

## REPOSITORIO ACADÉMICO DIGITAL INSTITUCIONAL

**La explotación comercial de la energía eólica en México**

**Autor: Roberto Cadenas Tovar**

**Tesis presentada para obtener el título de:  
Maestro en administración**

**Nombre del asesor:  
Roberto Taboada González**

Este documento está disponible para su consulta en el Repositorio Académico Digital Institucional de la Universidad Vasco de Quiroga, cuyo objetivo es integrar, organizar, almacenar, preservar y difundir en formato digital la producción intelectual resultante de la actividad académica, científica e investigadora de los diferentes campus de la universidad, para beneficio de la comunidad universitaria.

Esta iniciativa está a cargo del Centro de Información y Documentación "Dr. Silvio Zavala" que lleva adelante las tareas de gestión y coordinación para la concreción de los objetivos planteados.

Esta Tesis se publica bajo licencia Creative Commons de tipo "Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada", se permite su consulta siempre y cuando se mantenga el reconocimiento de sus autores, no se haga uso comercial de las obras derivadas.





# UNIVERSIDAD VASCO DE QUIROGA

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN

## LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN

PRESENTA:

**ROBERTO CADENAS TOVAR**

ASESOR:

**ING. Y M.A. ROBERTO TABOADA GONZÁLEZ**

MORELIA, MICH., MAYO DE 2006



6  
AVALA TM1666

MENTO DE  
STUDIOS DE  
CACIÓN EN  
510001 DE  
RE DE 1995

CLAVE 165 PSU0015P



# **UNIVERSIDAD VASCO DE QUIROGA**

## **MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN**

### **LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO**

**TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN**

**PRESENTA:**

**ROBERTO CADENAS TOVAR**

**ASESOR:**

**ING. Y M.A. ROBERTO TABOADA GONZÁLEZ**

CON RECONOCIMIENTO DE  
VALIDEZ OFICIAL DE ESTUDIOS DE  
LA SECRETARÍA DE EDUCACIÓN EN  
EL ESTADO No. MAES-9510001 DE  
FECHA 8 DE NOVIEMBRE DE 1995  
CLAVE 165 PSU0015P

**MORELIA, MICH., MAYO DE 2006**

## DEDICATORIAS

Con amor a mi esposa Alejandra

A mis hijas Olivia y Daniela, lo más dulce que me ha dado la vida

A mis padres Erasmo y Piedad, con quienes estaré eternamente agradecido

A mis hermanos Jaime, Rigoberto, Martín, por su apoyo fraternal, y Catarino (q.e.p.d.), a quien recuerdo en las palabras de Juana de Ibarbourou:

*Dulce hermana Agua, anda a acompañarlo;  
buen hermano Viento, vete a hablar con él  
A ese hermano nuestro no hay que abandonarlo  
con su enorme fardo de bronce y laurel.*

*Habladle del campo, del cielo y del trigo;  
llevadle noticias de fuentes y estrellas.  
¡Era tan amigo  
de las cosas bellas!*

*¡Corre, hermana Agua! ¡Vuela, hermano Viento!  
Yo iré tras vosotros con mazos de dalias,  
de nardos y lirios. Demoro un momento  
tan solo, en ceñirme túnica y sandalias.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Con afecto a mis compañeros de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de Comisión Federal de Electricidad, en especial a Serafín López y a Carlos Sánchez por su amistad, apoyo y valiosos comentarios durante la preparación de este trabajo.*

*A mis maestros de la Universidad Vasco de Quiroga, por su paciencia y por haber compartido su experiencia y conocimientos.*

## RESUMEN

Más del 70% de la electricidad que consumimos en el año 2005 fue producida mediante la combustión de hidrocarburos, cuyas reservas probadas se han estimado suficientes para mantener el régimen de explotación actual durante unos 15 años. La estimación de las reservas probables y posibles prolongan este horizonte hasta alcanzar aproximadamente 40 años.

