de la vulnerabilidad de los seres vivos ante los contaminantes mencionados.

Las energías renovables son una alternativa para mitigar la citada problemática. La inclusión de cierto porcentaje de ER-NC dentro del Parque de Generación Nacional, implicaría la reducción de emisiones de dichos gases, y por consecuencia, la reducción de los daños ocasionados por los mismos. Traduciéndose así, los impactos de las ER-NC, en beneficios ambientales. La cantidad de estos beneficios depende de la cantidad y tipo de ER-NC que se incluyan en la estructura de participación de fuentes primarias.

1.1.1. Salud humana

Los daños que los contaminantes atmosféricos han llegado a provocar sobre el hombre van desde efectos sensoriales hasta la muerte, pasando por enfermedades respiratorias y cardiovasculares entre otras. A continuación se presenta información que algunos estudios han concluido en torno a las evidencias de tales daños.⁶

Mortalidad

De manera histórica, la evidencia más clara de una relación entre contaminación del aire por óxido de azufre/partículas y la muerte, se manifestó por una cantidad de episodios de contaminación aguda del aire, durante los cuales las condiciones meteorológicas desfavorables tuvieron como resultado varios días de estancamiento del aire y aumento considerable en la concentración de los contaminantes atmosféricos. Un aumento en la mortalidad diaria tuvo lugar durante estos episodios, en primer término, entre personas ya

⁶ Gutiérrez H., "Contaminación del aire: riesgos para la salud", UNAM, México, 1997, p. 129-150.

afectadas con enfermedades cardíacas y respiratorias; aunque de igual modo fueron afectadas personas en buen estado de salud.

Exacerbaciones

Estudios sobre síntomas diarios de pacientes con enfermedades crónicas de obstrucción pulmonar, muestran una relación entre el grado de la enfermedad y las concentraciones de contaminantes del aire a una concentración relativamente alta de dióxido de azufre y partículas contaminantes. Los pacientes asmáticos parecen ser susceptibles a picos de concentración de contaminantes del aire a corto plazo. Un aumento en las crisis asmáticas, se ha observado durante episodios de contaminación del aire por óxido de azufre/partículas y oxidantes fotoquímicos. La contaminación del aire puede aumentar la reacción del paciente asmático a otros estímulos.

Enfermedades respiratorias agudas

Se ha demostrado en animales la relación entre contaminación del aire y el deterioro de la resistencia a infecciones respiratorias. Una mayor incidencia de enfermedades respiratorias agudas en estudios en humanos, está a favor de una probable relación entre un aumento de las enfermedades agudas del tracto respiratorio bajo (bronquitis aguda, neumonía y otras enfermedades agudas del tórax) y la contaminación del aire.

Enfermedades cardiovasculares

Estudios epidemiológicos experimentales sobre la exposición humana concuerdan en que los efectos adversos en enfermos de las coronarias se relacionan al CO atmosférico. Se han observado índices más altos de casos fatales entre pacientes hospitalizados por infarto del miocardio durante periodos de aumento relativo de la contaminación por CO.

Efectos sensoriales, neurológicos y del comportamiento

La irritación de los ojos, nariz y garganta causada por diversos contaminantes, son los aspectos más comunes de la contaminación del aire. Las implicaciones a la salud a plazo largo de los efectos de esta categoría, no son conocidas ampliamente. El CO puede alterar la actividad neurológica y del comportamiento a concentraciones más o menos bajas de carboxihemoglobina.

Función ventilatoria

Estudios sobre la exposición controlada en humanos han sido útiles para determinar las concentraciones exactas en las cuales un solo contaminante del aire o una combinación de contaminantes pueden afectar las vías aéreas de los adultos. En algunos casos, los adultos con asma u otras enfermedades obstructivas de las vías aéreas han sido estudiados de esta manera. Se ha demostrado una gran variabilidad en la respuesta de las vías aéreas al SO₂ y al ozono, con fuerte evidencia de que puede causar broncoconstricción. Estudios recientes informan de un aumento en el efecto de agentes farmacológicos broncoconstrictores, inducido por contaminantes a concentraciones más o menos bajas de NO_x, SO₂ y ozono.

Específicamente, en los efectos en la salud que producen los contaminantes atmosféricos, encontramos que: los óxidos de azufre (SO_x) provocan irritación del tracto respiratorio, agravan la bronquitis, disminuyen la actividad de los cilios y favorecen el enfisema pulmonar; los compuestos del nitrógeno (NO_x) provocan irritación pulmonar y atacan al sistema cardiovascular; el CO disminuye la capacidad de concentración y del rendimiento intelectual, al combinarse con la hemoglobina, altera el sistema nervioso central, disminuye la agudeza visual, altera algunas funciones psicomotoras, altera la función cardíaca y pulmonar, provoca dolor de cabeza, fatiga, somnolencia, coma, paro de la respiración y muerte, según la concentración.⁷

1.1.2. Medio ambiente general

En la actualidad, la principal preocupación sobre los daños al medio ambiente, es el cambio climático que el efecto invernadero está provocando, debido a la cada vez mayor emisión de gases contaminantes en la atmósfera, este daño, y por tanto la preocupación, es global. Sin embargo, existen otros daños ambientales a nivel local que se efectúan sobre los vegetales, animales y bienes materiales, que también es importante considerar.⁸

Efectos sobre la vegetación

Las plantas adquieren los contaminantes ya sea directamente, a través de intercambio de gases con la atmósfera, o a través de la humedad absorbida del suelo. El suelo puede haber estado expuesto a los contaminantes del aire, los cuales entonces se habrán disuelto en el agua y el suelo. Los contaminantes ácidos del aire, en particular se disuelven fácilmente en la humedad superficial o lluvia. Aún cuando la fuente de contaminación del aire se haya removido, los materiales pueden permanecer ahí para afectar el crecimiento de las plantas.

El SO₂ al entrar en el tejido intercelular reacciona con el agua y forma iones sulfito, los cuales son altamente destructivos para las plantas; los síntomas iniciales son un oscurecimiento de las paredes afectadas de la hoja, seguido por flacidez y una reseca color blanco, es decir tejido muerto. El daño propagado a las hojas puede causar exfoliación. No tan fácil de observar es la disminución en el número de brotes de flores y frutos. Finalmente si se daña lo suficiente en una planta ésta morirá.

El NO₂ es similar al SO₂, se disuelve fácilmente en agua y tiende a atacar a las hojas que han madurado recientemente.

Efectos sobre los animales

Los gases contaminantes afectan a los animales de la misma manera que lo hacen con los seres humanos, aunque algunos animales son menos y otros más sensibles.

⁷ Jiménez B., "La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología apropiada", Limusa, México, 2001, p.317-355.

⁸ Strauss W., "Contaminación del aire: causas, efectos y soluciones", Trillas, México, 1990, p. 58-76.

Efectos sobre los materiales

Los contaminantes del aire tienen un efecto deteriorante sobre los materiales: piedra, pinturas, vidrio teñido, materiales de fibras y otros. Además, el efecto de ensuciamiento por partículas es obvio.

Cambio climático

El CO₂, el CH₄ y el N₂O son gases que, por sus excesivas emisiones, están atrapando calor en la atmósfera de la Tierra, modificando así el clima natural de ésta (gases de efecto invernadero directo), mientras que los NO_x, el CO y los COVDM, actúan indirectamente en tal efecto, por su influencia sobre los períodos de vida del CH₄ y otros gases. Las características generales del cambio climático afectan los sistemas naturales y humanos.⁹

Hay muchos documentos de prueba de que existe una asociación entre los cambios climáticos (temperatura y régimen pluvial) regionales y los cambios observados de sistemas físicos y biológicos en muchos entornos acuáticos, terrestres y marinos.

Los sistemas naturales pueden ser especialmente vulnerables al cambio climático dada su limitada capacidad de adaptación, y algunos de estos sistemas pueden sufrir daños significativos e irreversibles. Entre los sistemas naturales que están en peligro, se incluyen los glaciares, los arrecifes de coral y atolones, los manglares, los bosques boreales y tropicales, los ecosistemas polares y alpinos, los humedales de praderas, y los remanentes de tierras de pastoreo nativas. Aunque pueda aumentar la abundancia o la extensión de algunas especies, el cambio climático hará que sean más graves los peligros actuales de extinción de algunas especies más vulnerables y la pérdida de la diversidad biológica. Está bien establecido que la amplitud geográfica de los daños o de la pérdida, así como el número de sistemas afectados aumentará con la magnitud y la rapidez del cambio climático.

La vulnerabilidad de las sociedades humanas y de los sistemas naturales a extremos climáticos queda demostrada por los daños, dificultades y muertes consiguientes a sucesos tales como sequías, inundaciones, olas de calor, aludes y vendavales.¹⁰

En México, se realizaron estudios de vulnerabilidad en los que se consideraron los posibles efectos del cambio climático sobre la agricultura, asentamientos humanos, zonas costeras, desertificación y sequía meteorológica, ecosistemas forestales, recursos hidrológicos y los posibles efectos sobre los sectores energético e industrial. Algunos resultados relevantes se presentan dividiendo el territorio nacional en tres grandes zonas geográficas (norte, centro y sur).

En caso de que se presentara una duplicación en las concentraciones atmosféricas de CO₂, los climas áridos y semiáridos del norte de México podrían aumentar su área de influencia, mientras que los semifríos desaparecer. Alrededor del 10% de todos los tipos de vegetación

⁹ Grupo de trabajo I del IPCC, "Cambio Climático 2001: La base científica las modificaciones observadas del clima, sus causas y posibles modificaciones en el futuro", IPCC, Ginebra, Suiza, 2001.

¹⁰ Grupo de trabajo II del IPCC, "Cambio Climático 2001: Efectos, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas", IPCC, Ginebra, Suiza, 2001.

de los ecosistemas forestales se verían afectados por las condiciones secas y cálidas. Grandes extensiones de pastizales y de bosques templados resentirían la presencia de climas más calientes, por lo que podrían incrementarse las zonas con bosques tropicales secos y muy secos, así como las zonas de matorrales desérticos. Resultaría probable que determinadas áreas de la región norte del país, ya no serían aptas para el cultivo de maíz de temporal. Un posible aumento en el nivel del mar afectaría la laguna deltaica del río Bravo en Tamaulipas.

Por concentrar el mayor volumen de población y actividades económicas, la zona centro presentaría una situación de alta vulnerabilidad. Los climas templados húmedos y subhúmedos tenderían a desaparecer en esta zona, aumentando los secos y los cálidos. La sequía y la desertificación, aun cuando en la actualidad presentan grados bajos, aumentarían y se agravarían los problemas de disponibilidad de agua. Los campos de cultivo de maíz de temporal pasarían de ser medianamente aptos a no aptos. Los ecosistemas forestales más afectados en la región central del país serían los bosques templados y los bosques húmedos. La zona costera también se consideraría vulnerable al ascenso del nivel del mar.

La zona sur del país es la que, para distintos escenarios, presenta los menores impactos ante un cambio climático. Por ejemplo, los recursos hídricos no rebasarían los índices de vulnerabilidad considerados en el estudio, aunque en el caso de las costas del Golfo de México y del Mar Caribe se presentan regiones susceptibles al ascenso del nivel del mar. Las zonas de producción de petróleo son las más sensibles, principalmente las que forman parte del conjunto de actividades industriales. En agricultura, de presentarse dicho cambio, la superficie apta para el cultivo de maíz de temporal desaparecería en las regiones sur y sureste, y la franja costera considerada como no apta se extendería hacia el interior.¹¹

La actual política energética de México, desde la perspectiva ambiental, está influida por la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles fósiles, lo cual ha motivado una serie de medidas de mitigación. La participación de cierto porcentaje de ER-NC en el parque de generación, es una medida aún no considerada, y que de considerarse puede producir grandes beneficios ambientales al reducir las emisiones atmosféricas y con ello los efectos negativos mencionados anteriormente.

En el capítulo tres se presentan los resultados de una estimación de la cantidad de emisiones que se reducirían al considerar la inclusión de ER-NC dentro del parque de generación de electricidad nacional.

¹¹ SEMARNAP, "Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", SEMARNAP, México, 1997.
<http://www.ine.gob.mx/dgicurg/cclimatico/comnall.html>

1.2. Economía: Reducción de costos de generación

Aún y cuando las ER-NC tienen beneficios ambientales, aún se encuentran excluidas del SEN. Una de las principales razones que han dejado fuera a esta alternativa son los altos costos de inversión que las tecnologías de energías renovables han implicado. Las condiciones económicas del país han llevado a buscar las opciones de generación de electricidad más baratas en el corto plazo, siendo éstas las tecnologías convencionales (actualmente la tecnología de ciclo combinado), pero en el largo plazo, considerando la dinámica de los precios del gas natural, esta opción podría resultar más costosa que la alternativa, aparentemente cara, de ER-NC.

En la actualidad, los costos de algunas de las tecnologías de energías renovables son ya competitivos y otros tienden a serlo. Por otro lado, la tendencia de los costos de generación por concepto de combustible de las plantas de ciclo combinado, las cuales tienen una enorme participación en prospectiva, es creciente, dado a la tendencia alcista de los precios del gas natural, combustible utilizado para generar la electricidad con este tipo de plantas. Los precios de este combustible no preocupan sólo por su tendencia a la alza, sino también por su volatilidad.

1.2.1. Tecnología más barata

En las últimas décadas, después de la primera crisis del petróleo en 1973, el interés por desarrollar las tecnologías de energías renovables se despertó en varios países, trayendo como consecuencia considerables logros en la madurez de estas tecnologías, madurez que repercute en la baja de costos.

Algunas formas de energía renovable, como la hidroelectricidad y la biomasa, han tenido costos competitivos por varios años en ciertas aplicaciones. Otras, como la eólica y la geotérmica, actualmente tienen costos competitivos en sus mejores sitios, pero necesitan mayores avances y soporte para alcanzar su completo potencial de mercado. Por su parte la fotovoltaica tiene indefinido su nicho de mercado en sistemas aislados que la industria está construyendo para el punto en que ésta pueda incluirse competitivamente. La tabla 1.1 proporciona información sobre los costos actuales de generación de cada una de estas tecnologías, así como de la evolución y tendencia de éstos.

Los costos de la mayoría de las tecnologías de energías renovables han venido declinando y se espera que continúen haciéndolo (tabla 1.1). Resalta en este sentido lo que ocurre y ocurrirá con la tecnología eólica, la cual se ha reducido hasta 50% en los últimos diez años y se espera siga disminuyendo en el futuro. Los decrecimientos de los costos se han dado por el aprendizaje industrial a través de los procesos de producción así como de la investigación y desarrollo (I&D). Se esperaría que para todas las tecnologías de energías renovables se tuvieran decrecimientos de costos futuros, sin embargo, no lo será para todas. Por ejemplo, la hidroelectricidad es una tecnología relativamente madura donde la investigación mayormente dirigida a mitigar los impactos ambientales, no reduce costos.

Tabla 1.1. Costos de tecnologías de energía renovable.

Tecnología	Costos actuales de generación (US\$/kWh)	Reducción en costos de capital en los últimos 10 años (%)	Tendencias de reducción de costos en los próximos 20 años (%)
Fotovoltaica	25-50	40	50
Eólica	4-6	30-50	50
Biomasa	7-9	10	15-20
Minihidroeléctrica	2-10		

Fuente: Watts, 2002, con datos de EPRI e IEA

En la tecnología fotovoltaica, hay posibilidades para reducciones de costos en el futuro. No obstante, los avances que se puedan tener en la tecnología fotovoltaica, se duda de lograr la enorme reducción requerida del rango de US\$0.25-US\$0.50/kWh a US\$0.03-US\$0.06/kWh para que pueda ser competitiva, sin embargo, se continúa investigando. En el caso de la tecnología eólica, los avances tecnológicos que aún se esperan conseguir, traerían reducciones de costos por debajo de US\$0.03/kWh en los sitios con mejores regímenes de viento. Y para el caso de la biomasa, aunque menores, también se esperan reducciones en los costos, éstas dependen de la forma de producir la biomasa, en la que actualmente se está investigando esperando conseguir considerables reducciones es con etanol.¹²

Por otro lado, la creciente demanda nacional e internacional de gas natural, ha venido dando lugar a la incertidumbre de suministro y por tanto de precios de dicho combustible.

1.2.2. Sustitución de un combustible de suministro incierto y precio volátil

En 1993 la oferta nacional de gas natural cubrió 97.7% de la demanda interna, mientras que en 2002 abasteció 85.1% en promedio¹³. Por lo tanto, para cubrir el total de la demanda interna se ha venido dependiendo de importaciones.

Tal como se ha dado en los años anteriores, en los próximos tres años y medio la única fuente de importaciones de gas natural para México será el mercado norteamericano, mercado en el cual todo parece indicar que ya terminó la era de bajos precios. Una vez agotada la oferta excedente de gas que por algunos años prevaleció en Estados Unidos, el precio del gas natural aumentó sensiblemente y su comportamiento se ha vuelto cada vez más volátil.¹⁴

La figura 1.1 muestra el comportamiento de los precios del gas natural durante los últimos años, de donde se puede notar claramente la volatilidad presentada a principios del año 2001 y, aunque con menor permanencia, la presentada también al inicio del año 2003; también puede percibirse la tendencia creciente de los precios, y aunque los precios del gas

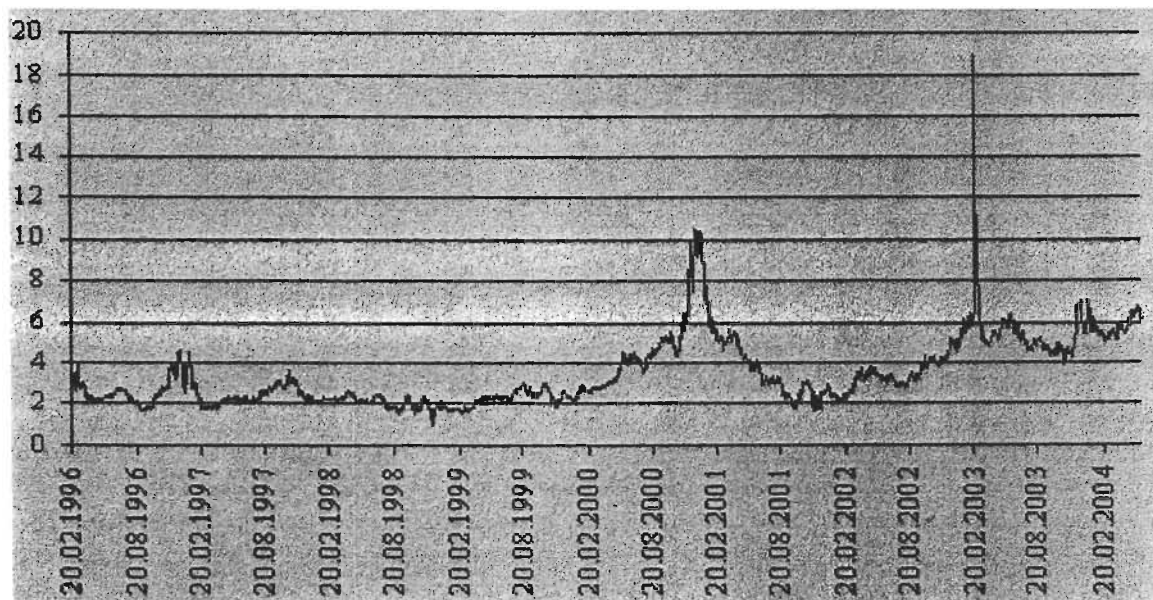
¹² Watts R., "Innovative Energy Strategies for CO2 Stabilization", Cambridge University Press, United Kingdom, 2002, p.125-129.