La explotación intensiva de los combustibles fósiles ha traído también el conocido fenómeno del calentamiento global, con consecuencias indeseables sobre el medio ambiente, la salud de los seres humanos y la economía de los países. El Protocolo de Kyoto es el resultado del reconocimiento internacional de estos fenómenos, siendo México signatario de ese acuerdo global.

El viento como fuente inagotable de energía podría participar en la oferta de electricidad, abasteciendo parte de la demanda y contribuyendo a reducir la intensidad de los fenómenos mencionados. Nuestro país cuenta con un gran potencial de energía eólica en el estado de Oaxaca, sin embargo su aprovechamiento en escala comercial no se ha iniciado. La Comisión Reguladora de Energía y la Secretaría de Hacienda han publicado nuevas reglas en materia de energía renovable, con el propósito de facilitar el desarrollo y financiamiento de plantas productoras de electricidad en la modalidad de autoabastecimiento.

En este trabajo se aplican herramientas administrativas como teorías económicas, técnicas de evaluación de proyectos de inversión, conceptos legales y de estadística, los cuales se utilizan en el análisis de la viabilidad financiera de un proyecto eólico destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica. Este análisis conducirá a la demostración de la hipótesis planteada, en el sentido de concluir si las disposiciones legales y regulatorias emitidas hasta ahora por los organismos públicos de gobierno son suficientes para promover la explotación comercial del viento.

# CONTENIDO

|   | <b>Página</b> |
|---|---------------|
| <b>Resumen</b>  | <i>i</i>      |
| <b>Contenido</b>  | <i>ii</i>     |
| <b>I. Introducción</b>  | 1             |
| <b>II. Justificación, Objetivo y Aportaciones</b>                                 | 5             |
| II.1    Justificación   | 5             |
| II.2    Objetivo  | 5             |
| II.3    Aportaciones  | 6             |
| <b>III. El Sistema Eléctrico Nacional y la Energía del Viento</b>                 | 7             |
| III.1    El consumo de electricidad   | 8             |
| III.2    La oferta de electricidad  | 10            |
| III.3    El viento como recurso energético en México y en el mundo                | 12            |
| III.4    Referencias  | 18            |
| <b>IV. Los Beneficios de la Explotación del Viento y la Hipótesis del Trabajo</b> | 19            |
| IV.1    Medio ambiente  | 19            |
| IV.2    Reservas de petróleo y gas natural  | 21            |
| IV.3    Diversificación energética  | 22            |
| IV.4    Precios de los energéticos  | 22            |
| IV.5    Recurso eólico nacional   | 24            |
| IV.6    Desarrollo económico local  | 24            |
| IV.7    Política energética nacional  | 24            |
| IV.8    La Hipótesis del Trabajo  | 27            |
| IV.9    Referencias   | 28            |

|   | <b>Página</b> |
|---|---------------|
| <b>V. El Análisis Financiero para Proyectos de Energía Eólica</b>                                 | <b>29</b>     |
| V.1 Ingresos del proyecto   | 30            |
| V.1.1 Ingresos por ventas de energía eléctrica  | 31            |
| V.1.1.1 Las resoluciones RES/140/2001 y RES/007/2006 de la<br>Comisión Reguladora de Energía      | 31            |
| V.1.1.2 El volumen de ventas de electricidad  | 34            |
| V.1.1.3 El monto de las ventas  | 39            |
| V.1.2 Ingresos por venta de reducción de emisiones de carbono                                     | 41            |
| V.2 Los costos del proyecto   | 51            |
| V.2.1 Operación y mantenimiento   | 51            |
| V.2.2 La contratación de Obra Pública Financiada para la<br>centrales generadoras de electricidad | 52            |
| V.2.3 El monto de la inversión  | 53            |
| V.2.4 El análisis financiero  | 58            |
| V.2.5 El enfoque de la inversión privada  | 60            |
| V.2.6 Análisis de sensibilidad  | 64            |
| V.3 Referencias   | 68            |
| <b>VI. La Experiencia en Otros Países</b>   | <b>70</b>     |
| VI.1 España   | 70            |
| VI.2 Alemania   | 76            |
| VI.3 Estimación de tarifa especial en México  | 78            |
| VI.4 Referencias  | 80            |
| <b>VII. Conclusiones</b>  | <b>82</b>     |
| Anexo A: Tarifa HTL de la región sur febrero de 2006  | A-1           |
| Anexo B: Tablas de flujo de efectivo  | B-1           |



## I. INTRODUCCIÓN

Todos los días, desde que nos levantamos por la mañana efectuamos actividades rutinarias que requieren del uso de energía, tales como encender la luz para bañarnos, ver las noticias en televisión, escuchar música, preparar y calentar alimentos en el horno de microondas, lavar y planchar la ropa, utilizar una computadora, etc. Casi nunca nos preguntamos: ¿qué pasaría si el mundo careciera de un momento a otro del suministro de electricidad?, por supuesto que nuestra vida sería un caos en el corto plazo y nuestros hábitos se modificarían de manera dramática. Estamos tan acostumbrados a disponer de la electricidad, que difícilmente imaginamos como sería la vida sin su utilización, y poco sabemos acerca de la forma como se obtiene esa electricidad y más aún de la posibilidad de que lleguen a agotarse los recursos que se utilizan para su producción.

La mayor parte de la electricidad que consumimos hoy en día proviene de la incineración de combustibles fósiles, principalmente del petróleo, el gas y el carbón. La dependencia de estos energéticos es tan alta, que los países se han percatado ya de los enormes riesgos que asumen ante la inevitable disminución de las reservas de tales combustibles y ante la posibilidad de enfrentar crisis en el suministro de energía por la escasez y por los elevados precios que tendrán que pagar en el futuro por cada unidad de combustible.

Por otro lado, la creciente demanda de energía y la explotación irracional de los combustibles fósiles, han traído otro problema, conocido por los científicos como *calentamiento global*, que se origina principalmente por la excesiva concentración de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub> principalmente) en la atmósfera, producto de la combustión de los combustibles fósiles.

Estos problemas deben ser atendidos para alcanzar un desarrollo sostenible a nivel mundial. Es necesario en consecuencia, mejorar la administración de los recursos energéticos fósiles de que hoy disponemos, a efecto de prolongar su

duración tanto como sea posible, reducir también la tasa de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y contribuir a preservar el equilibrio ambiental y la temperatura global. En paralelo, deben buscarse formas alternativas de producción de electricidad, que permitan el permanente crecimiento económico de las naciones.

La preocupación mundial por el medio ambiente quedó de manifiesto el pasado 15 de febrero del 2005, con la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, documento a través del cual los países desarrollados asumen compromisos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y se establecen mecanismos para que los países en desarrollo participen en ese esfuerzo global, convirtiéndose en el primer acuerdo a nivel mundial con propósitos de preservación medioambiental.

En el contexto descrito, es evidente que los proyectos de producción de electricidad que utilicen fuentes de energía renovable, como el viento o el sol, contribuirán a reducir el consumo de energéticos fósiles y por lo tanto evitarán emisiones adicionales de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. La explotación de los recursos energéticos de naturaleza inagotable contribuye por lo tanto al desarrollo sostenible de la humanidad.

En la actualidad la utilización del viento para producir electricidad está ampliamente difundida en los países desarrollados, no así en los países en desarrollo, en donde su explotación es nula o incipiente en el mejor de los casos. México es uno de los países en donde aún no se ha iniciado la explotación comercial del viento, debido a que existen dificultades que impiden su aprovechamiento masivo.