¹³ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012", SENER, México, 2003, p.61.

¹⁴ Lajous A., "Seguridad de suministro del gas natural en México", Intervención en la reunión de la International Association for Energy Economics, México DF., 20 de octubre de 2003, p. 6,8.

natural son cíclicos, los fundamentos del mercado parecen indicar que en el futuro éstos no alcanzarán los bajos niveles de precio alcanzados durante los últimos años¹⁵.

Fig. 1.1. Precios del gas natural, Henry Hub (USD/millón Btu)



Fuente: Secretariado de la UNCTAD según los datos de Thomson Datastream

Vale la pena mencionar que se está trabajando ya en una estrategia para garantizar el suministro de gas natural, diversificando las fuentes de suministro con el impulso de terminales de regasificación para importar gas natural licuado.¹⁶ Se espera que esta estrategia resulte en una mayor estabilidad de precios, aunque no necesariamente llevará a los niveles de precios bajos del pasado.

Haciendo una comparación a largo plazo entre los costos de inversión que implica la instalación de cierta capacidad con tecnologías de ER-NC y los costos del gas natural que sería desplazado con esa capacidad, se nota una clara cantidad de beneficios económicos con la opción de utilizar ER-NC. En el apartado cuatro se presentan las cifras de estos beneficios en el caso de los escenarios planteados en este trabajo.

¹⁵ Secretariado de la UNCTAD, "Precios del Gas natural", UNCTAD, 2004, <http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/precio.htm>

¹⁶ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del mercado de Gas Natural 2003-2012", SENER, México, 2003, p. 88.

1.3. Generación de empleos

La economía mexicana y, en general la del mundo, están en crecimiento. Sin embargo, la generación de empleos no parece crecer en paralelo al crecimiento del PIB. Por el contrario, muestran un relativo estancamiento, lo cual es motivo de gran inquietud en todo el mundo y en México.

La estructura de participación de fuentes energéticas primarias que actualmente se tiene programada para generar la energía eléctrica que demandará el país en los próximos 10 años, está altamente inclinada hacia el uso de tecnología de ciclo combinado. Las plantas de ciclo combinado han demostrado tener varias ventajas sobre el resto de las tecnologías de generación, sin embargo, sus beneficios de generación de empleos son menores a los de otras alternativas.

Por otro lado, el desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables está resultando ser una importante fuente de empleos. Varios estudios recientes han medido la tasa de empleo de diferentes tecnologías de generación de electricidad, basados en modelos económicos y en la experiencia que se tiene en regiones del mundo que cuentan ya con una gran capacidad de este tipo de tecnologías instalada, cada uno de estos estudios concluyen que las energías renovables proporcionan más empleos que las tecnologías tradicionales.

En este sentido, la propuesta de reestructurar la forma de generar energía eléctrica, sustituyendo gradualmente la generación proveniente de plantas que utilizan combustibles fósiles para tal efecto por generación de electricidad proveniente de fuentes de energía renovables, no sólo trae beneficios ambientales y económicos, sino implica también, beneficios sociales, generando empleos adicionales.

Con la revisión de los diferentes estudios referidos en este capítulo, resultan evidentes los beneficios que las ER proporcionarían ante la problemática señalada. La mitigación de emisiones de gases contaminantes y con ello la mitigación de daños a la salud y al medio ambiente, la disminución de riesgos de suministro de gas natural y con ello de riesgos de volatilidad de precios de este combustible, y la oportunidad de crear nuevos empleos, dejan ver la conveniencia de utilizar fuentes alternas de generación de electricidad. En este sentido, en el capítulo siguiente, se plantea la inclusión de ER-NC dentro del Parque de Generación Nacional, planteando diferentes escenarios, a fin de cuantificar los beneficios que cualitativamente en este capítulo han quedado mostrados.

2. LOS ESCENARIOS

A fin de efectuar la cuantificación de beneficios que resultarían al incluir la participación de ER-NC (eololéctrica, solar, biomasa y minihidroeléctrica) dentro del Parque de Generación Nacional, se plantearon diferentes escenarios, tomándose como referencia lo proyectado en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012 (escenario base), donde la participación de ER-NC es mínima, prácticamente nula. Los escenarios alternos planteados, consideran la inclusión de ER-NC dentro del paquete de energéticos primarios utilizados para generar la energía eléctrica requerida en el país. Así, la participación de este tipo de energías en el escenario alternativo 1 es de 5% del total de electricidad que se pronostica se requerirá al final del período de la prospectiva (año 2012), 7.5% en el escenario alternativo 2 y 10% en el escenario alternativo 3. A continuación se detalla cada uno de éstos.

2.1. Escenario base

El escenario base está prácticamente definido por los datos proporcionados en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012. El programa de expansión del SEN para los próximos diez años requerirá adiciones de capacidad por un total de 25,757 MW, de la cual 12,087 MW se considera capacidad en construcción o comprometida y 13,670 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional no comprometida¹⁷.

De esta forma, como capacidad comprometida y no comprometida, los cuadros 16 y 17 del documento de dicha prospectiva proporcionan la cantidad de megawatts (MW) que se incorporarán al sistema cada año, indicando el tipo de tecnología de cada proyecto. Así, de estos dos cuadros, se reagrupó la información de tal forma de informar del total de capacidad por tecnología que se instalará en el período 2003-2012. La información se presenta en la tabla 2.1.

Como se puede observar de la tabla 2.1, la capacidad de tecnologías de ER-NC que se considera incorporar en el SEN dentro del período 2003-2012 es únicamente 101 MW eololéctricos, (0.39% del total). Por otro lado, la tecnología de ciclo combinado presenta grandes cifras de capacidad a instalar cada año desde el inicio del período hasta 2009, sumando un total de 9,851 MW. A partir de 2008 y hasta el final del período en estudio se señalan cifras, también grandes, de capacidad a instalar con centrales identificadas como Libre (los particulares confirman o proponen la tecnología y el combustible por utilizar). Si consideramos que esta tecnología por confirmar sea ciclo combinado (CC), lo cual es altamente probable, la capacidad total a instalar de tecnología CC en el período 2003-2012 sería de 21,229, lo que significa una participación de 82.4%.

¹⁷ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012", SENER, México, 2003.

Tabla 2.1. Escenario Base
Capacidad a instalar en el período 2003-2012 por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Libre	0	0	0	0	0	456	1,541	3,212	3,350	2,819	11,378
Ciclo Combinado	3,502	512	1,110	2,189	1,299	703	1,046	0	0	-510 ¹⁸	9,851
Térmica convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	510
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0	700
Dual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	429
Combustión interna	0	48	0	0	38	0	10	0	0	0	96
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	312	624	0	0	750	0	0	0	900	0	2,586
Geotermoeléctrica	107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107
Eóloeléctrica	0	0	0	101	0	0	0	0	0	0	101
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minihidroeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4,350	1,184	1,110	2,290	2,087	1,859	2,597	3,212	4,250	2,819	25,758

Fuente: Prospectiva Sector Eléctrico 2003-2012, SENER

¹⁸ Debido a que en la cifra total de capacidad a instalar de tecnología de ciclo combinado indicada en el cuadro 20 del documento de prospectiva no corresponde con la del cuadro 21 del mismo documento (excediendo por 510 MW) y por otro lado en la capacidad de tecnología de vapor convencional, hace falta la misma cantidad, en los datos del cuadro 2.1 de este trabajo se transfiere la cifra.

2.1.1. Estimación de generación de energía eléctrica en el periodo 2003-2012

La energía eléctrica a generar en el periodo señalado se estimó, para el escenario base, a partir de los datos de evolución de capacidad instalada por tecnología proporcionados en el mismo documento de prospectiva,¹⁹ los cuales consideran los retiros acumulados de capacidad (tabla 2.4), y los factores de planta de cada tecnología, proporcionados en el COPAR - Generación²⁰ (tabla 2.2).

La estimación se realizó para cada tecnología y para cada año empleando la siguiente expresión:

$$EEin = Cin \times 8760 \times fpi$$

donde:

EEin = Energía eléctrica generada con tecnología i en el año n

Cin = Capacidad instalada con tecnología i en el año n

8760 = número de horas en un año (365 x 24)

fp = factor de planta correspondiente a tecnología i.

Tabla 2.2. Factores de planta utilizados en la estimación de generación de energía eléctrica

Tecnología	Fp
Libre	0.800
Ciclo Combinado	0.800
Térmica convencional	0.675
Carboeléctrica	0.750
Dual	0.750
Turbogas	0.125
Combustión interna	0.650
Nucleoeléctrica	0.750
Hidroeléctrica	0.350
Geotermoeléctrica	0.850

Fuente: COPAR-Generación, CFE, 2002

Los resultados de esta estimación se muestran en la Tabla 2.5.

2.1.2. Estimación de consumo de combustibles para generación de electricidad

La estimación de consumo de combustibles se realizó a partir de la estimación de energía eléctrica a generar en el plazo 2003-2012 y con el régimen térmico neto para cada tecnología proporcionado en el COPAR de generación²¹ (tabla 2.3).

¹⁹ Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012", SENER, México, 2003, cuadro 20.

²⁰ Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2002, cuadro 1.2.

²¹ Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2001, cuadro 4.4.

La estimación se realizó para cada tecnología y para cada año empleando la siguiente expresión:

$$\text{COMBin} = \text{EEin} \times \text{RTN}$$

donde:

COMBin = Consumo de combustible con tecnología i en el año n

EEin = Energía eléctrica generada con tecnología i en el año n

RTN = Régimen térmico neto

Tabla 2.3. Régimen térmico neto utilizado en la estimación de consumo de combustibles

Tecnología	RTN (MJ/MWh)
Libre	7,322
Ciclo Combinado	7,322
Térmica convencional	10,172
Carboeléctrica	10,426
Dual	10,384
Turbogas	9,989
Combustión interna	7,966

Fuente: COPAR-Generación, CFE, 2001

Posteriormente se sumaron las cantidades de combustibles por tecnologías que utilizan el mismo energético primario para dejar los totales de consumo por combustible (combustóleo, gas natural, diesel y carbón). Los resultados se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.4. Evolución de la capacidad instalada por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	456	1,997	5,209	8,559	11,378
Ciclo Combinado	10,845	11,357	12,467	14,656	15,955	16,658	17,704	17,252	17,052	16,542
Térmica convencional	14,283	14,283	14,243	13,930	13,560	13,162	12,562	11,980	11,680	11,446
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Turbogas	3,319	3,319	3,319	3,291	3,267	3,205	3,141	3,141	3,141	3,141
Combustión interna	140	188	188	188	216	216	215	215	208	208
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Hidroeléctrica conv.	9,921	10,545	10,545	10,545	11,295	11,295	11,295	11,295	12,195	12,195
Geotermoeléctrica	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Eoloeléctrica	3	3	3	104	104	104	104	104	104	104
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minihidroeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	45,526	46,710	47,780	49,729	51,412	52,811	54,733	56,911	60,654	62,729

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012, SENER

Tabla 2.5. Pronóstico de energía generada por tecnología, GWh

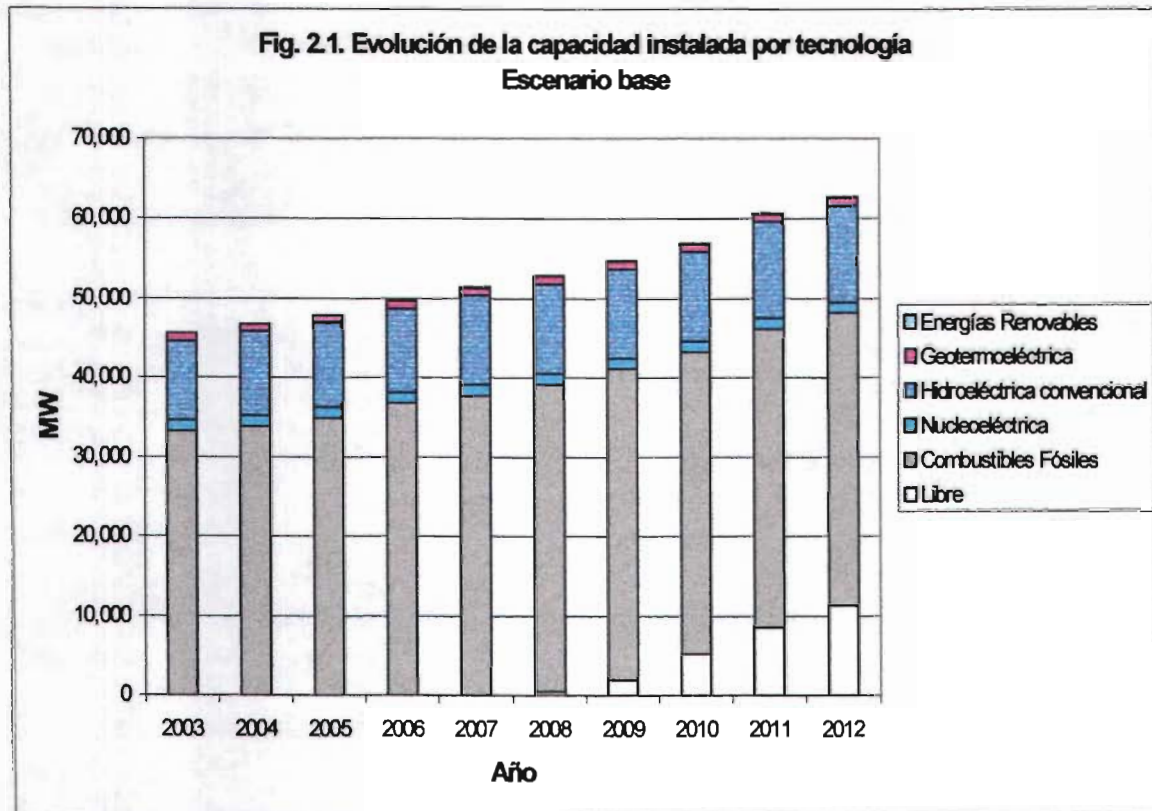
Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	3,195	13,994	36,504	59,981	79,737
Ciclo Combinado	76,001	79,589	87,368	102,709	111,812	116,739	124,069	120,902	119,500	115,926
Térmica convencional	84,455	84,455	84,218	82,368	80,180	77,826	74,279	70,837	69,063	67,680
Carboeléctrica	17,082	17,082	17,082	17,082	17,082	21,681	21,681	21,681	21,681	21,681
Dual	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797
Turbogas	3,634	3,634	3,634	3,603	3,577	3,509	3,439	3,439	3,439	3,439
Combustión interna	797	1,070	1,070	1,070	1,229	1,229	1,224	1,224	1,184	1,184
Nucleoeléctrica	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968
Hidroeléctrica conv.	30,417	32,330	32,330	32,330	34,630	34,630	34,630	34,630	37,389	37,389
Geotermoeléctrica	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073
Eoloeléctrica	9	9	9	318	318	318	318	318	318	318
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minihidroeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	242,236	248,010	255,553	269,322	278,670	288,970	303,476	319,377	342,397	357,195

Fuente: Elaboración propia, basada en tabla 2.4

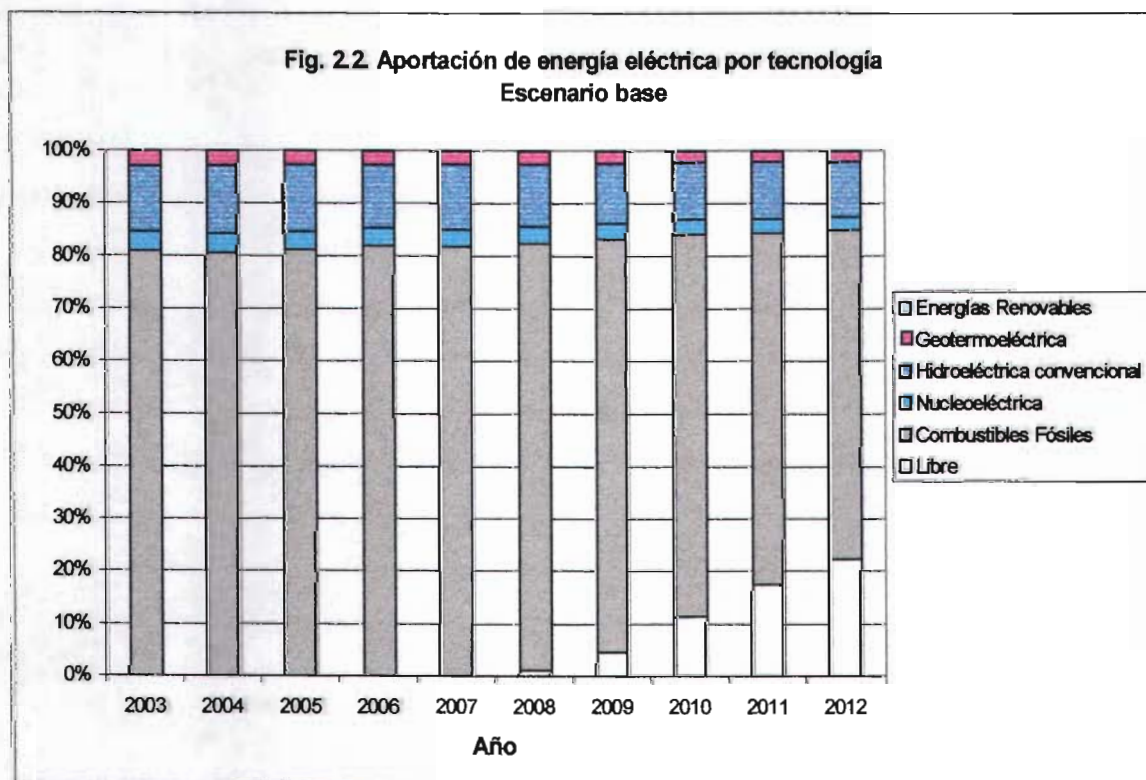
Tabla 2.6. Pronóstico de consumo de combustible, TJ

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	859,080	859,080	856,674	837,848	815,594	791,655	755,567	720,561	702,517	688,443
Gas Natural	592,788	619,060	676,017	788,034	854,426	913,220	1,045,265	1,186,888	1,348,523	1,467,003
Diesel	6,350	8,527	8,527	8,527	9,797	9,797	9,752	9,752	9,435	9,435
Carbón	321,365	321,365	321,365	321,365	321,365	369,314	369,314	369,314	369,314	369,314

Fuente: Elaboración propia, basada en tabla 2.5.



Fuente: Elaboración propia, basada en tabla 2.4



Fuente: Elaboración propia, basada en tabla 2.5

2.2. Escenarios alternos

Como ya se ha referido, los escenarios alternos se establecieron a partir de considerar un porcentaje del total de energía eléctrica requerida en 2012 (fin del período en estudio) con tecnologías de ER-NC. De esta manera, un primer escenario tendría como meta planteada la participación del 5% (Escenario alternativo 1), el segundo una meta de 7.5% (Escenario alternativo 2) y, finalmente, el tercero con 10% de participación de ER-NC dentro del total de generación en 2012 (Escenario alternativo 3).