Estas dificultades son principalmente técnicas, económicas y financieras. Por un lado, la naturaleza intermitente del viento lo coloca en desventaja frente a otras tecnologías de generación que pueden mantener un suministro continuo de electricidad, y por otro lado, los costos de la tecnología que son elevados en cuanto a inversión inicial. Estas características se reconocen como barreras y

hacen que los proyectos eólicos no sean competitivos frente a otras tecnologías, llevando a los tomadores de decisiones a optar por planear el crecimiento de los sistemas eléctricos construyendo centrales eléctricas a base de tecnologías convencionales y a eliminar al viento de los planes de expansión.

Así pues, el viento como fuente de energía aporta beneficios al desarrollo sostenible por su carácter renovable y por no emitir gases a la atmósfera, pero en oposición, tiene costos de inversión inicial elevados y su disponibilidad es intermitente impidiéndole garantizar un servicio continuo de suministro de electricidad. En esas condiciones, desde el punto de vista estrictamente financiero, puede ser difícil justificar las inversiones en centrales eólicas ya que los beneficios que aporta al desarrollo sostenible no son reconocidos aún a través de su equivalente monetario.

Desde el punto de vista económico, se puede decir que los proyectos a base de energías renovables deben ser objeto del reconocimiento de sus externalidades, en otras palabras, deben reconocerse los beneficios que producen sobre agentes ajenos a las transacciones comerciales de compra – venta de energía. Los gobiernos deberían en la medida de sus posibilidades reconocer, valorar y pagar la contribución al desarrollo sostenible de esos proyectos, con el propósito de que se materialicen y beneficien a la sociedad en su conjunto.

Los países desarrollados han logrado instalar y operar un número importante de centrales eólicas gracias a la implantación de políticas especiales de apoyo, mediante las cuales los gobiernos pagan un incentivo económico a los productores de electricidad “eólica”, de manera que agregando ese incentivo al precio al que venden la electricidad obtienen ingresos suficientes para justificar sus inversiones.

El gobierno mexicano por su parte ha emitido diversas disposiciones tendientes a apoyar el desarrollo de centrales de energía renovable en la modalidad de autoabastecimiento, cuya producción estaría destinada al consumo del propietario

de la central. Cabe preguntarse si estas disposiciones aplicadas a proyectos destinados a la prestación del servicio público de energía eléctrica son suficientes para promover la explotación comercial del viento, cuestionamiento cuya respuesta justifica la ejecución de este trabajo de tesis.

## **II. JUSTIFICACIÓN, OBJETIVO Y APORTACIONES**

### **II.1 Justificación**

Los países que ostentan actualmente el mayor índice de explotación del viento han logrado esos niveles de desarrollo gracias a la implementación de políticas, leyes y reglamentos especiales, destinados a diversificar su base energética y a promover el desarrollo sostenible.

México también está participando de ese esfuerzo y ha publicado algunos decretos y resoluciones a través de la Comisión Reguladora de Energía y de la Secretaría de Hacienda con el fin de apoyar el desarrollo de proyectos de energía renovable en la modalidad de autoabastecimiento (proyectos cuya producción debe ser consumida por la misma empresa u organismo propietaria del activo). Pero ¿qué pasaría si se aplican esas disposiciones, las que procedan, a un proyecto eólico destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica? ¿serían eficaces esas disposiciones para hacer viable financieramente a un proyecto de energía eólica y apoyar el desarrollo de esa industria en esa modalidad? Este trabajo de tesis encuentra su justificación en la búsqueda de respuestas a esas interrogantes.

### **II.2 Objetivo**

El objetivo de este trabajo es analizar si los instrumentos legales y normativos, publicados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en materia de energía renovable, son suficientes para apoyar la explotación comercial del viento, y en su caso determinar los requerimientos de apoyo que demandarían los proyectos eólicos para su desarrollo en México, partiendo de la perspectiva de que nuestro país cuenta con regiones donde soplan vientos de características excepcionales a nivel mundial, donde pueden producirse volúmenes de electricidad considerables que

apoyarán al desarrollo sostenible de la sociedad mexicana y del mundo en general.

En el contexto de la administración, será necesario abordar aspectos legales, estadísticos, técnicos, económicos y financieros para lograr los objetivos de la investigación, que en términos generales consisten en probar la hipótesis del trabajo bajo dos escenarios, primero asumiendo que las inversiones sean efectuadas directamente por la Comisión Federal de Electricidad, y segundo considerando que las inversiones sean efectuadas por el sector privado.

Para los fines de este trabajo, la eficacia de los instrumentos de apoyo emitidos por los organismos de gobierno, se define a partir de los indicadores de rentabilidad, tasa interna de retorno, valor presente neto, y otros, que resultan del análisis financiero de un proyecto de inversión, concretamente de una central eólica típica definida en el Capítulo V, en donde también se señalan los valores aceptables de cada una de esas variables.

### **II.3 Aportaciones**

Como aportación, esta tesis ofrece una metodología de referencia para el análisis financiero de un proyecto eólico con las siguientes particularidades:

- a) La producción, y por lo tanto las ventas, son variables y dependen de un fenómeno aleatorio como lo es el viento.
- b) Incorpora las Resoluciones emitidas por la CRE en materia de energía renovable.
- c) Aplica el mecanismo de depreciación autorizado por la SHCP para inversiones en proyectos de energía renovable.
- d) Incluye los ingresos derivados del Protocolo de Kyoto.
- e) Estima las necesidades de apoyo que eventualmente se requerirían para lograr la explotación masiva del viento como fuente de energía.

### III. EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y LA ENERGÍA DEL VIENTO

En este capítulo se presenta una descripción genérica de la oferta y la demanda de electricidad en el sistema eléctrico nacional. La demanda se presenta en términos del consumo anual de electricidad y la oferta en términos de la infraestructura de producción con que cuenta; también se presenta la información relativa a la participación que tienen las diferentes fuentes de energía en el sistema eléctrico nacional y una semblanza de la participación que podría tener la energía del viento en ese contexto, a efecto de ponderar la importancia de su explotación.

La CFE genera, transmite, distribuye y comercializa electricidad para 22.8 millones de clientes en México, los cuales han tenido una tasa de crecimiento medio anual de casi 4.4% durante los últimos seis años. Este mercado representa ventas anuales de al rededor de 16 mil millones de dólares de 2005. La empresa es la responsable de proveer el servicio público de energía eléctrica a todos los sectores de la economía, y por ende debe mantener un régimen de expansión acorde al crecimiento económico de la nación. Las cifras presentadas en este capítulo, relacionada con el consumo y producción de electricidad, fueron tomadas de las publicaciones: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, 2005-2014, de la Subdirección de Programación de CFE [III.1] y del Informe Anual 2004 de CFE [III.2] que puede consultarse en la página de internet [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx).

Cabe recordar que el papel que la Comisión Federal de Electricidad desempeña en el ámbito nacional está contemplado en La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1975, y, reformada y adicionada posteriormente por decretos publicados en el mismo Diario Oficial, los días 27 de diciembre de 1983, 31 de diciembre de 1986, 27 de diciembre de 1989 y 23 de diciembre de 1992 [III.6], respectivamente, que dispone que la Comisión Federal de Electricidad es la única encargada de

generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.

### III.1 El consumo de electricidad

La CFE clasifica a sus clientes de acuerdo al sector al que pertenecen, en comercial, industrial, de servicios, agrícola y residencial. La participación porcentual de cada uno de estos sectores de acuerdo al número de clientes se indica en la Figura III.1. En cuanto al volumen de ventas totales, que fueron de 175,849 GWh en el año 2004, el 76.3% lo constituyen las ventas directas al público; 23.0% se suministra a Luz y Fuerza del Centro, y 0.67% restante se exporta.

Si bien el sector doméstico agrupa más de 87.9% de los clientes, sus ventas representan 24.8% de las ventas directas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas, Figura III.1.