El crecimiento de capacidad con tecnologías de ER-NC se planteó de forma lineal para el caso del primer escenario, mientras que para los otros dos escenarios (2 y 3) la forma del crecimiento se consideró exponencial. Desde el punto de vista de beneficios, a corto plazo éstos son mayores si el crecimiento es lineal. Sin embargo, el planteamiento de crecimiento exponencial permite ir tomando las adaptaciones y preparando poco a poco el subsecuente mayor crecimiento, lo cual es evidente en la experiencia internacional. Por tanto, para los escenarios cuyos requerimientos de capacidad son mayores, el crecimiento se plantea de forma exponencial.

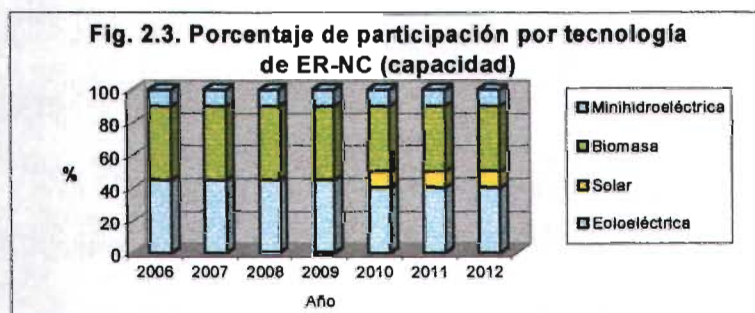
Tabla 2.7. Escenarios considerados

Escenario	% del total de generación con ER-NC en 2012	Tipo de crecimiento
Alternativo 1	5 %	Lineal
Alternativo 2	7.5 %	Exponencial
Alternativo 3	10 %	Exponencial

La participación de cada una de las tecnologías de ER-NC en los tres escenarios se planteó de la forma que se indica en la tabla 2.8.

Tabla 2.8. Porcentaje de participación de ER-NC por tecnología.

Tecnología	Participación
Eoloeléctrica	45% del total de capacidad de ER-NC requerida c/año de los cuatro primeros, a partir de 2006 y 40% en los últimos tres años del período en estudio.
Solar	10% del total de capacidad de ER-NC requerida c/año de los últimos tres años del período en estudio.
Biomasa	45% del total de capacidad de ER-NC requerida c/año de los cuatro primeros, a partir de 2006 y 40% en los últimos tres años del período en estudio.
Minihidroeléctrica	10 % del total de capacidad de ER-NC requerida c/año a partir de 2006 y hasta terminar el período en estudio (2012).



Cabe señalar que se decidió asignar mayor porcentaje a las tecnologías eoloeléctrica y de biomasa dado a su mayor desarrollo tecnológico a la fecha, a su gran potencial y a su menor costo de inversión. A la tecnología de energía solar se asignó mínimo porcentaje y hasta los últimos años del período, dando espacio a que ésta alcance mayor desarrollo y por tanto disminuya sus costos, ya que a la fecha sus costos resultan ser aún muy altos. Y a la tecnología minihidroeléctrica se asignó también bajo porcentaje, pero en este caso por contar con menor potencial.

Para las estimaciones de generación de energía y consumo de combustibles en los escenarios alternos, al escenario base se adicionó la capacidad instalada de ER-NC mencionada anteriormente y se decrementó la capacidad correspondiente de tecnología de ciclo combinado (CC) y de energía libre (EL) que, para este trabajo, se considera CC que será, en los escenarios alternos, sustituida con la capacidad de ER-NC. La participación del resto de las tecnologías (térmica convencional, carboeléctrica, dual, turbogas, combustión interna, nucleoeeléctrica, hidroeléctrica y geotermoeléctrica) se consideró igual al de escenario base. Los factores de planta considerados para las ER-NC son los siguientes: 35% para tecnología eoloeléctrica, 50% para solar, 65% para biomasa y 50% para minihidroeléctrica (tabla 2.9). Para las tecnologías convencionales, se siguieron tomando los del COPAR. El régimen térmico neto que se consideró para el caso de la biomasa es de 10 592 MJ/MWh.

Tabla 2.9. Factores de planta utilizados en la estimación de generación de energía eléctrica para tecnologías de ER-NC

Tecnología	Ep
Eoloeléctrica	0.350
Solar	0.500
Biomasa	0.650
Minihidroeléctrica	0.500

Las estimaciones se realizaron utilizando las mismas expresiones que en escenario base.

Escenario alternativo 1: 5% de fuentes de ER-NC

En este escenario alternativo la capacidad a instalar de ER-NC durante el período 2003-2012 tendría que ser de 4,078 MW, y para un crecimiento lineal a partir del año 2006, se tendrían que instalar 568 MW cada año. A su vez, la capacidad de ciclo combinado proyectada en el escenario base, se reduciría en 2,483 MW, 355 MW cada año a partir de 2006 (Tabla 2.10).

Tabla 2.10. Escenario alternativo 1
Capacidad a instalar cada año por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Libre	0	0	0	0	0	0	1,186	2,857	2,985	2,464	9,503
Ciclo Combinado	3,502	512	1,110	1,834	944	804	1,046	0	0	-510	9,243
Térmica convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	510
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0	700
Dual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	429
Combustión interna	0	48	0	0	38	0	10	0	0	0	96
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	312	624	0	0	750	0	0	0	900	0	2,586
Geotermoeléctrica	107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107
Eoloeléctrica	0	0	0	356	255	255	255	227	227	227	1,804
Solar	0	0	0	0	0	0	0	57	57	57	170
Biomasa	0	0	0	255	255	255	255	227	227	227	1,703
Minihidroeléctrica	0	0	0	57	57	57	57	57	57	57	397
TOTAL	4,350	1,184	1,110	2,503	2,300	2,072	2,810	3,425	4,463	3,032	27,248

Fuente: Elaboración propia.

Fig. 2.4. Capacidad de ER-NC a introducir en el período 2006-2012 por tecnología (acumulado)

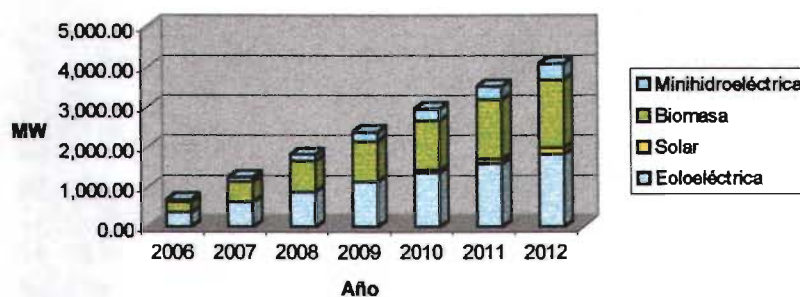


Tabla 2.11. Evolución de la capacidad instalada por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	0	1,186	4,043	7,039	9,503
Ciclo Combinado	10,845	11,357	12,467	14,301	15,245	16,050	17,096	16,644	16,444	15,934
Térmica convencional	14,283	14,283	14,243	13,930	13,560	13,162	12,562	11,980	11,680	11,446
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Turbogas	3,319	3,319	3,319	3,291	3,267	3,205	3,141	3,141	3,141	3,141
Combustión interna	140	188	188	188	216	216	215	215	208	208
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Hidroeléctrica conv.	9,921	10,545	10,545	10,545	11,295	11,295	11,295	11,295	12,195	12,195
Geotermoelectrica	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Eoloeléctrica	3	3	3	359	615	870	1,126	1,353	1,580	1,807
Solar	0	0	0	0	0	0	0	57	114	170
Biomasa	0	0	0	255	511	766	1,022	1,249	1,476	1,703
Minihidroeléctrica	0	0	0	57	114	170	227	264	341	397
TOTAL	45,526	46,710	47,780	49,942	51,838	53,450	55,584	57,975	61,931	64,219

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.12. Pronóstico de energía generada por tecnología, GWh

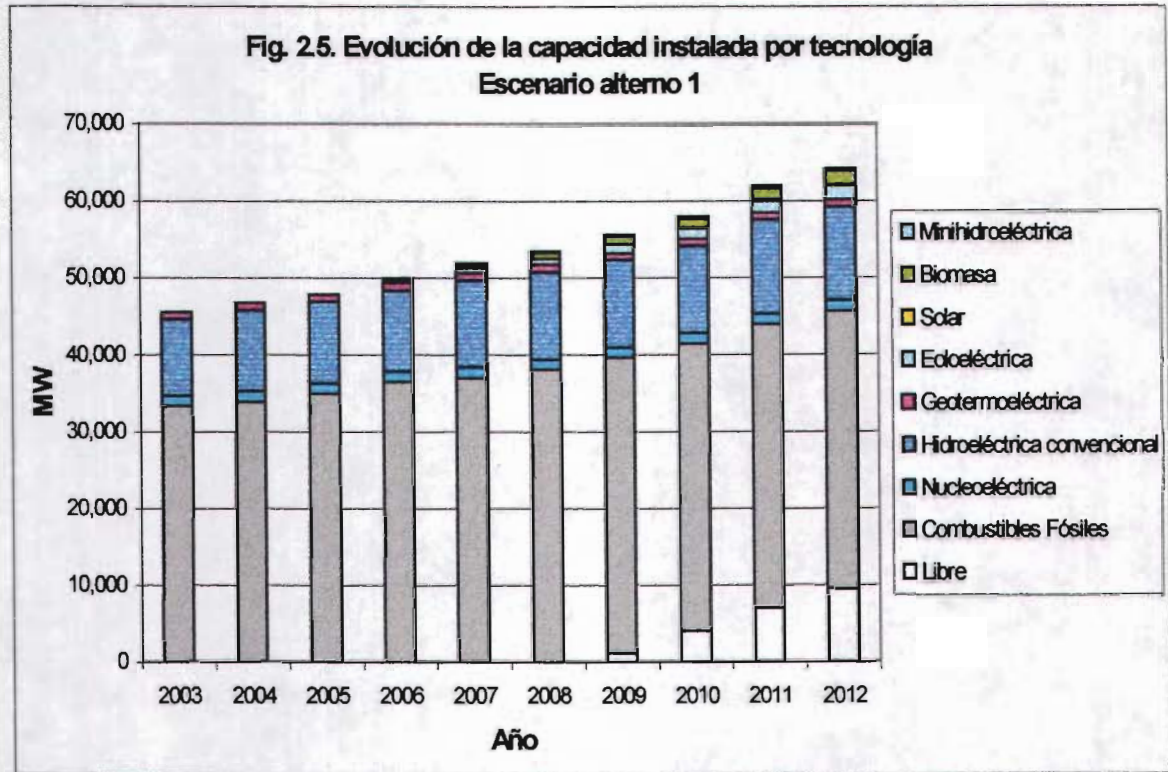
Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	0	8,313	28,336	49,326	66,596
Ciclo Combinado	76,001	79,589	87,368	100,222	106,839	112,475	119,806	116,638	115,237	111,663
Térmica convencional	84,455	84,455	84,218	82,368	80,180	77,826	74,279	70,837	69,063	67,680
Carboeléctrica	17,082	17,082	17,082	17,082	17,082	21,681	21,681	21,681	21,681	21,681
Dual	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797
Turbogas	3,634	3,634	3,634	3,603	3,577	3,509	3,439	3,439	3,439	3,439
Combustión interna	797	1,070	1,070	1,070	1,229	1,229	1,224	1,224	1,184	1,184
Nucleoeléctrica	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968
Hidroeléctrica conv.	30,417	32,330	32,330	32,330	34,630	34,630	34,630	34,630	37,389	37,389
Geotermoelectrica	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073
Eoloeléctrica	9	9	9	1,102	1,885	2,668	3,451	4,147	4,843	5,540
Solar	0	0	0	0	0	0	0	248	497	745
Biomasa	0	0	0	1,454	2,908	4,363	5,817	7,110	8,403	9,696
Minihidroeléctrica	0	0	0	248	497	745	994	1,243	1,491	1,740
TOTAL	242,236	248,010	255,553	269,322	278,670	288,970	303,476	319,377	342,397	357,195

Fuente: Elaboración propia.

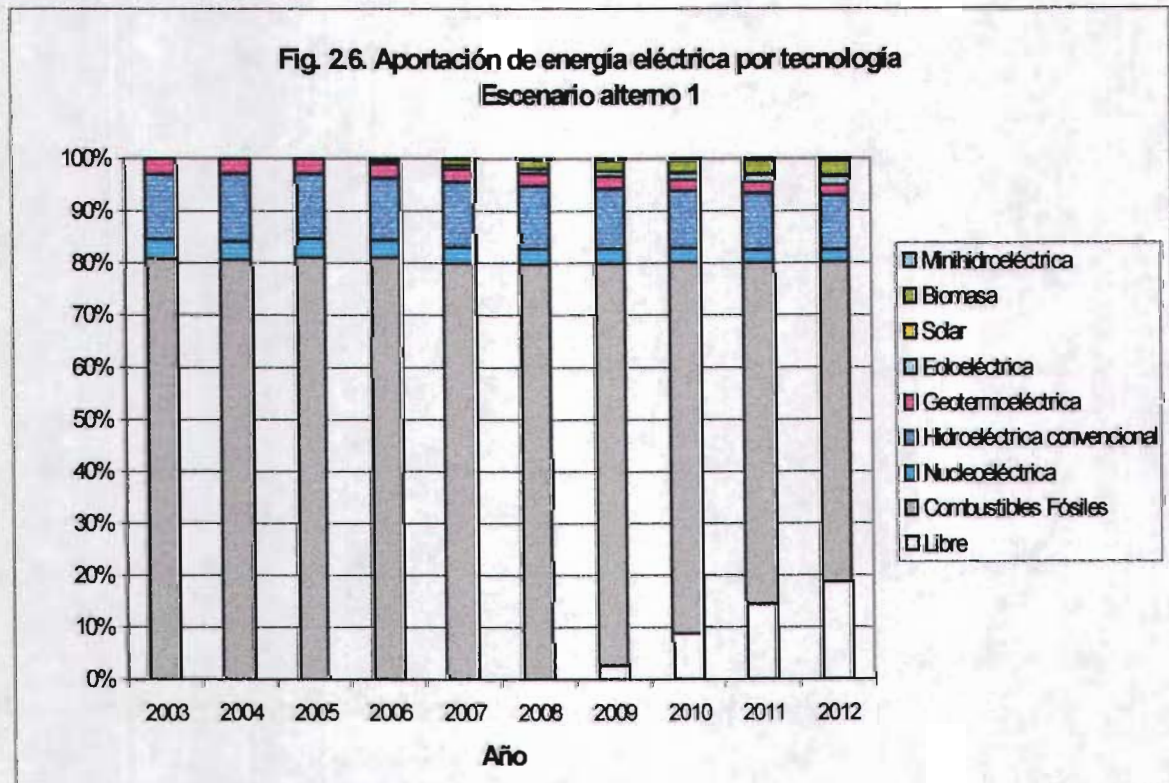
Tabla 2.13. Pronóstico de consumo de combustible, TJ

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustibleo	859,080	859,080	856,674	837,848	815,594	791,655	755,567	720,561	702,517	688,443
Gas Natural	592,788	619,060	676,017	769,829	818,017	858,605	972,446	1,095,864	1,239,293	1,339,569
Diesel	6,350	8,527	8,527	8,527	9,797	9,797	9,752	9,752	9,435	9,435
Carbón	321,365	321,365	321,365	321,365	321,365	369,314	369,314	369,314	369,314	369,314
Biomasa	0	0	0	15,406	30,812	46,218	61,624	75,319	89,013	102,707

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia.

Escenario alternativo 2: 7.5% de fuentes de ER-NC

En este escenario, la capacidad a instalar de tecnologías de fuentes de ER-NC durante el período 2003-2012 tendría que ser de 6,116 MW, mientras que de la capacidad de ciclo combinado proyectada en el escenario base, se reducirían 3,758 MW. En este caso el crecimiento de la capacidad de ER-NC es exponencial, como se muestra en la tabla 2.14 y se ilustra en la figura 2.7.

Tabla 2.14. Escenario alternativo 2
Capacidad a instalar cada año por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Libre	0	0	0	0	0	292	1,247	2,685	2,408	1,132	7,764
Ciclo Combinado	3,502	512	1,110	2,138	1,207	703	1,046	0	0	-510	9,708
Térmica convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	510
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0	700
Dual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	429
Combustión interna	0	48	0	0	38	0	10	0	0	0	96
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	312	624	0	0	750	0	0	0	900	0	2,586
Geotermoeléctrica	107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107
Eoloeléctrica	0	0	0	138	66	118	212	337	603	1,079	2,554
Solar	0	0	0	0	0	0	0	84	151	270	505
Biomasa	0	0	0	37	66	118	212	337	603	1,079	2,453
Minihidroeléctrica	0	0	0	8	15	26	47	84	151	270	601
TOTAL	4,350	1,184	1,110	2,321	2,142	1,958	2,774	3,528	4,815	3,831	28,013

Fuente: Elaboración propia.