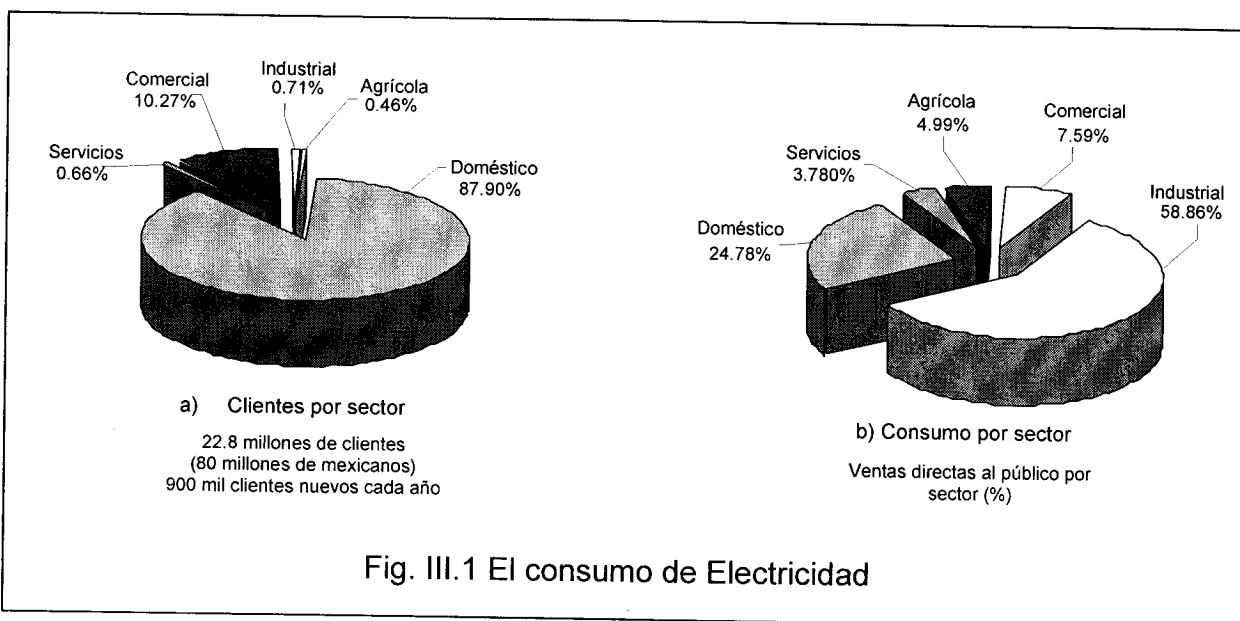


Fig. III.1 El consumo de Electricidad



Para propósitos de planificación del crecimiento del sector eléctrico, el pronóstico para el consumo de energía eléctrica se sintoniza con el pronóstico del Producto Interno Bruto (PIB) para el mismo periodo. En años pasados el consumo real se ha ajustado bien al pronóstico del PIB, sin embargo en los últimos años se han registrado diferencias debido fundamentalmente a que el consumo de electricidad está asociado parcialmente al crecimiento demográfico, independientemente del crecimiento económico, y por otro lado, no toda la actividad económica depende directamente del consumo de electricidad. La Tabla III.1 muestra los valores registrados en los últimos 5 años.

Tabla N° III.1 Crecimiento real del PIB y del consumo de electricidad

| AÑO  | CRECIMIENTO DEL PIB  | CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE |
|------|----------------------|----------------------------|
|      | SERVICIO PÚBLICO     | ENERGÍA                    |
|      | PIB                  | CE <sup>2</sup>            |
|      | trc <sup>1</sup> (%) | trc <sup>3</sup> (%)       |
| 2000 | 6.60                 | 6.74                       |
| 2001 | -0.16                | 1.74                       |
| 2002 | 0.83                 | 1.95                       |
| 2003 | 1.41                 | 2.56                       |
| 2004 | 4.36                 | 3.94                       |

<sup>1</sup> tasa real de crecimiento anual del PIB

<sup>2</sup> consumo de energía del sector

<sup>3</sup> tasa real de crecimiento anual del consumo

La expectativa de crecimiento medio anual para el periodo 2004 – 2013, por sector, se muestra en la Tabla III.2.

Tabla III.2 Crecimiento promedio anual de las ventas más autoabastecimiento  
Escenario de planeación, 1995 - 2014

|                                      | <b>1995 – 2004<br/>tmca %</b> | <b>2005 – 2014<br/>tmca %</b> |
|--------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ventas más autoabastecimiento</b> | <b>4.5</b>                    | <b>5.2</b>                    |
| <b>Autoabastecimiento</b>            | <b>8.8</b>                    | <b>2.0</b>                    |
| <b>Ventas del servicio público</b>   |                               |                               |
| <b>Desarrollo normal</b>             | <b>3.4</b>                    | <b>5.0</b>                    |
| Residencial                          | 3.9                           | 5.1                           |
| Comercial                            | 2.7                           | 5.3                           |
| Servicios                            | 1.7                           | 3.2                           |
| <b>Agrícola</b>                      | <b>0.6</b>                    | <b>3.1</b>                    |
| <b>Industrial</b>                    | <b>4.9</b>                    | <b>6.0</b>                    |
| Empresa mediana                      | 5.4                           | 5.7                           |
| Gran industria                       | 4.0                           | 6.4                           |

Un crecimiento medio anual de 5.2% para los próximos 10 años es un compromiso importante en términos de las inversiones que requiere el sector eléctrico, las cuales están asociadas a la infraestructura de generación, transmisión, distribución y comercialización del fluido eléctrico.

### III.2 La oferta de electricidad

Para atender las necesidades de la población, la industria, el comercio, la agricultura y los servicios, la CFE cuenta con infraestructura de producción, integrada por centrales generadoras que aprovechan diversas fuentes de energía, como son: gas natural, combustóleo, diesel, carbón, caídas de agua, nuclear, geotermia y viento en escala experimental. Ello hace que nuestro país cuente con una base energética diversificada en cuanto al número de fuentes de energía

utilizadas, pero con una participación predominante en la explotación de los combustibles fósiles.

Al cierre del mes de diciembre de 2005, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada de 45,575.92 Megawatts (MW) para generar energía eléctrica, de los cuales: 8,251 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 10,270 MW son de hidroeléctricas; 22,129 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600 MW a carboeléctricas; 960 MW a geotermoeléctricas; 1,365 MW a la nucleoelectrica, y 2 MW a la eoloeléctrica. El concepto de productor independiente o productor externo, se refiere a empresas privadas propietarias de centrales generadoras, que tienen celebrados contratos de compra – venta de electricidad de largo plazo con la CFE. Esas centrales utilizan gas natural como fuente primaria de energía.

En cuanto a la energía producida, o generada, la Figura III.2, muestra la participación de cada una de las fuentes de energía, en la cual puede observarse que los hidrocarburos, los productores externos (gas) y el carbón suman el 80% de la electricidad producida hasta fines del 2005.