Fig. 2.7. Capacidad de ER-NC a introducir en el período 2006-2012 por tecnología (acumulado)

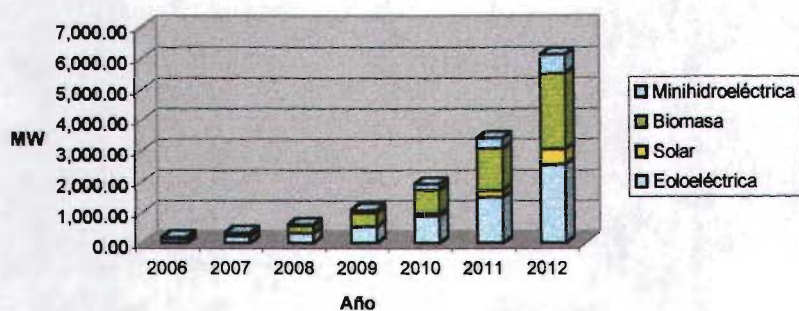


Tabla 2.15. Evolución de la capacidad instalada por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	292	1,538	4,224	6,631	7,764
Ciclo Combinado	10,845	11,357	12,467	14,605	15,812	16,515	17,581	17,109	16,909	16,399
Térmica convencional	14,283	14,283	14,243	13,930	13,580	13,162	12,562	11,980	11,680	11,446
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Turbogas	3,319	3,319	3,319	3,291	3,267	3,205	3,141	3,141	3,141	3,141
Combustión interna	140	188	188	188	216	216	215	215	208	208
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Hidroeléctrica conv.	9,921	10,545	10,545	10,545	11,295	11,295	11,295	11,295	12,195	12,195
Geotermoeléctrica	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Eoloeléctrica	3	3	3	141	207	325	537	874	1,477	2,557
Solar	0	0	0	0	0	0	0	84	235	505
Biomasa	0	0	0	37	103	221	433	770	1,373	2,453
Minihidroeléctrica	0	0	0	8	23	49	96	181	331	601
TOTAL	45,526	46,710	47,780	49,760	51,498	52,996	55,094	57,588	61,897	64,994

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.16. Pronóstico de energía generada por tecnología, GWh

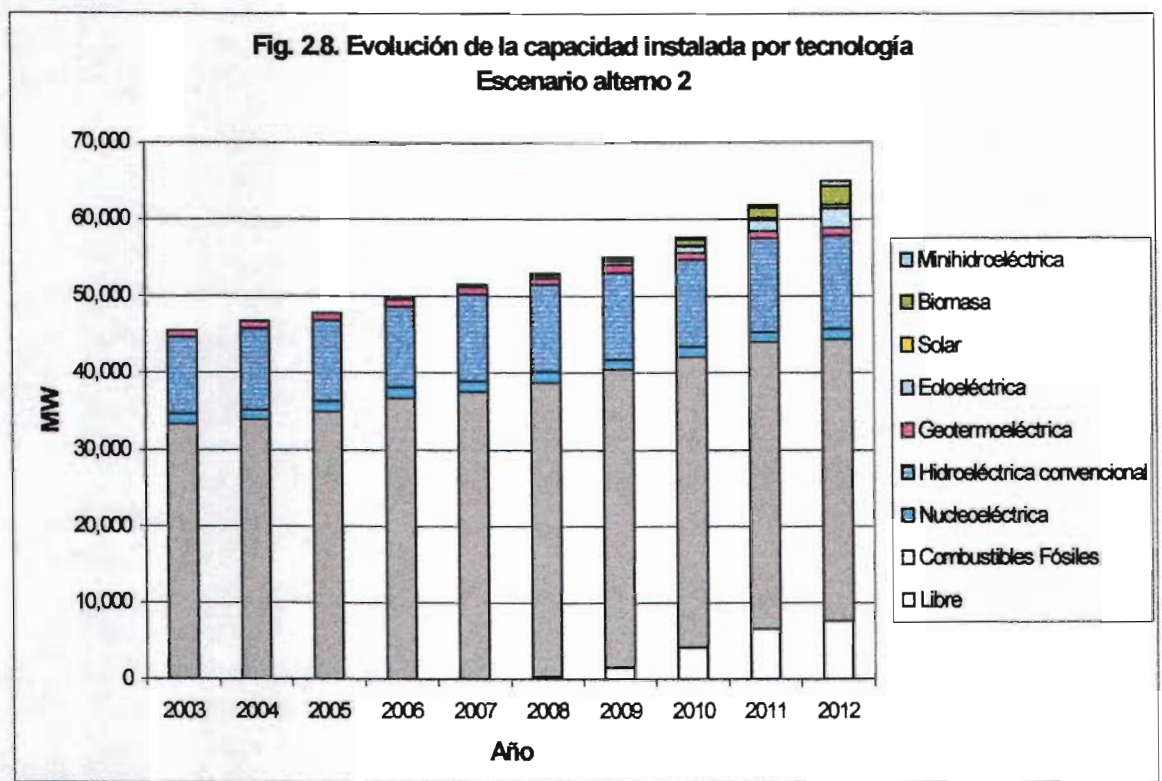
Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	2,043	10,780	29,600	46,472	54,407
Ciclo Combinado	76,001	79,589	87,368	102,349	110,809	115,735	123,066	119,898	118,496	114,922
Térmica convencional	84,455	84,455	84,218	82,368	80,180	77,826	74,279	70,837	69,063	67,680
Carboeléctrica	17,082	17,082	17,082	17,082	17,082	21,681	21,681	21,681	21,681	21,681
Dual	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797
Turbogas	3,634	3,634	3,634	3,603	3,577	3,509	3,439	3,439	3,439	3,439
Combustión interna	797	1,070	1,070	1,070	1,229	1,229	1,224	1,224	1,184	1,184
Nucleoeléctrica	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968
Hidroeléctrica conv.	30,417	32,330	32,330	32,330	34,630	34,630	34,630	34,630	37,389	37,389
Geotermoeléctrica	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073
Eoloeléctrica	9	9	9	432	634	997	1,647	2,680	4,529	7,839
Solar	0	0	0	0	0	0	0	369	1,029	2,211
Biomasa	0	0	0	210	587	1,261	2,467	4,386	7,820	13,967
Minihidroeléctrica	0	0	0	35	100	215	421	790	1,451	2,633
TOTAL	242,236	248,010	255,553	269,322	278,670	288,970	303,476	319,377	342,397	357,195

Fuente: Elaboración propia.

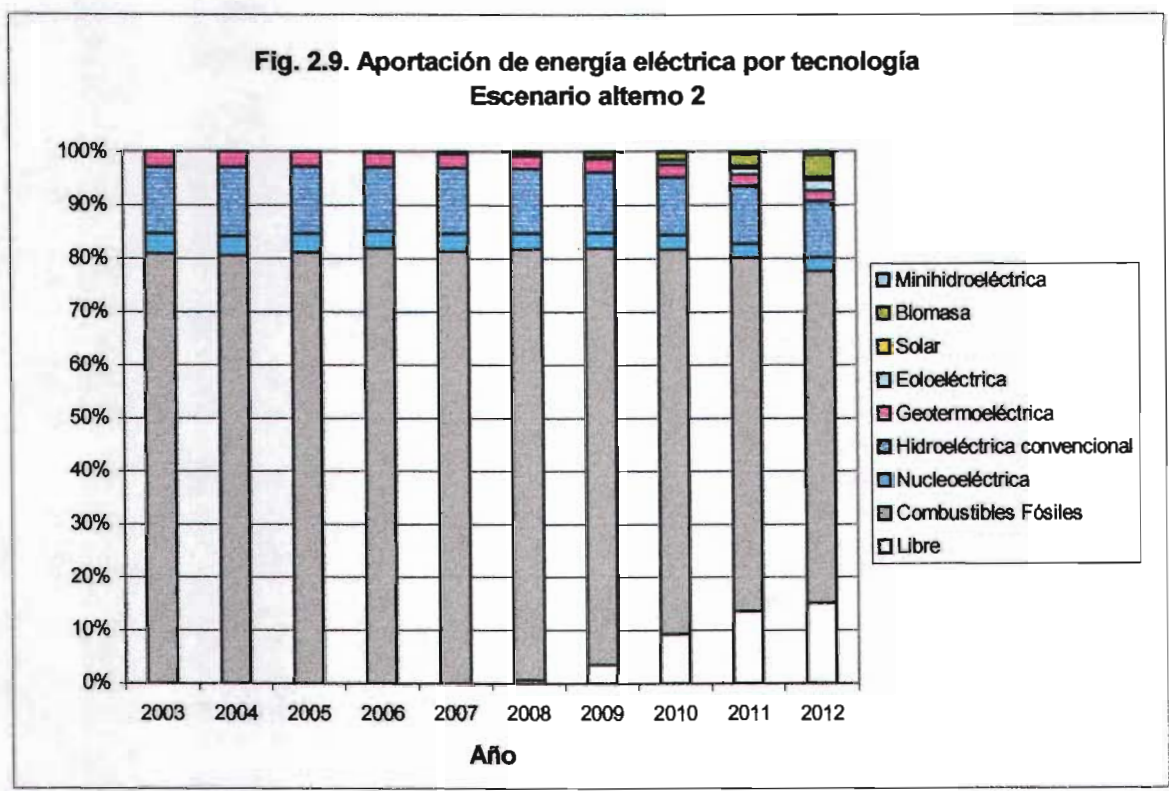
Tabla 2.17. Pronóstico de consumo de combustible, TJ

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	859,080	859,080	856,674	837,848	815,594	791,655	755,567	720,561	702,517	688,443
Gas Natural	592,788	619,060	676,017	785,400	847,079	897,436	1,014,383	1,128,985	1,242,262	1,274,196
Diesel	6,350	8,527	8,527	8,527	9,797	9,797	9,752	9,752	9,435	9,435
Carbón	321,365	321,365	321,365	321,365	321,365	369,314	369,314	369,314	369,314	369,314
Biomasa	0	0	0	2,229	6,218	13,357	26,134	46,460	82,837	147,939

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

Escenario alternativo 3: 10% de fuentes de ER-NC

En este escenario, la capacidad a instalar de tecnologías de fuentes de ER-NC sería de 8,155 MW, lo que implicaría un desplazamiento de capacidad de tecnología de ciclo combinado proyectada en el escenario base de 5,032 MW. En este caso, como en el escenario alternativo 2, el crecimiento de la capacidad de ER-NC y, por consecuencia, el decremento de lo programado en el escenario base de tecnología de ciclo combinado se realiza exponencialmente (tabla 2.18).

Tabla 2.18. Escenario alternativo 3
Capacidad a instalar cada año por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL
Libre	0	0	0	0	0	261	1,176	2,532	2,082	455	6,507
Ciclo Combinado	3,502	512	1,110	2,133	1,194	703	1,046	0	0	-510	9,690
Térmica convencional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	510	510
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	700	0	0	0	0	700
Dual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	429
Combustión interna	0	48	0	0	38	0	10	0	0	0	96
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	312	624	0	0	750	0	0	0	900	0	2,586
Geotermoeleétrica	107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107
Eoloeléctrica	0	0	0	141	75	141	262	435	811	1,513	3,379
Solar	0	0	0	0	0	0	0	109	203	378	690
Biomasa	0	0	0	40	75	141	262	435	811	1,513	3,278
Minihidroeléctrica	0	0	0	9	17	31	58	109	203	378	805
TOTAL	4,350	1,184	1,110	2,324	2,150	1,976	2,816	3,620	5,011	4,237	28,777

Fuente: Elaboración propia.

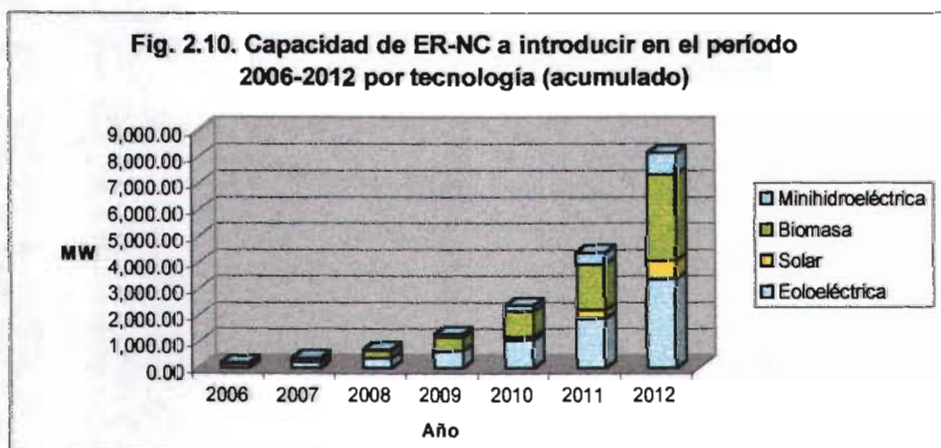


Tabla 2.19. Evolución de la capacidad instalada por tecnología, MW

Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	261	1,437	3,969	6,052	6,507
Ciclo Combinado	10,845	11,357	12,467	14,600	15,794	16,497	17,543	17,091	16,891	16,381
Térmica convencional	14,283	14,283	14,243	13,930	13,560	13,162	12,562	11,980	11,680	11,446
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Turbogas	3,319	3,319	3,319	3,291	3,267	3,205	3,141	3,141	3,141	3,141
Combustión interna	140	188	188	188	216	216	215	215	208	208
Nucleoeléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
Hidroeléctrica conv.	9,921	10,545	10,545	10,545	11,295	11,295	11,295	11,295	12,195	12,195
Geotermoeléctrica	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
Eoloeléctrica	3	3	3	144	220	361	623	1,058	1,869	3,382
Solar	0	0	0	0	0	0	0	109	312	690
Biomasa	0	0	0	40	116	257	519	954	1,765	3,278
Minihidroeléctrica	0	0	0	9	26	57	115	224	427	805
TOTAL	45,526	46,710	47,780	49,763	51,509	53,025	55,166	57,751	62,255	65,748

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.20. Pronóstico de energía generada por tecnología, GWh

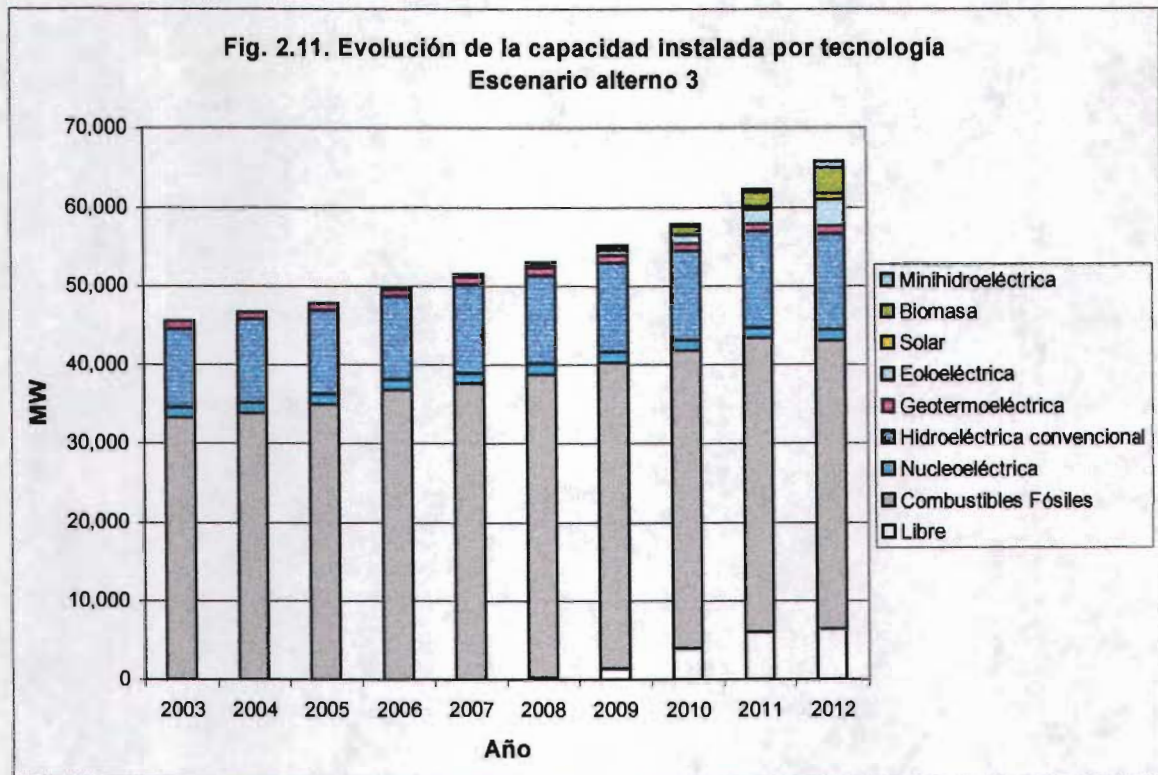
Tecnología	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Libre	0	0	0	0	0	1,825	10,070	27,816	42,411	45,602
Ciclo Combinado	76,001	79,589	87,368	102,315	110,684	115,610	122,941	119,773	118,371	114,797
Térmica convencional	84,455	84,455	84,218	82,368	80,180	77,826	74,279	70,837	69,063	67,680
Carboeléctrica	17,082	17,082	17,082	17,082	17,082	21,681	21,681	21,681	21,681	21,681
Dual	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797	13,797
Turbogas	3,634	3,634	3,634	3,603	3,577	3,509	3,439	3,439	3,439	3,439
Combustión interna	797	1,070	1,070	1,070	1,229	1,229	1,224	1,224	1,184	1,184
Nucleoeléctrica	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968	8,968
Hidroeléctrica conv.	30,417	32,330	32,330	32,330	34,630	34,630	34,630	34,630	37,389	37,389
Geotermoeléctrica	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073	7,073
Eoloeléctrica	9	9	9	442	674	1,105	1,910	3,244	5,731	10,369
Solar	0	0	0	0	0	0	0	476	1,364	3,021
Biomasa	0	0	0	230	660	1,461	2,955	5,432	10,051	18,665
Minihidroeléctrica	0	0	0	39	112	249	505	981	1,869	3,526
TOTAL	242,236	248,010	255,553	269,322	278,670	288,970	303,476	319,377	342,397	357,195

Fuente: Elaboración propia.

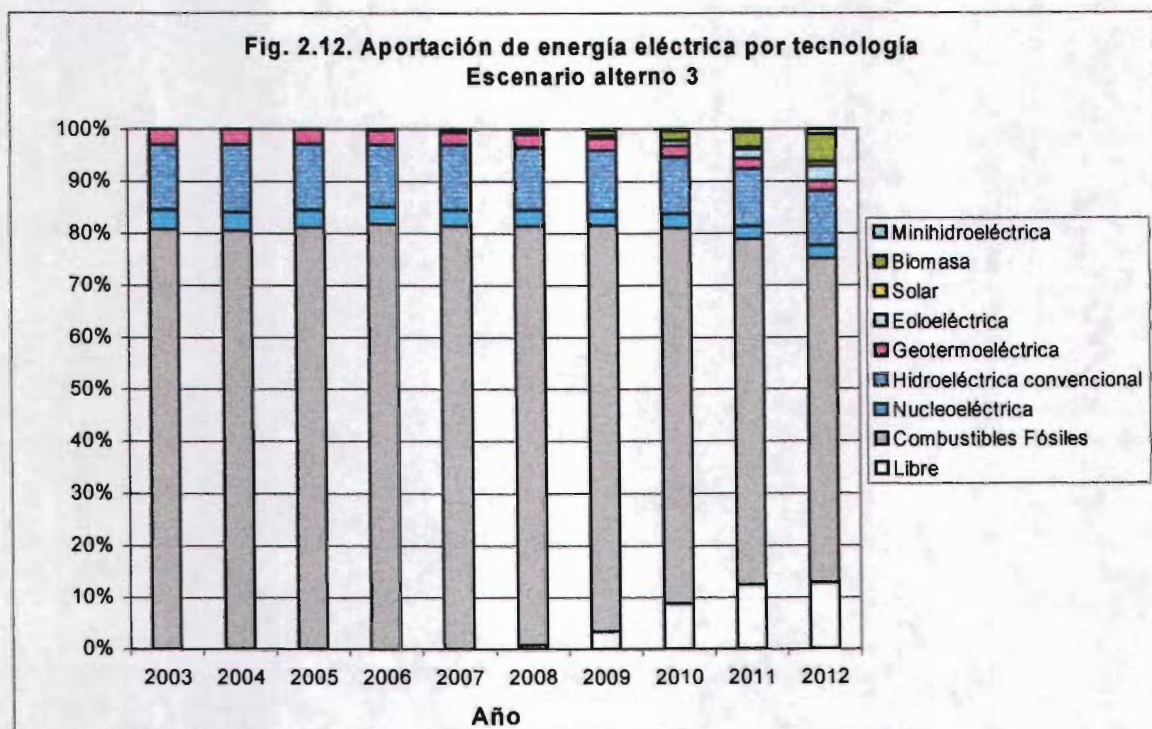
Tabla 2.21. Pronóstico de consumo de combustible, TJ

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	859,080	859,080	856,674	837,848	815,594	791,655	755,567	720,561	702,517	688,443
Gas Natural	592,788	619,060	676,017	785,150	846,164	894,927	1,008,269	1,115,014	1,211,609	1,208,805
Diesel	6,350	8,527	8,527	8,527	9,797	9,797	9,752	9,752	9,435	9,435
Carbón	321,365	321,365	321,365	321,365	321,365	369,314	369,314	369,314	369,314	369,314
Biomasa	0	0	0	2,441	6,993	15,480	31,309	57,545	106,470	197,704

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de la capacidad a instalar cada año por tecnología, planteada en cada uno de estos escenarios, se desarrolla la cuantificación de los beneficios ambientales, económicos y de generación de empleos que se expone a continuación.

3. CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS AMBIENTALES

Como se mencionó en el apartado uno, la participación de cierto porcentaje de ER-NC en el parque de generación es una medida de mitigación de la contaminación atmosférica derivada del uso de combustibles fósiles que, de implementarse, puede producir grandes beneficios ambientales al reducir las emisiones de diferentes gases contaminantes y con ello los efectos negativos producidos por éstos al medio ambiente y a la salud humana.

En este apartado se describe el procedimiento empleado y se presentan los resultados de la estimación de la cantidad de emisiones atmosféricas que se reducirían de incluir ER-NC en el SEN para generar cierto porcentaje, según cada escenario, de la electricidad que requerirá el país en 2012 (año final del período en estudio).

3.1. Procedimiento de la cuantificación

Con el producto de la cantidad de cada uno de los combustibles, requerida para generar electricidad cada año de los comprendidos dentro del periodo 2003-2012, por el factor de emisión de cada uno de los gases contaminantes derivados del proceso de generación, se cuantificó la cantidad de emisiones que se efectuarían cada año de dicho período, con una participación de tecnologías de generación como la indicada en el escenario base y con cada uno de los escenarios alternos.

Los datos que se tomaron para efectuar la cuantificación, en el caso del consumo de combustibles, son los estimados en el capítulo dos, para cada escenario. Mientras que los factores de emisión de los diferentes gases contaminantes, tales como: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles distintos del metano, se calculan en este capítulo.

3.1.1. Cálculo de factores de emisión de gases contaminantes

Los factores de emisión se calcularon de acuerdo a las directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, en el caso del CO₂. Y, en el caso de los otros gases, el cálculo se realizó con los factores del Factor Information Retrieval (FIRE) de la Environmental Protection Agency (EPA), estos últimos con los poderes caloríficos de los combustibles del COPAR-Generación de la CFE.

Factores de emisión de CO₂

Los factores de emisión de CO₂ se calcularon para el fuelóleo residual, gas natural, otros productos del petróleo y carbón bituminoso a partir de los datos obtenidos de IPCC²². El resultado de cada uno de los factores se muestra en la tabla 3.1.

²² Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, "Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", versión revisada en 1996: _Libro de trabajo, tablas 1.2 y 1.4

Tabla 3.1. Factores de emisión

Combustible	KgCO ₂ / TJ
Combustóleo	76,593
Gas Natural	55,819
Diesel	72,600
Carbón	96,301

Fuente: Elaboración propia, con datos de IPCC.

La combustión de biomasa no produce emisiones netas de CO₂, ya que se parte del supuesto que dicho CO₂ fue previamente secuestrado de la atmósfera y en algún momento luego de su liberación volverá a serlo cerrando de esta manera un ciclo propio.

Factores de emisión de CH₄, N₂O, CO, NO_x y COVDM

Para los gases CH₄, N₂O, CO, NO_x y COVDM, los factores de emisión se calcularon con datos del Factor Information Retrieval FIRE²³, de la EPA, con los poderes caloríficos de los combustibles del COPAR-Generación de la CFE y las conversiones necesarias (tabla 3.2).

Tabla 3.2. Factores de emisión extraídos del FIRE-EPA

Combustible	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM
Petróleo (kg/1000gal)	0.1270	0.0499	18.1437	2.2679	0.3447
Gas Natural (kg/Mft ³)	1.0433	0.2903	63.5029	38.1017	2.4947
Diesel (kg/1000gal)	-	-	55.4834	4.7917	0.0258
Carbón Bituminoso (kg/ton)	0.0227	0.0363	14.0614	0.2268	0.0181
Biomasa (kg/Mbtu)	0.0095	0.0059	0.0998	0.0075	0.0077

Fuente: EPA, "Factor Information Retrieval (FIRE): Version 6.24", March 9, 2004. Con conversiones de lb a kg.

Los poderes caloríficos de los combustibles que se consideraron fueron los correspondientes al combustóleo y gas natural nacionales, al diesel # 2 y al carbón importado (Tabla 3.3)

Tabla 3.3. Poderes caloríficos de los combustibles

Combustible	Poder Calorífico
Combustóleo (MJ/gal)	157.79
Gas Natural (MJ/ft ³)	1
Diesel (MJ/gal)	146.29
Carbón Bituminoso (MJ/kg)	23.83

Fuente: COPAR Generación", CFE

Con el cociente de los factores de emisión extraídos del FIRE, entre los poderes caloríficos correspondientes a cada combustible, se calcularon los factores con los que se realizó la cuantificación.(Tabla 3.4)

²³ Environmental Protection Agency, "Factor Information REtrieval FIRE", Versión 6.24, EPA, 2004.

Tabla 3.4. Factores de emisión

Combustible	KgCH ₄ / TJ	KgN ₂ O / TJ	KgNO _x / TJ	KgCO / TJ	KgCOVDM / TJ
Combustóleo	0.8049	0.3162	114.9864	14.3729	2.1845
Gas natural	1.0433	0.2903	63.5029	38.1017	2.4947
Diesel	-	-	379.2699	32.7548	0.1766
Carbón	0.9526	1.5233	590.0713	9.5174	0.7595
Biomasa	9.0285	5.5890	94.5800	7.0937	7.3087

Fuente: Elaboración propia, con datos de EPA y CFE.

Dado que los factores de emisión de CH₄ y N₂O del diesel no se encuentran en la información del FIRE, para la cuantificación, se tomaron los datos del "Inventario de gases de efecto invernadero 1997, Argentina". Estos valores son: 2.517 kgCH₄/TJ y 2 kgN₂O/TJ.²⁴

3.1.2. Cuantificación de emisiones atmosféricas

La cuantificación de emisiones atmosféricas para el periodo 2003-2012 se realizó a partir de los estimados de generación para las estructuras de parque de generación de los distintos escenarios, multiplicando el consumo de cada uno de los combustibles por los correspondientes factores de emisión de cada uno de los gases.

La cantidad de emisiones atmosféricas que se estima se producirán en el año 2012 a causa de la generación de electricidad, con una estructura de energéticos primarios como la que se planea implementar en escenario base, asciende a 170 millones de toneladas de CO₂, partiendo de 130 millones de toneladas en 2003, significando esto un incremento de 31 %. Para el caso de CH₄ el incremento de 2003 a 2012 es de 51 % con una cifra de 2,460 toneladas al final del período, 30 % para el N₂O con 1,225 toneladas, 20 % para los NO_x con 393 820 toneladas, 82 % para el CO con 69,614 toneladas y 51 % para los COVDM con 5,445 toneladas en 2012 (para un mayor detalle de la información remitirse al anexo 1).

Tabla 3.5. Crecimiento de emisiones atmosféricas contaminantes por generación de electricidad 2003-2012 (Escenario base)

Contaminante	Emisiones en 2003 (toneladas)	Emisiones en 2012 (toneladas)	Incremento (toneladas)	Incremento (%)
CO ₂	130 x 10 ⁶	171 x 10 ⁶	41 x 10 ⁶	31
CH ₄	1,632	2,460	828	51
N ₂ O	945	1,225	280	30
NO _x	328,462	393,820	65,358	20
CO	38,200	69,614	31,414	82
COVDM	3,600	5,445	1845	51

Fuente: Elaboración propia

²⁴ Ministerio de Desarrollo Social y Medio Ambiente, "Inventario de gases de efecto invernadero 1997, Quema de combustibles en fuentes fijas y emisiones fugitivas", Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, Argentina, 1998, págs. 45,46.

3.2. Cantidad de beneficios ambientales al incluir ER-NC en el Parque de Generación Nacional

La cantidad de emisiones atmosféricas que se reducirían al incluir la participación de ER-NC con un 5%, 7.5% ó 10% (escenarios alterno 1, alterno 2 y alterno 3 respectivamente) del total de generación de electricidad producida en 2012, con respecto al escenario base (tendencia actual) se presentan en las tablas 3.6, 3.7 y 3.8.

Introduciendo plantas de biomasa, los beneficios serían sólo en cuanto a reducciones de CO₂ y de CO, que son los contaminantes más relevantes en cuanto al daño que provocan al medio ambiente el CO₂, por sus efectos de cambio climático, y a la salud el CO. En cuanto al resto de los contaminantes, la generación proveniente de plantas de biomasa con la capacidad planteada en los escenarios alternos implicarían un impacto negativo, dado a que las emisiones correspondientes serían mayores que las que se tendrían con plantas de ciclo combinado.

La tabla 3.6 indica la cantidad total de emisiones que se evitarían durante el período 2006-2012, período en que se plantea la gradual introducción de la capacidad de ER-NC requerida para cubrir la meta planteada en cada escenario. Mientras que la tabla 3.7 muestra la cantidad de emisiones que se evitarían cada año de los siguientes a 2012. Y las cantidades de emisiones que se evitarían durante todo el período de vida útil de las tecnologías de ER-NC, considerado como 20 años, se proporcionan en la tabla 3.8.

La figura 3.1 ilustra la cantidad de emisiones de CO₂ que cada año se irían evitando en cada escenario, desde que se plantea se comiencen a introducir las tecnologías de ER-NC hasta el año 2012, año en que se alcanzaría la meta planteada, la cifra que alcanza cada curva en este último punto es la cantidad de emisiones que se evitarían cada año de ahí en adelante. Cabe señalar que el patrón de evolución de emisiones de CO₂ evitadas es el mismo que se tendría para el caso del CO.

Tabla 3.6. Total de emisiones evitadas durante el período 2006-2012.

Escenario	Ton CO ₂	Kg CO
Alterno 1	-28,452,967	-16,434,667
Alterno 2	-23,087,704	-13,452,837
Alterno 3	-29,775,132	-17,359,572

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.7. Emisiones evitadas cada año de los posteriores a 2012

Escenario	Ton CO ₂	Kg CO
Alterno 1	-7,113,242	-4,126,881
Alterno 2	-10,762,303	-6,296,842
Alterno 3	-14,412,374	-8,435,345

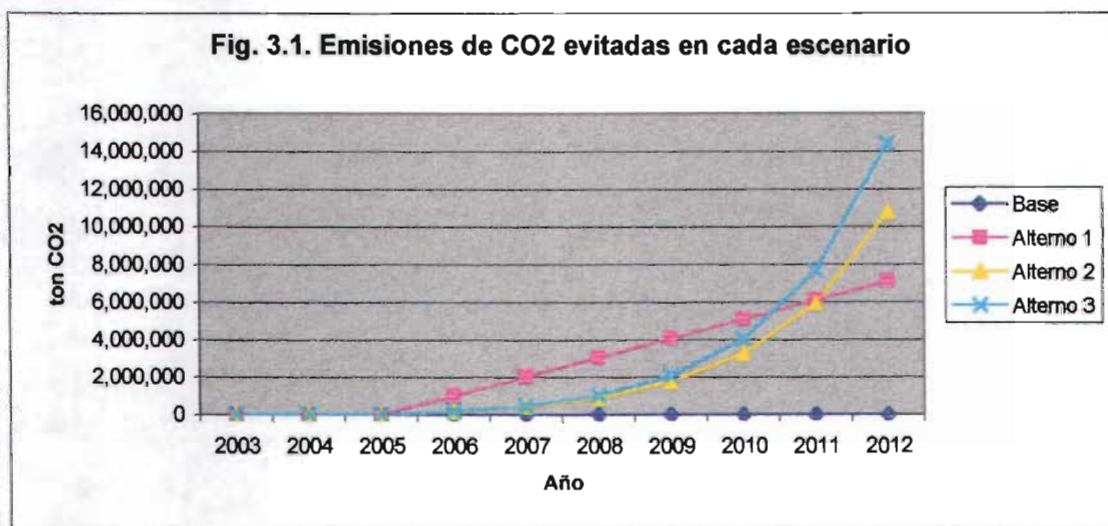
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.8. Emisiones evitadas durante todo el período de vida útil de las tecnologías de ER-NC (20 años)

Escenario	Ton CO ₂	Kg CO
Alternativo 1	-142,264,837	-82,537,624
Alternativo 2	-215,246,060	-125,936,856
Alternativo 3	-288,247,486	-168,706,915

Fuente: Elaboración propia.

Estas cifras pueden variar dependiendo del tipo de biomasa. Esta estimación se efectuó con factores de emisión correspondientes a plantas que para la generación de electricidad utilizan residuos sólidos.



Fuente: Elaboración propia

Al no incluir plantas de biomasa dentro de la participación de ER-NC, las emisiones que se evitarían anualmente al desplazar cierto porcentaje (el considerado en cada escenario) de la generación de plantas de CC en 2012, serían las mostradas en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Emisiones evitadas cada año de los posteriores a 2012, introduciendo ER-NC diferentes de biomasa

Escenario	Ton CO ₂	Kg CH ₄	Kg N ₂ O	Kg NO _x	Kg CO	Kg COVDM
Alternativo 1	-7,113,242	-132,952	-36,994	-8,092,432	-4,855,454	-317,910
Alternativo 2	-10,762,303	-201,156	-55,972	-12,243,814	-7,346,281	-480,996
Alternativo 3	-14,412,374	-269,378	-74,955	-16,396,345	-9,837,796	-644,127

Fuente: Elaboración propia.

Con los escenarios alternos planteados en este trabajo, la cantidad de emisiones atmosféricas que se evitarían al incluir ER-NC en el Parque de Generación Nacional, disminuirían la pendiente de la curva creciente de emisiones atmosféricas que presenta el escenario base (tendencia actual), evitando anualmente, a partir de 2012: 14,412,374 toneladas de CO₂ (8.4 % del total de emisiones que se emitirían en escenario base) y 8,435 toneladas de CO (12.1 %), esto con el escenario más alto de los planteados (10% del total de electricidad generada en 2012, proveniente de ER-NC).

La cantidad de beneficios que se irían acumulando durante el período de implementación de las ER-NC (2006-2012), dependerá de la forma de crecimiento de éstas. Como se puede ver en la tabla 3.6 se tendrían mayores beneficios a corto plazo (total en 2012) con crecimiento lineal. Comparando las cifras de las emisiones que se evitarían en el escenario bajo, cuyo crecimiento de ER-NC es lineal, éstas son superiores a las del escenario medio y muy cercanos a las del escenario alto, en los cuales el crecimiento se efectúa exponencialmente.

A largo plazo, con un horizonte de 20 años, que es el tiempo que se considera como período de vida útil de las tecnologías de ER-NC, la cantidad de beneficios sería proporcional en cada escenario de los alternos, como se puede ver en la tabla 3.7, según el porcentaje de participación planteado en cada uno de ellos. En este caso no afectaría la forma de crecimiento de las ER-NC, dado a que de igual forma que se va instalando cierta capacidad de este tipo de tecnologías cada año, en la misma cantidad se va retirando cada año al final de su vida útil. Sin embargo, la idea es que la participación de ER-NC en cierto porcentaje siga creciendo o se mantenga en el futuro, por lo que no se prevee un gradual decrecimiento al final de la vida útil de las tecnologías, sino repotenciación para mantener o incrementar los beneficios.

4. CUANTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS ECONÓMICOS DIRECTOS

En este capítulo se presentan los resultados de una estimación de los impactos económicos directos sobre los costos de inversión y de consumo de gas natural por la sustitución de la capacidad adicional de plantas de ciclo combinado por plantas que operan con energías renovables.

Para cuantificar estos impactos económicos de introducir ER-NC en el Parque de Generación Nacional, se realizó una comparación entre la cantidad adicional de costos de inversión de cada uno de los escenarios alternos respecto al escenario base y la cantidad de costos por consumo de gas natural que se ahorraría en cada uno de los escenarios alternos.

4.1. Costos de inversión por capacidad adicional

Los costos de inversión que se efectuarían por la capacidad a instalar en cada uno de los escenarios, se estimaron con los datos de los costos unitarios de inversión indicados en la tabla 4.1. y la capacidad a instalar por tecnología en el período 2003-2012 en cada uno de los escenarios (Tabla 4.2).

Tabla 4.1. Costo unitario de inversión por tecnología.

Tecnología	Costo Unitario Pesos/kW
Libre	5,797
Ciclo Combinado	5,797
Térmica convencional	9,321
Carboeléctrica	15,018
Dual	15,387
Turbogas	6,702
Combustión interna	13,819
Nucleoeléctrica	28,517
Hidroeléctrica conv.	19,380
Geotermoeléctrica	12,001
Eoloeléctrica	9,584
Solar	30,000
Biomasa	9,000
Minihidroeléctrica	15,000

Fuente: varias (ver texto)

Para el caso de las tecnologías de ciclo combinado, térmica convencional, carboeléctrica, dual, turbogas, combustión interna, nucleoeléctrica, hidroeléctrica y geotermoeléctrica, los datos se tomaron del COPAR-CFE²⁵; para la tecnología eoloeléctrica se tomó el dato

²⁵ Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2002, cuadro 1.3.

obtenido en otro trabajo de tesis²⁶; para las tecnologías solar y de biomasa, los datos fueron extraídos del documento de un proyecto actualmente en proceso en SENER²⁷; y finalmente, para la tecnología minihidroeléctrica, el dato se obtuvo con el valor medio de costo de inversión de los proyectos económicamente viables analizados en un estudio realizado en CONAE²⁸. En el caso de la tecnología hidroeléctrica, solar y biomasa, los valores también son promedio de los rangos indicados en cada una de las fuentes.

Tabla 4.2. Capacidad a instalar por tecnología en el período 2003-2012, MW.

Tecnología	Escenario Base	Escenario Alterno 1	Escenario Alterno 2	Escenario Alterno 3
Libre	11,378	9,503	7,764	6,507
Ciclo Combinado	9,851	9,243	9,708	9,690
Térmica convencional	510	510	510	510
Carboeléctrica	700	700	700	700
Dual	0	0	0	0
Turbogas	429	429	429	429
Combustión interna	96	96	96	96
Nucleoeléctrica	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	2,586	2,586	2,586	2,586
Geotermoeléctrica	107	107	107	107
Eoloeléctrica	101	1,804	2,554	3,379
Solar	0	170	505	690
Biomasa	0	1,703	2,453	3,278
Minihidroeléctrica	0	397	601	805
Total	25,758	27,248	28,013	28,777
Capacidad a instalar adicional al introducir ER-NC	0	1,490	2,255	3,019

Fuente: Elaboración Propia.

Con el producto de los costos unitarios de inversión y la capacidad a instalar por tecnología en el período 2003-2012 en cada uno de los escenarios se estimaron los costos totales de inversión (Tabla 4.3).

²⁶ Velázquez V., "Aprovechamiento de la energía eólica en México", Tesis Licenciatura, FI-UNAM, México, 2001, p.117.

²⁷ United Nations Development Program, "Action Plan for Removing Barriers to the Full Scale Implementation of Wind Power in Mexico", UNDP-GEF, México, D.F., 2001, p. 20.

²⁸ Dirección de Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía, "Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla", CONAE, México, D.F., s/f. p.102-104.

**Tabla 4.3. Costos de inversión de capacidad adicional por tecnología al 2012,
Millones de pesos**

Tecnología	Escenario Base	Escenario Alterno 1	Escenario Alterno 2	Escenario Alterno 3
Libre	65,962	55,091	45,008	37,724
Ciclo Combinado	57,109	53,582	56,279	56,175
Térmica convencional	4,753	4,753	4,753	4,753
Carboeléctrica	10,512	10,512	10,512	10,512
Dual	0	0	0	0
Turbogas	2,875	2,875	2,875	2,875
Combustión interna	1,326	1,326	1,326	1,326
Nucleoeléctrica	0	0	0	0
Hidroeléctrica conv.	50,117	50,117	50,117	50,117
Geotermoeléctrica	1,284	1,284	1,284	1,284
Eoloeléctrica	968	17,289	24,477	32,385
Solar	0	5,108	15,147	20,692
Biomasa	0	15,326	22,076	29,502
Minihidroeléctrica	0	5,960	9,018	12,076
Total	194,909	223,229	242,877	259,427
CI adicionales al introducir ER-NC	0	28,320	47,968	64,518

Fuente: Elaboración Propia.

De la tabla 4.3 podemos ver que la capacidad adicional que se implementaría con tecnologías de ER-NC con la participación que se plantea en cada escenario, incrementa significativamente los costos totales de inversión. Para el caso del escenario alternativo 3, por ejemplo, en el que las ER-NC aportarían 10% de la generación total en 2012, los costos totales de la capacidad requerida se incrementarían en un 33% con respecto al escenario base, lo que significa 64,518 millones de pesos.

Se puede notar también que la cantidad correspondiente a la tecnología solar tiene gran impacto, siendo que la capacidad a instalar es muy pequeña. Por supuesto, la razón es el alto costo unitario de inversión de esta tecnología que se está considerando en la estimación. En realidad, esta cantidad podría ser menor dado a que la capacidad de energía solar que se plantea instalar es en los últimos tres años del período, tiempo para el cual este costo puede ser menor de acuerdo con los datos de las tendencias de reducción de costos de tecnologías de energías renovables (Watts, 2002).

4.2. Costos de consumo de Gas Natural

La estimación de los costos por consumo de gas natural, se realizó con el producto de la cantidad de este combustible a consumir en cada uno de los escenarios (Tabla 4.4) y el precio externo de referencia del gas natural: 0.02990 \$/MJ (precio medio de 2002)²⁹.

²⁹ Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2002, cuadro 1.4.

Tabla 4.4. Pronóstico de consumo de Gas Natural, TJ

Escenario	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Base	592,788	619,060	676,017	788,034	854,426	913,220	1,045,265	1,186,888	1,348,523	1,467,003
Alternativo 1	592,788	619,060	676,017	769,829	818,017	858,605	972,446	1,095,864	1,239,293	1,339,569
Alternativo 2	592,788	619,060	676,017	785,400	847,079	897,436	1,014,383	1,128,985	1,242,262	1,274,196
Alternativo 3	592,788	619,060	676,017	785,150	846,164	894,927	1,008,269	1,115,014	1,211,609	1,208,805

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 4.5. Costos de consumo de Gas Natural, Millones de pesos

Escenario	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Base	17,724	18,510	20,213	23,562	25,547	27,305	31,253	35,488	40,321	43,863
Alternativo 1	17,724	18,510	20,213	23,018	24,459	25,672	29,076	32,766	37,055	40,053
Alternativo 2	17,724	18,510	20,213	23,483	25,328	26,833	30,330	33,757	37,144	38,098
Alternativo 3	17,724	18,510	20,213	23,476	25,300	26,758	30,147	33,339	36,227	36,143

Fuente: Elaboración propia.

Una vez calculados los costos anuales por consumo de gas natural en cada escenario, se sacó la diferencia entre los resultados de cada uno de los escenarios alternos y los del escenario base (Tabla 4.6).

Tabla 4.6. Costos por consumo de gas natural evitados anualmente con la introducción de ER-NC en el Parque de Generación Nacional, Millones de pesos

Escenario	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alternativo 1	0	0	0	-544	-1,089	-1,633	-2,177	-2,722	-3,266	-3,810
Alternativo 2	0	0	0	-79	-220	-472	-923	-1,731	-3,177	-5,765
Alternativo 3	0	0	0	-86	-247	-547	-1,106	-2,149	-4,094	-7,720

Fuente: Elaboración Propia.

Dado que nos interesa el impacto de la aplicación de las energías renovables a lo largo de su vida útil, se hizo una estimación de lo que se ahorraría suponiendo una vida útil de 20 años para las plantas de energías renovables. De esta manera, se realizó la sumatoria de los resultados de la diferencia mostrada en la tabla 4.6 (para el período 2003-2012) y se le agregó la sumatoria del ahorro por los años siguientes hasta completar 20 años, que es lo que tomará la última instalación (hecha en 2012) en completar su vida útil.

Tabla 4.7. Costos por consumo de Gas Natural que se ahorrarían al introducir ER-NC, Millones de pesos

Escenario	Ahorro durante periodo de instalación 2006-2012	Ahorro anual después de 2012	Ahorro durante periodo de vida útil 20 años
Alternativo 1	-15,241	-3,810	-76,206
Alternativo 2	-12,367	-5,765	-115,299
Alternativo 3	-15,949	-7,720	-154,403

Fuente: Elaboración propia

De los resultados presentados en la tabla 4.7 puede verse que, al considerar todo el período de vida útil de las tecnologías de energías renovables, la cantidad que se evitaría gastar en combustible (gas natural) durante dicho período, al evitar el consumo de éste en la operación de plantas de ciclo combinado que quedan reemplazadas por tecnologías de ER-NC, es relevante. Retomando como ejemplo el caso del escenario alternativo 3, el ahorro sería

de 154,403 millones de pesos. Puede notarse también que, durante el período de instalación, los ahorros son mayores con una forma de crecimiento lineal de las ER-NC (escenario alternativo 1), que con una forma de crecimiento exponencial (escenarios alternos 2 y 3).

4.3. Balance de impactos económicos

Para establecer un balance adecuado entre los costos adicionales de inversión y los ahorros en costos por consumo de gas natural se obtuvieron los valores presentes netos de las cantidades anuales proyectadas de inversión y costos de combustible (Tabla 4.8).³⁰

Tabla 4.8. Balance de impactos económicos al introducir ER-NC, M\$ (VPN)

Escenario	Costos adicionales de Inversión	Ahorro en costos por consumo de Gas Natural	Balance
Alternativo 1	19,240	24,817	5,577
Alternativo 2	27,392	31,200	3,808
Alternativo 3	36,579	41,437	4,858

Fuente: Elaboración propia

De esta manera se llega a la conclusión de que, en el balance, los ahorros que se tienen por evitar el consumo de gas natural superan los costos adicionales por inversiones en capacidad a instalar con tecnologías de ER-NC, permitiendo un ahorro para el escenario más alto (10% de ER) de 4,858.

Cabe señalar que el precio de gas natural que se utilizó en la estimación es el más bajo que se podría presentar, de acuerdo con UNCTAD (2004) " los fundamentos del mercado parecen indicar que en el futuro el precio del gas natural no alcanzará los bajos niveles de precio alcanzados durante los últimos años". Y señalar también, que los costos de inversión de las tecnologías de ER-NC utilizados en la estimación, son los actuales (no consideran las reducciones futuras que se prevén). Por tanto, los resultados de beneficios económicos podrían ser mayores.

³⁰ Se consideró una tasa de descuento de 10%. Igualmente, no se incluyen los gastos de operación y mantenimiento ya que se consideran similares para todos los tipos de plantas. En cuanto a costos de combustible para plantas de biomasa, éstos se consideran nulos al suponer que se utilizan residuos agrícolas y animales cuyo costo de manejo se iguala con el costo que se tendría para su disposición no energética.

5. CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS POR LA GENERACIÓN DE EMPLEO

Además de los beneficios ambientales y económicos que proporcionan las energías renovables en su uso para la generación de energía eléctrica, éstas pueden aportar también beneficios por la creación de nuevos empleos. Diversos estudios referentes, así como la experiencia misma de proyectos ya ejecutados en diferentes países, así lo demuestran.

La cantidad de empleos generados por unidad de energía eléctrica generada con cada una de las diferentes tecnologías de energías renovables, varía ampliamente en la información proporcionada en los estudios revisados. Sin embargo, todos coinciden en el hecho de que la cantidad de empleos implicados en el desarrollo de este tipo de tecnologías es mayor que la de los implicados en las tecnologías convencionales.

En este apartado se presenta la cuantificación de la cantidad de empleos que se generarían al incluir tecnologías de ER-NC en el SEN para aportar cierto porcentaje de electricidad, según cada escenario.

5.1. Procedimiento de cuantificación

Para estimar la cantidad de empleos que se generarían en cada uno de los escenarios y conocer los beneficios que en este sentido aportaría un plan que considerara cierto porcentaje de ER-NC en el Parque de Generación Nacional, se revisaron varios estudios que analizan este tema, así como alguna otra bibliografía que para estudios similares utilizan los factores de empleo por tecnología que en este trabajo se usan.³¹

Los factores de empleo difieren ampliamente de un documento a otro. En primera instancia porque las consideraciones que cada autor hace son distintas y con mayor o menor detalle, otra razón es la diferente metodología empleada para determinar los factores, y una más es el enfoque que cada estudio tiene. Sin embargo, a pesar de la gran diferencia entre datos, la

³¹ * Shibaki M., Beck F., "Geothermal Energy for Electric Power", REPP, Washington, USA, December 2003.

* Heavner B., Churchill S., "Renewables Work, Job Growth from Renewable Energy Development in California", CALPIRG Charitable Trust, California, USA, 2002.

* Singh V., "The work that goes into renewable energy", Research Report no. 13, Renewable Energy Policy Project, Washington, USA, November 2001.

* Bailie A. et al., "Clean Energy: Jobs for America's Future", Tellus Institute, USA, October 2001.

* Heavner B. and Del Chiaro B., "Employment Impacts of Developing Markets for Renewables in California", Environment California Research and Policy Center, USA, July 2003.

* Keith G. et al., "Cleaner air, fuel diversity and high-quality jobs: Reviewing selected potential benefits of an RPS in New York State", Renewable Energy Technology and Environment Coalition (RETEC), USA, July 2003.

* Goldemberg J., "The case for renewable energies, Thematic background paper", Ed. Secretariat of the International Conference for Renewable Energies, Bonn, Alemania, 2004.

* ACIL Consulting, "Employment Indicators for Australia's Renewable Energy Industries", <http://www.seda.nsw.gov.au/pdf/employmentindicators.pdf>

coincidencia de todos los estudios revisados es que la cantidad de empleos generados por MW instalado con tecnologías de energías renovables, es mayor que la que resulta con tecnologías convencionales.

No todos los estudios presentan los factores de la misma forma, ni estudian todas las tecnologías de energías renovables, por tal motivo, para el análisis realizado en este trabajo, se seleccionaron los datos procurando que la mayoría o todos los datos para la estimación fueran de la misma y sólo para agregar elementos de juicio se agregaron datos de otras fuentes.

5.1.1. Factores de empleo seleccionados para la cuantificación

La estimación se realizó tomando los factores de empleo utilizados en diferentes estudios, pero que originalmente son resultado de un estudio realizado en el Electric Power Research Institute (EPRI). El reporte del EPRI incluye estimaciones de creación de empleo en el desarrollo de las energías renovables, basado en proyectos existentes y planeados en California y en la perspectiva de mercado de desarrolladores de proyectos y fabricantes de equipo³². Asimismo, las estimaciones se diferencian por construcción y operación y mantenimiento (Tabla 5.1).

Tabla 5.1. Factores de empleo por tecnología de energías renovables.

Tecnología	Construcción (empleos / MW)	O&M (empleos / MW)
Eoloeléctrica	2.6	0.3
Solar	7.1	0.1
Biomasa	3.7	2.3

Fuente: EPRI (2003)

Estos factores incluyen empleos directos (instalación y operación de las plantas generadoras) e indirectos (fabricación de componentes de cada tecnología).

Comparando los factores del estudio de EPRI con los de otros estudios, los de EPRI resultan ser bastante conservadores, pues por citar un ejemplo, los factores que la Comisión de Energía de California usa en una estimación basada en un modelo del Oak Ridge National Laboratory, son aproximadamente tres veces mayores que los de EPRI. Sin embargo, en este trabajo se utilizan los factores más conservadores (factores del estudio de EPRI) en la estimación.

En el caso de la tecnología de ciclo combinado, se utilizan los factores estimados en un estudio del California Public Interest Research Group (CALPIRG) Charitable Trust, basados en la cantidad de empleos que se generaron con la instalación de algunas plantas generadoras de este tipo en California, incluyendo empleos directos, indirectos y de extracción y transporte de gas como se indica en la tabla 5.2.³³

³² Shibaki M., Beck F., "Geothermal Energy for Electric Power", Renewable Energy Policy Project, Washington, USA, December 2003.

³³ Heavner B., Churchill S., "Renewables Work, Job Growth from Renewable Energy Development in California", CALPIRG Charitable Trust, California, USA, 2002.

Tabla 5.2. Factores de empleo de tecnología de ciclo combinado

Empleos	Construcción	O & M
	Empleos a / MW	Empleos a / MW
Directos	0.49	0.04
Indirectos	0.53	0.06
Extracción y transporte de gas		0.03
Total	1.02	0.13

Fuente: CALPIRG (2002).

Para la tecnología minihidroeléctrica no se hayó información.

5.1.2. Requerimientos laborales por MW renovable

Otro estudio que analiza a gran detalle el tema es el realizado en el Renewable Energy Policy Project (REPP). Sin embargo, no analiza todas las tecnologías de energías renovables dado a la especificidad de su estudio. El análisis se hace sobre los empleos de instalación y de O&M generados en la industria eoloeleétrica y en la solar fotovoltaica, y sólo los de O&M de la industria de la biomasa. Dado a que es justo en estos rubros en los que se podría desarrollar la industria nacionalmente, aquí incluimos parte de esta información.

El estudio referido está basado en encuestas realizadas a empresas de estas industrias. A diferencia de los modelos "input-output", este estudio analiza los empleos generados por actividades específicas en la fabricación de cada una de las tecnologías, sin incluir los empleos de fabricación de insumos básicos como el acero para las torres de las turbinas eólicas, por ejemplo.³⁴ La tabla 5.3 muestra las horas y ocupaciones requeridas para construir, transportar, instalar y operar 1 MW solar fotovoltaico.

Tabla 5.3. Requerimientos laborales por MW solar fotovoltaico (en horas)

Actividad del proyecto	Categoría Ocupacional								TOTAL por actividad del proyecto
	Prof., Técnico y Admtivo.	Ventas	Servicio	Proceso	Neg. De Maq.	Trabajo de banco	Trabajo estructural	Misceláneo	
Vidrio	50			50	50			50	200
Plástico	50				250				300
Silicón	1,550	200	200	3,300	200	200			5,650
Fabricación de celdas	800			1,600		600	50	150	3,200
Ensamble de módulos	3,500			1,600		8,250	750	6,850	20,950
Cables	150				1,700				1,850
Inversores	750			1,000	1,000	1,000	1,000		4,750
Marco de montaje	500	500			150	100	150	100	1,500
Integración de sistemas	8,900	2,850							11,750
Distribución	1,500	1,500						1,000	4,000
Instalación	2,500						8,000		10,500
Servicio	5,000								5,000
TOTAL por ocupación	25,250	5,050	200	7,550	3,350	10,150	9,950	8,150	69,650
TOTAL Personas -año	12.9	2.6	0.1	3.9	1.7	5.2	5.1	4.2	35.5

Fuente: REPP (2001)

³⁴ Singh V., "The work that goes into renewable energy", Research Report no. 13, Renewable Energy Policy Project, Washington, USA, November 2001, p.10-20.

Los datos muestran que por 1 MW fotovoltaico instalado, se requieren 69,650 horas de trabajo, o bien, 36 personas-año, asumiendo 49 semanas de trabajo con 40 horas por semana y tres semanas de vacaciones y ausencia por enfermedades. Como se puede ver, la actividad más demandante es el ensamble de módulos, seguida por la integración e instalación de los sistemas. Y lo más importante, gran parte de los empleos que se crearían, más del 30% del total, serían empleos altamente calificados (profesional, administrativo y técnico).

Por otro lado, la tabla 5.4 muestra las horas y ocupaciones requeridas para construir, transportar, instalar y operar 1 MW eoloelectrico.

Tabla 5.4. Requerimientos laborales por MW eoloelectrico (en horas)

Actividad del proyecto	Categoría Ocupacional								TOTAL por actividad del proyecto
	Prof., Técnico y Adm.ivo.	Ventas	Servicio	Proceso	Negociación de Maq.	Trabajo de banco	Trabajo estructural	Misceláneo	
Transporte	20	20						120	160
Aspas	400				670	670	670		2,410
Acoplamiento	40				160		10		210
Frenos	60				320		10		390
Sistemas de control	70	50	50	30		270			470
Caja multi-plicadora	190	10	10		250	60	80		600
Buje	10			80	80				170
Generador	40				190	110	40		380
Torre	100				110	30	550		790
Cubierta	70						380	20	470
Chasis	60						310		370
Desarrollo	120								120
Instalación							530	530	1,060
Servicio	300		1,600						1,900
TOTAL por ocupación	1,480	60	1,660	110	1,780	1,140	2,580	670	9,500
TOTAL Personas -año	0.7	0	0.7	0.1	0.9	0.6	1.3	0.3	4.8

Fuente: REPP (2001)

La tabla indica que 1 MW eoloelectrico instalado y operando por un año, requiere 9,500 horas de trabajo, o bien, aproximadamente 5 personas-año, haciendo las mismas consideraciones que en el caso anterior de horas al año trabajadas. En este caso, la actividad que mayor empleo genera es la fabricación de las aspas y torres, así como la instalación de los sistemas y el servicio.

Como se puede observar, los factores calculados en este otro estudio (REPP), también resultan ser mucho mayores que los estimados por EPRI, lo que reafirma lo conservador de la estimación realizada en este trabajo.

En el caso de la tecnología de biomasa, de la cual sólo se analizan los factores de empleo de O&M, éstos varían mucho dependiendo del tipo de biomasa que se utilice.

Cabe hacer la observación de que en el caso de estas dos tecnologías, se espera un decrecimiento en los factores de empleo debido a la experiencia que se vaya ganando y a las economías de escala implicadas. Los estudios expresan dificultad en cuantificar este decrecimiento, sin embargo el EPRI estima un 10% anual.

5.1.3. Cuantificación de empleos generados por tecnología a instalar al 2012

La cuantificación se realizó con el producto de cada uno de los factores presentados en la tabla 5.5 y la capacidad a instalar por tecnología de energías renovables, de ciclo combinado y libre, la cual se considera en este trabajo como ciclo combinado, en cada uno de los escenarios (Tabla 5.6). Para la cuantificación total por tecnología, los empleos anuales de operación y mantenimiento (O&M) se multiplicaron por la cantidad de años que comprende la vida útil de cada una de las tecnologías: 30 años para las tecnologías libre y ciclo combinado y 20 años para las tecnologías de energía renovable. Los resultados de esta cuantificación se presentan en las tablas 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10.

Tabla 5.5. Factores de empleo por tecnología

Tecnología	Construcción empleos a / MW	O&M Empleos a / MW
Libre	1.0	0.1
Ciclo Combinado	1.0	0.1
Eoloeléctrica	2.6	0.3
Solar	7.1	0.1
Biomasa	3.7	2.3
Minihidroeléctrica	sin información	sin información

Fuente: Elaboración propia con datos de EPRI (2003) y CALPIRG (2002).

Tabla 5.6. Capacidad a instalar por tecnología en el período 2003-2012, MW

Tecnología	Escenario Base	Escenario Alterno 1	Escenario Alterno 2	Escenario Alterno 3
Libre	11,378	9,503	7,764	6,507
Ciclo Combinado	9,851	9,243	9,708	9,690
Eoloeléctrica	101	1,804	2,554	3,379
Solar	0	170	505	690
Biomasa	0	1,703	2,453	3,278
Minihidroeléctrica	0	397	601	805

Fuente: Elaboración propia.

Empleos generados por tecnología a instalar al 2012

Tabla 5.7. Generación de empleos, Escenario base

Tecnología	Construcción (empleos anuales)	O&M (empleos anuales)	TOTAL
Libre	11,378	1,138	45,512
Ciclo Combinado	9,851	985	39,404
Eoloeléctrica	263	30	869
Solar	0	0	0
Biomasa	0	0	0
Minihidroeléctrica	0	0	0
TOTAL	21,492	2,153	85,785

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8. Generación de empleos, Escenario alternativo 1

Tecnología	Construcción (empleos anuales)	O&M (empleos anuales)	TOTAL
Libre	9,503	950	38,011
Ciclo Combinado	9,243	924	36,971
Eoloeléctrica	4,690	541	15,514
Solar	1,209	17	1,550
Biomasa	6,301	3,917 ³⁵	84,637
Minihidroeléctrica	0	0	0
TOTAL	30,946	6,350	176,683

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.9. Generación de empleos, Escenario alternativo 2

Tecnología	Construcción (empleos anuales)	O&M (empleos anuales)	TOTAL
Libre	7,764	776	31,055
Ciclo Combinado	9,708	971	38,831
Eoloeléctrica	6,640	766	21,964
Solar	3,585	50	4,595
Biomasa	9,076	5,642 ³⁶	121,912
Minihidroeléctrica	0	0	0
TOTAL	36,773	8,206	218,356

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.10. Generación de empleos, Escenario alternativo 3

Tecnología	Construcción (empleos anuales)	O&M (empleos anuales)	TOTAL
Libre	6,507	651	26,029
Ciclo Combinado	9,690	969	38,760
Eoloeléctrica	8,786	1,014	29,060
Solar	4,897	69	6,277
Biomasa	12,129	7,540 ³⁶	162,921
Minihidroeléctrica	0	0	0
TOTAL	42,009	10,242	263,046

Fuente: Elaboración propia.

³⁵ Sólo en el caso de que la biomasa fuese diferente de residuos agrícolas, animales o municipales.

En la cuantificación total de empleos generados, no se incluyen los correspondientes a la tecnología minihidroeléctrica por falta de información, ni los correspondientes a tecnologías convencionales tales como térmica convencional, carboeléctrica, turbogas, combustión interna, hidroeléctrica convencional y geotermoeléctrica. Los cambios que se realizan en cada escenario se efectúan sólo sobre las tecnologías de ER-NC y sobre la de ciclo combinado y la libre, por tanto la variación del resultado total de cada escenario depende sólo de estas tecnologías y, por ello, sólo sobre éstas se realizó la cuantificación.

Como puede notarse en las tablas anteriores, comparando las cifras de los escenarios alternos con el escenario base, es mucho mayor la cantidad de empleos que se crean con las tecnologías de ER-NC que los que se pierden o se dejarían de generar con la tecnología de ciclo combinado. Por supuesto, una de las razones de este hecho es por que se requiere instalar mayor capacidad de ER-NC para generar la misma cantidad de energía eléctrica, sin embargo, mucho incide también en los resultados, los factores de empleo/MW, tanto en los de construcción como los de O&M que son mayores los de este tipo de tecnologías que los de la tecnología de CC.

5.2. Cantidad de beneficios por generación de empleo al incluir ER-NC en el Parque de Generación Nacional

Los beneficios por generación de empleo que resultan al incluir ER-NC en el parque de generación, en el sentido de empleos generados, se cuantificaron para cada uno de los escenarios planteados al inicio de este trabajo, y se presentan a continuación (tabla 5.11).

Tabla 5.11. Empleos adicionales anuales generados con la inclusión de ER-NC

Escenario	Construcción (empleos anuales)	O&M (empleos anuales)	TOTAL
Alternativo 1	9,454	4,196	13,650
Alternativo 2	15,281	6,052	21,333
Alternativo 3	20,517	8,089	28,606

Fuente: Elaboración propia

La cantidad de empleos que se muestra en la tabla, es la que se estima, de manera muy conservadora, se generaría al instalar la capacidad de ER-NC necesaria para cubrir la meta planteada en cada uno de los escenarios. Anualmente, la cifra de 28,606 empleos anuales adicionales que se generarían en el escenario que considera 10% del total de electricidad generada en 2012 proveniente de ER-NC, como contribución sectorial, resulta ser buena. Podría ser tanto mayor o menor, según el porcentaje de participación de ER-NC que se decidiera incluir en el parque de generación.

Cabe señalar que esta cifra podría también ser mayor, aún con el mismo porcentaje de participación de ER-NC, considerando que la estimación en este trabajo se realizó de manera muy conservadora, pero según otros estudios, esta cifra de generación de empleos adicionales podría ser hasta tres veces mayor.

ESTA TESIS NO SALI
DE LA BIBLIOTECA

CONCLUSIONES GENERALES

México presenta una alta tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, presenta, para satisfacer tal demanda, un programa de expansión del SEN amplimante basado en tecnologías que utilizan combustibles fósiles para la generación de electricidad, principalmente tecnologías de ciclo combinado. El uso de combustibles fósiles implica un alto impacto ambiental que es necesario disminuir. Y el gran crecimiento de capacidad con tecnologías de ciclo combinado está creando problemas crecientes de suministro y precios de gas natural que también es necesario atender.

Por otro lado, México presenta también un gran potencial de energías renovables no convencionales, y las tecnologías de generación eléctrica que utilizan este tipo de energías como energético primario poseen beneficios potenciales, ante dicha problemática, que aún no han sido considerados.

Por esta razón, en este trabajo de investigación, basado en el programa de expansión del SEN que la Prospectiva del Sector Eléctrico presenta y en información de instituciones nacionales e internacionales para determinar los factores de cálculo necesarios, se analizaron los beneficios que las energías renovables podrían proporcionar en los aspectos medioambiental, económico y de generación de empleos, al introducir ER-NC en el Parque de Generación Nacional, de manera que sean considerados al tomar decisiones dentro de la Política Energética Nacional.

Cualitativamente, los beneficios que el uso de energías renovables traería consigo son la mitigación de una serie de daños a la salud humana, de daños a la vegetación, a los animales y en sí al medioambiente general, provocados por las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, CO, NO_x, COVDM y SO₂, gases contaminantes derivados de la generación de electricidad basada en combustibles fósiles.

Por otro lado, se atenuarían los problemas de suministro y precios de gas natural que se presentan en la generación con plantas de ciclo combinado, dado al alto grado de incertidumbre de suministro, mismo que provoca gran volatilidad en los precios de este combustible, y a las altas tasas de crecimiento en la demanda de este energético tanto nacional como mundialmente que repercuten en una tendencia alcista de sus precios. Más aún, las energías renovables aportan también considerables beneficios regionales en cuanto a la creación de empleos.

Cuantitativamente, con los escenarios alternos de participación de energéticos primarios en el SEN, planteados en este trabajo, los beneficios que resultarían al incluir ER-NC en cierto porcentaje (5% del total de generación en 2012 en Escenario alternativo 1, 7.5% en Escenario alternativo 2 y 10% en Escenario alternativo 3), serían:

- **Ambientales.** La mitigación anual, a partir de 2012, de: 14,412,374 toneladas de CO₂ (8.4 % del total de emisiones que se emitirían en escenario base) y 8,435 toneladas de CO (12.1 %), esto con el escenario más alto de los planteados (10% del total de electricidad generada en 2012, proveniente de ER-NC).

- **Económicos.** Una diferencia positiva por el uso de ER-NC entre los costos adicionales de inversión y las reducciones en consumo de gas natural hasta por M\$ 5,577 para el Escenario alterno 1, por M\$ 4,858 para el Escenario alterno 3 y por M\$ 3,808 para el Escenario alterno 2.
- **Empleo.** La generación de 13,650 empleos anuales adicionales con el escenario alterno bajo, 21,333 con el escenario medio y 28,606 con el escenario alto.

Con el análisis cuantitativo realizado acerca de los beneficios que las energías renovables no convencionales proporcionarían de ser incluidas en la participación de energéticos primarios utilizados para generar energía eléctrica en nuestro país, puede concluirse que éstos son lo suficientemente grandes como para ser considerados en la toma de decisiones en la Política Energética Nacional.

La cantidad de emisiones contaminantes que se evitarían con el escenario más alto (10% de ER-NC), permiten concluir que disminuirían en gran medida la pendiente de la curva creciente de emisiones de CO₂ y CO. Sin embargo, se requeriría aproximadamente de un 20% de generación de la energía eléctrica generada en 2012 a partir de ER-NC para que el crecimiento de esa curva se frenara completamente.

Económicamente, resulta que la cantidad de dinero adicional que se requiere invertir para instalar la capacidad de ER-NC que aportaría cierto porcentaje de generación de electricidad, es menor que la cantidad de dinero que se ahorraría al evitar el consumo de gas natural de las plantas de ciclo combinado que quedarían reemplazadas con ese porcentaje de generación con ER-NC, durante 20 años (período considerado de vida útil de las ER-NC).

Y el número de empleos que se crean con la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de tecnologías de energías renovables es mucho mayor que los que se generan con tecnologías convencionales.

Considerando que las energías renovables presentan potencial en diferentes sitios a lo largo del territorio nacional y que las actividades implicadas en esta industria podrían ser realizadas por empresas creadas en esos sitios, resulta evidente el beneficio adicional de desarrollo regional que por consecuencia y de bien planearse traería el desarrollo de las energías renovables en nuestro país.

Así pues, mitigando problemas derivados de la emisión de gases contaminantes, mitigando problemas de suministro y precios de combustible al diversificar equilibradamente las fuentes de energía primaria, y generando empleos y desarrollo regional, en gran medida, queda evidente que el aprovechamiento de las energías renovables, para la generación de la energía eléctrica que necesitamos, es una magnífica alternativa que beneficiaría a México.

Estos argumentos son suficientes para que en nuestro país se considere seriamente acelerar el uso de las ER-NC y esto sólo será posible con instrumentos de política pública que lo permitan. En este sentido, existe una amplia y variada experiencia internacional que se puede tomar en cuenta.

Tanto el objetivo como el alcance de este trabajo de investigación deja espacio a otras investigaciones que pudieran efectuarse para mejorar, precisar o ampliar el mismo.

Investigaciones sobre la capacidad máxima de tecnología eoloelectrónica que se pudiera instalar sin producir efectos negativos sobre la red del SEN, y sobre el potencial y tipo de biomasa que se pudiera aprovechar en diferentes regiones del territorio nacional, entre otros, podrían contribuir para determinar con mayor precisión un escenario o bien para decidir la participación óptima de tecnologías de ER-NC en caso de llevarse a cabo un programa de implementación.

Por otro lado, se podrían relacionar entre sí o con otros indicadores económicos los beneficios resultantes en cada uno de los apartados de este trabajo, traduciendo todo a índices económicos o externalidades. O bien, dado a que los beneficios de las ER van más allá de lo que en este trabajo se analiza (electrificación rural, desarrollo industrial, desarrollo regional, etc.), podría ampliarse este estudio coduciéndolo hacia un índice de bienestar o de calidad de vida.

ANEXO

I. Resultados de la cuantificación de emisiones atmosféricas por generación de electricidad 2003-2012 (Escenario base)

Tabla A1. Emisiones de CO₂ (ton CO₂/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	65,799,523	65,799,523	65,615,250	64,173,308	62,468,777	60,635,253	57,871,148	55,189,966	53,807,914	52,729,913
Gas Natural	33,088,831	34,555,310	37,734,591	43,987,266	47,693,230	50,975,003	58,345,657	66,250,895	75,273,177	81,886,654
Diesel	461,023	619,088	619,088	619,088	711,292	711,292	707,999	707,999	684,948	684,948
Carbón	30,947,769	30,947,769	30,947,769	30,947,769	30,947,769	35,565,322	35,565,322	35,565,322	35,565,322	35,565,322
Total	130,297,146	131,921,690	134,916,697	139,727,430	141,821,068	147,886,871	152,490,127	157,714,183	165,331,362	170,866,837

Fuente: Elaboración propia.

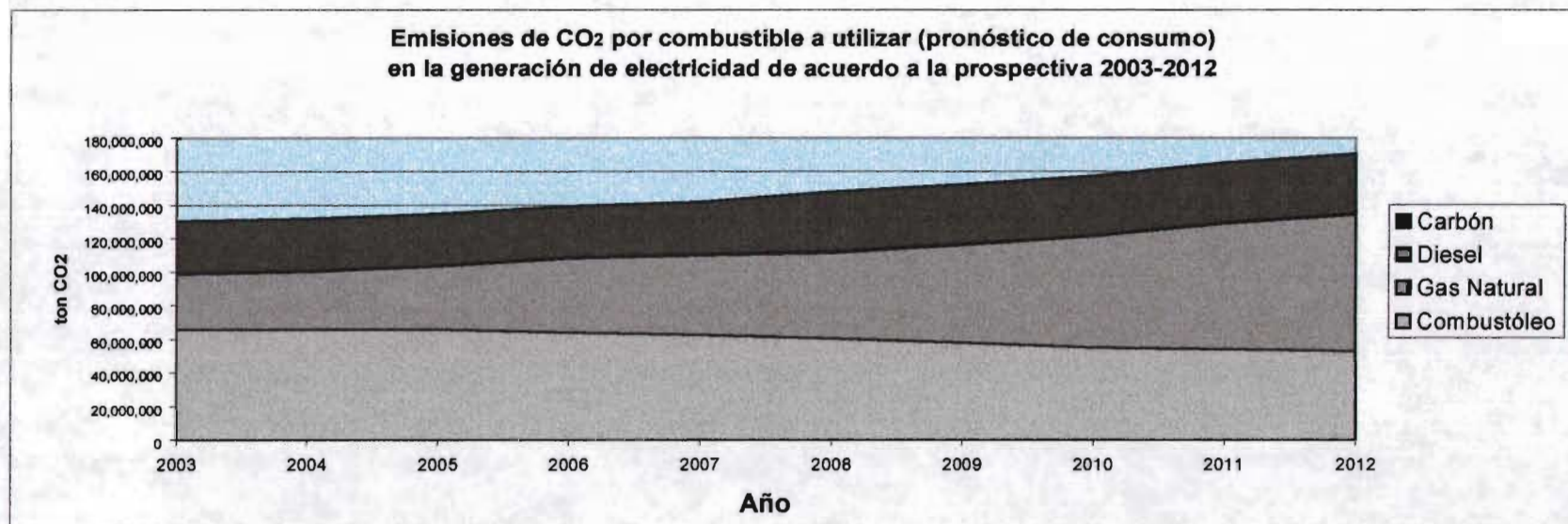


Tabla A2. Emisiones de CH₄ (kg CH₄/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	691,474	691,474	689,537	674,384	656,471	637,203	608,156	579,980	565,456	554,128
Gas Natural	618,456	645,865	705,288	822,156	891,423	952,762	1,090,525	1,238,280	1,406,914	1,530,524
Diesel	15,983	21,463	21,463	21,463	24,660	24,660	24,546	24,546	23,747	23,747
Carbón	306,132	306,132	306,132	306,132	306,132	351,809	351,809	351,809	351,809	351,809
Total	1,632,045	1,664,935	1,722,421	1,824,136	1,878,687	1,966,434	2,075,036	2,194,615	2,347,925	2,460,208

Fuente: Elaboración propia.

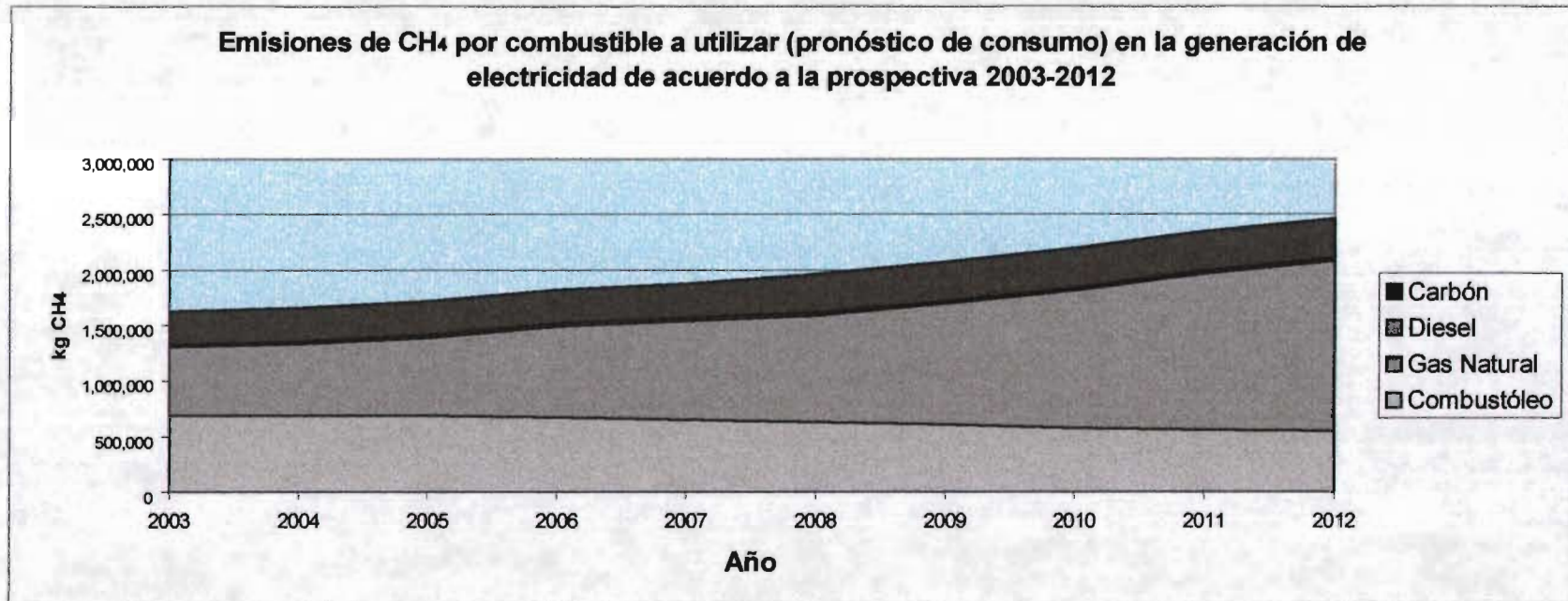


Tabla A3. Emisiones de N₂O (kg N₂O/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	271,641	271,641	270,880	264,928	257,891	250,321	238,910	227,842	222,136	217,686
Gas Natural	172,086	179,713	196,248	228,766	248,040	265,108	303,440	344,554	391,476	425,871
Diesel	12,700	17,055	17,055	17,055	19,595	19,595	19,504	19,504	18,869	18,869
Carbón	489,535	489,535	489,535	489,535	489,535	562,576	562,576	562,576	562,576	562,576
Total	945,963	957,944	973,718	1,000,284	1,015,061	1,097,600	1,124,431	1,154,475	1,195,057	1,225,002

Fuente: Elaboración propia.

Emisiones de N₂O por combustible a utilizar (pronóstico de consumo) en la generación de electricidad de acuerdo a la prospectiva 2003-2012

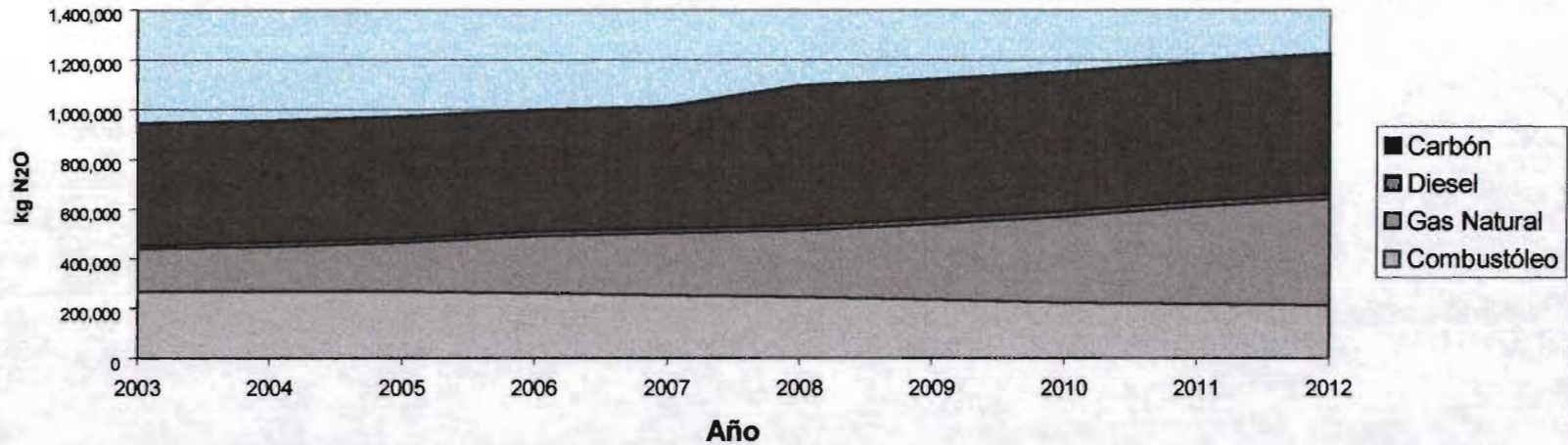


Tabla A4. Emisiones de NOx (kg NOx/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	98,782,530	98,782,530	98,505,886	96,341,150	93,782,196	91,029,592	86,879,937	82,854,772	80,779,945	79,161,579
Gas Natural	37,643,755	39,312,105	42,929,037	50,042,439	54,258,557	57,992,091	66,377,370	75,370,823	85,635,090	93,158,960
Diesel	2,408,431	3,234,179	3,234,179	3,234,179	3,715,865	3,715,865	3,698,662	3,698,662	3,578,240	3,578,240
Carbón	189,628,252	189,628,252	189,628,252	189,628,252	189,628,252	217,921,683	217,921,683	217,921,683	217,921,683	217,921,683
Total	328,462,967	330,957,065	334,297,353	339,246,019	341,384,869	370,659,230	374,877,651	379,845,938	387,914,957	393,820,462

Fuente: Elaboración propia.

Emisiones de NOx por combustible a utilizar (pronóstico de consumo) en la generación de electricidad de acuerdo a la prospectiva 2003-2012

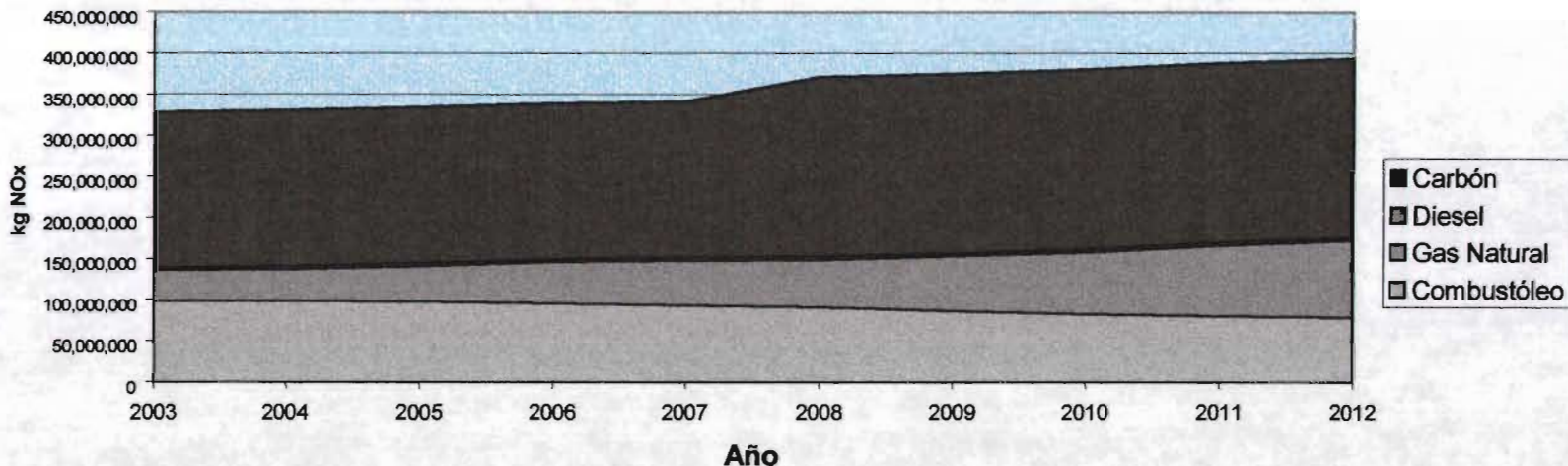


Tabla A5. Emisiones de CO (kg CO/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	12,347,473	12,347,473	12,312,893	12,042,309	11,722,448	11,378,382	10,859,690	10,356,558	10,097,212	9,894,922
Gas Natural	22,586,229	23,587,238	25,757,395	30,025,432	32,555,100	34,795,218	39,826,380	45,222,446	51,381,000	55,895,317
Diesel	207,999	279,313	279,313	279,313	320,912	320,912	319,427	319,427	309,027	309,027
Carbón	3,058,559	3,058,559	3,058,559	3,058,559	3,058,559	3,514,911	3,514,911	3,514,911	3,514,911	3,514,911
Total	38,200,259	39,272,583	41,408,160	45,405,612	47,657,020	50,009,423	54,520,407	59,413,342	65,302,149	69,614,177

Fuente: Elaboración propia.

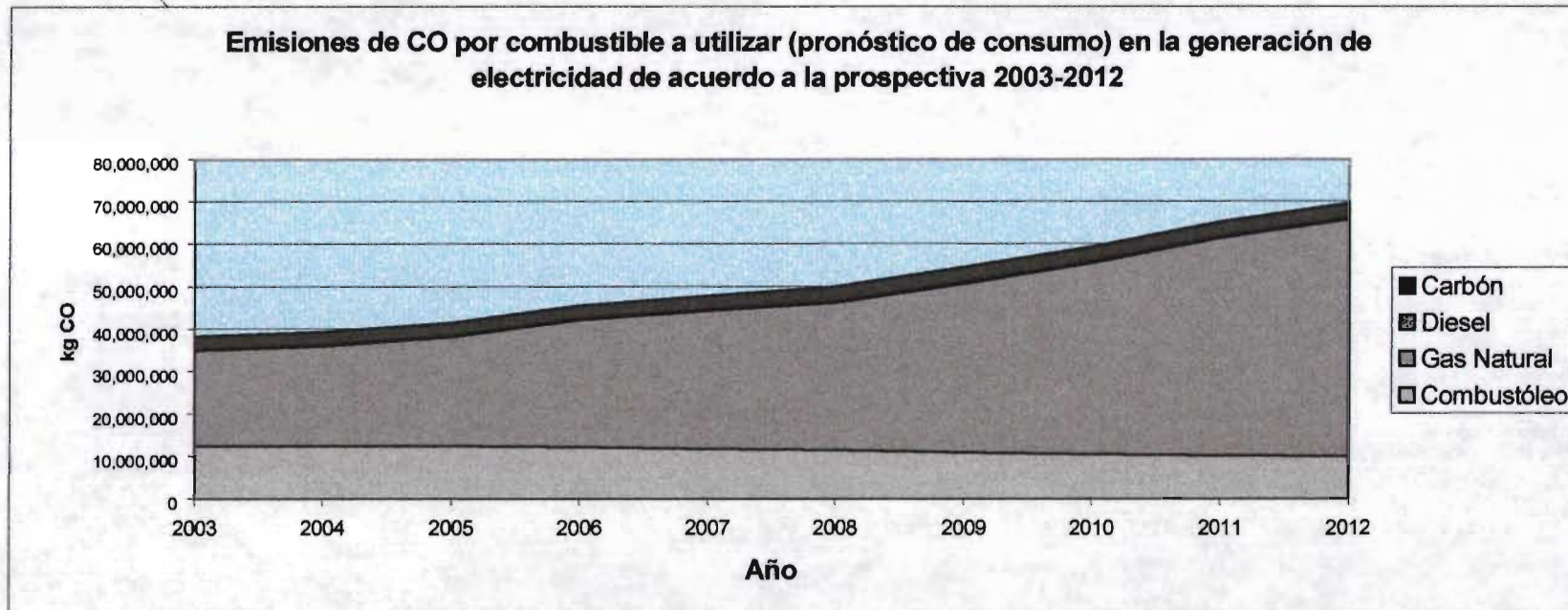
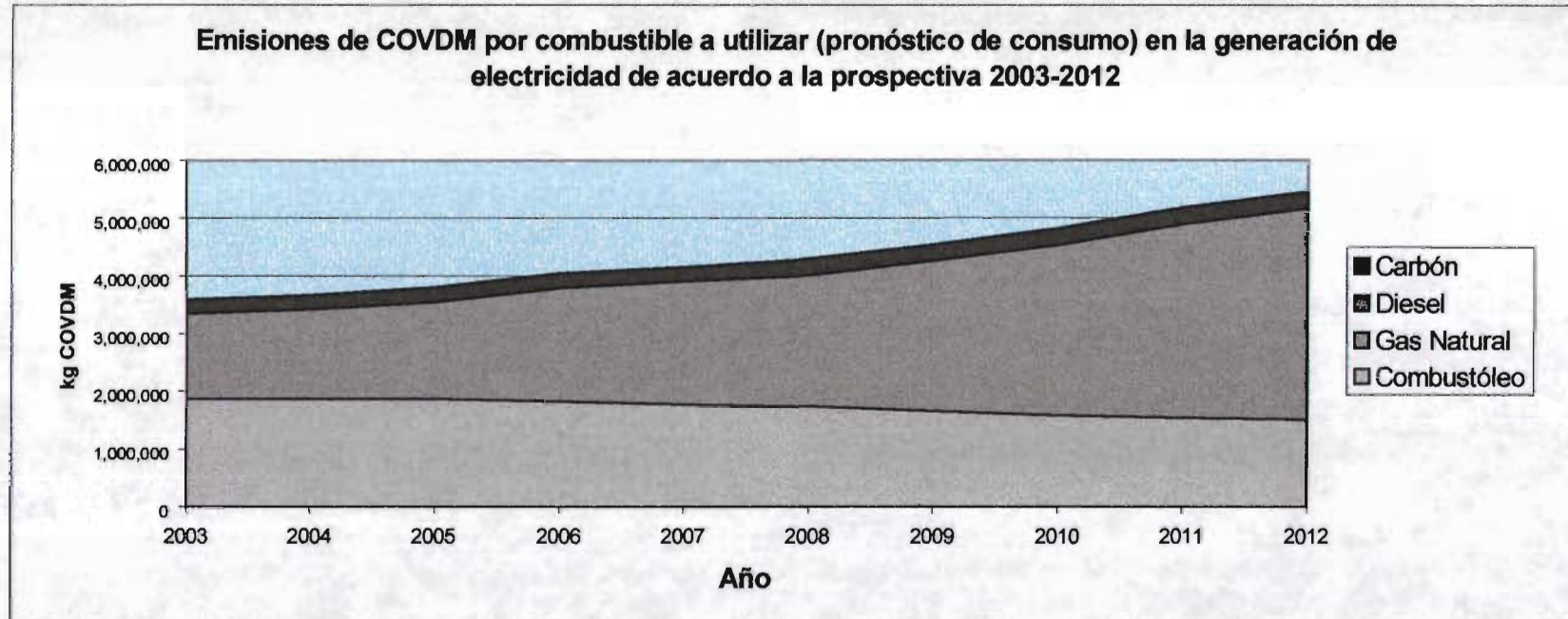


Tabla A6. Emisiones de COVDM (kg COVDM/año)

Combustible	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Combustóleo	1,876,661	1,876,661	1,871,405	1,830,279	1,781,665	1,729,371	1,650,536	1,574,067	1,534,649	1,503,904
Gas Natural	1,478,828	1,544,369	1,686,460	1,965,908	2,131,538	2,278,209	2,607,623	2,960,929	3,364,159	3,659,733
Diesel	1,121	1,506	1,506	1,506	1,730	1,730	1,722	1,722	1,666	1,666
Carbón	244,077	244,077	244,077	244,077	244,077	280,494	280,494	280,494	280,494	280,494
Total	3,600,687	3,666,612	3,803,447	4,041,770	4,159,009	4,289,804	4,540,376	4,817,212	5,180,968	5,445,797

Fuente: Elaboración propia.



BIBLIOGRAFÍA

1. ACIL Consulting, "Employment Indicators for Australia's Renewable Energy Industries", <http://www.seda.nsw.gov.au/pdf/employmentindicators.pdf>
2. Bailie A. et al., "Clean Energy: Jobs for America's Future", Tellus Institute, USA, October 2001.
3. Borja M. A., et al., "Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica", Impresiones Arminda, México, 1998.
4. Comisión Nacional de Ahorro de Energía, "3er Coloquio Internacional, Corredor Eólico del Istmo", www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1829
5. Comisión Nacional de Ahorro de Energía, "Best Practices on Renewable Energy: Sharing experiences for market development", www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1483
6. Comisión Nacional de Ahorro de Energía, "Resúmenes de las reuniones del COFER celebradas hasta la fecha", www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=586
7. Comisión Reguladora de Energía, "Instrumentos de regulación eléctrica para fuentes renovables", www.cre.gob.mx/discursos/2001/004-ddpj-irfr.pdf
8. De Buen O., "Mercado de Energía Verde en México: antecedentes y propuesta", CONAE, México, 2002.
9. Dirección de Cogeneración y Fuentes no Convencionales de Energía, "Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla", CONAE, México, D.F., s/f.
10. Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012", SENER, México, 2003.
11. Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del mercado de Gas Natural 2001-2010", SENER, México, 2001.
12. Dirección General de Formulación de Política Energética, "Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012", SENER, México, 2003.
13. Environmental Protection Agency, "Inventory of US Greenhouse Gas Emission and Sinks: 1990-1993", EPA, U.S.A., 1994.
14. Environmental Protection Agency, "Factor Information Retrieval FIRE", Versión 6.24, EPA, 2004.
15. GEF Council Work Program Submission, "Action plan for removing barriers to the full-scale implementation of wind power in Mexico", GEF, 2001.

16. GEF Council Work Program Submission, "Large Scale Renewable Energy Development Project", GEF, 2002.
17. Goldemberg J., "The case for renewable energies, Thematic background paper", Ed. Secretariat of the International Conference for Renewable Energies, Bonn, 2004.
18. Grupo de trabajo I del IPCC, "Cambio Climático 2001: La base científica las modificaciones observadas del clima, sus causas y posibles modificaciones en el futuro", IPCC, Ginebra, Suiza, 2001.
19. Grupo de trabajo II del IPCC, "Cambio Climático 2001: Efectos, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas", IPCC, Ginebra, Suiza, 2001.
20. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, "Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", versión revisada en 1996: _Libro de trabajo.
21. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, "Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", versión revisada en 1996: _Manual de referencia.
22. Gutiérrez H., "Contaminación del aire: riesgos para la salud", UNAM, México, 1997.
23. Heavner B. and Del Chiaro B., "Employment Impacts of Developing Markets for Renewables in California", Environment California Research and Policy Center, USA, July 2003.
24. Heavner B., Churchill S., "Renewables Work, Job Growth from Renewable Energy Development in California", CALPIRG Charitable Trust, California, USA, 2002.
25. Hordeski M., "New Technologies for Energy Efficiency", Fairmont Press, U.S.A, 2003.
26. Jiménez B., "La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología apropiada", Limusa, México, 2001.
27. Keith G. et al., "Cleaner air, fuel diversity and high-quality jobs: Reviewing selected potential benefits of an RPS in New York State", Synapse Energy Economics, USA, July 2003.
28. Lajous A., "Seguridad de suministro del gas natural en México", Intervención en la reunión de la International Association for Energy Economics, México DF., 20 de octubre de 2003.
29. Ministerio de Desarrollo Social y Medio Ambiente, "Inventario de gases de efecto invernadero 1997, Quema de combustibles en fuentes fijas y emisiones fugitivas", Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, Argentina, 1998.

30. Poder Ejecutivo, "Plan Nacional de Desarrollo", Presidencia de la República, México, 2000.
31. Política Energética, "Energías Renovables", SENER, www.energía.gob.mx
32. Radian International, "Manuales del programa de inventarios de emisiones de México, Volumen IV", California, 1996.
<http://www.ine.gob.mx/dgicurg/calair/lineas/download/vol4.pdf>
33. Secretariado de la UNCTAD, "Precios del Gas natural", UNCTAD,
<http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/precio.htm>
34. SEMARNAP, "Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", SEMARNAP, México, 1997.
<http://www.ine.gob.mx/dgicurg/cclimatico/comnal1.html>
35. Shibaki M., Beck F., "Geothermal Energy for Electric Power", Renewable Energy Policy Project, Washington, USA, December 2003.
36. Singh V., "The work that goes into renewable energy", Research Report no. 13, Renewable Energy Policy Project, Washington, USA, November 2001.
37. Strauss W., "Contaminación del aire: causas, efectos y soluciones", Trillas, México, 1990.
38. Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2002.
39. Subdirección de Programación de Inversiones, "Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación", CFE, México, 2001.
40. United Nations Development Program, "Action Plan for Removing Barriers to the Full Scale Implementation of Wind Power in Mexico", UNDP-GEF, México, D.F., 2001.
41. Velázquez V., "Aprovechamiento de la energía eólica en México", Tesis Licenciatura, FI-UNAM, México, 2001.
42. Watts R., "Innovative Energy Strategies for CO2 Stabilization", Cambridge University Press, United Kingdom, 2002.