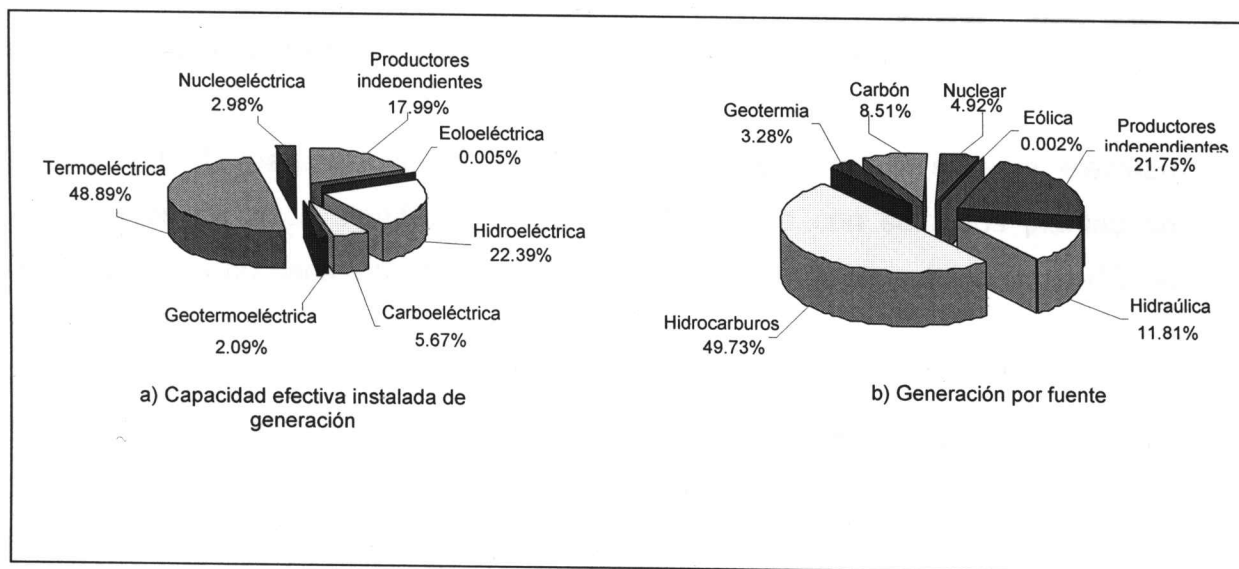


Fig. III.2 Participación de las fuentes de energía en la capacidad instalada y en la producción de electricidad

El crecimiento histórico que ha registrado la CFE en cuanto a la capacidad instalada y la energía producida ó generada, se muestra en la Tabla III.3.

Tabla III.3 Evolución histórica de la capacidad instalada y la generación

|                             |       | 1995   | 1996   | 1997   | 1998   | 1999   | 2000   | 2001   | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   |
|-----------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Capacidad<br/>(MW)</b>   | CFE   | 32,166 | 33,920 | 33,944 | 34,384 | 34,839 | 35,385 | 36,236 | 36,855 | 36,971 | 38,422 | 37,325 |
|                             | PIE'S | -      | -      | -      | -      | -      | 484    | 1,455  | 3,495  | 6,756  | 7,265  | 8,251  |
|                             | Total | 32,166 | 33,920 | 33,944 | 34,384 | 34,839 | 35,869 | 37,691 | 40,350 | 43,727 | 45,687 | 45,576 |
| <b>Generación<br/>(TWh)</b> | CFE   | 140.82 | 149.97 | 159.83 | 168.98 | 179.07 | 190.00 | 190.88 | 177.05 | 169.32 | 159.53 | 170.07 |
|                             | PIE'S | -      | -      | -      | -      | -      | 1.21   | 4.04   | 21.83  | 31.62  | 45.86  | 45.56  |
|                             | Total | 140.82 | 149.97 | 159.83 | 168.98 | 179.07 | 191.20 | 194.92 | 198.88 | 200.94 | 205.39 | 215.63 |

\* Incluye 17 centrales de productores independientes de energía, (PIE)

### III.3 El viento como recurso energético en México y en el mundo

Actualmente la participación de la energía del viento en el sistema eléctrico nacional es de poca significación, pues CFE cuenta con solo dos plantas de energía eólica en escala piloto, una de 1.5 MW en Oaxaca, y otra de 0.6 MW en Guerrero Negro, B.C.

México posee regiones con importante recurso eólico, capaz de producir grandes volúmenes de electricidad. La región más importante se ubica en el estado de Oaxaca, al sur del istmo de Tehuantepec, donde la CFE ha realizado estudios

desde hace más de 10 años, encontrando que los vientos que ahí soplan tienen un contenido energético superior al promedio mundial de zonas aprovechables.

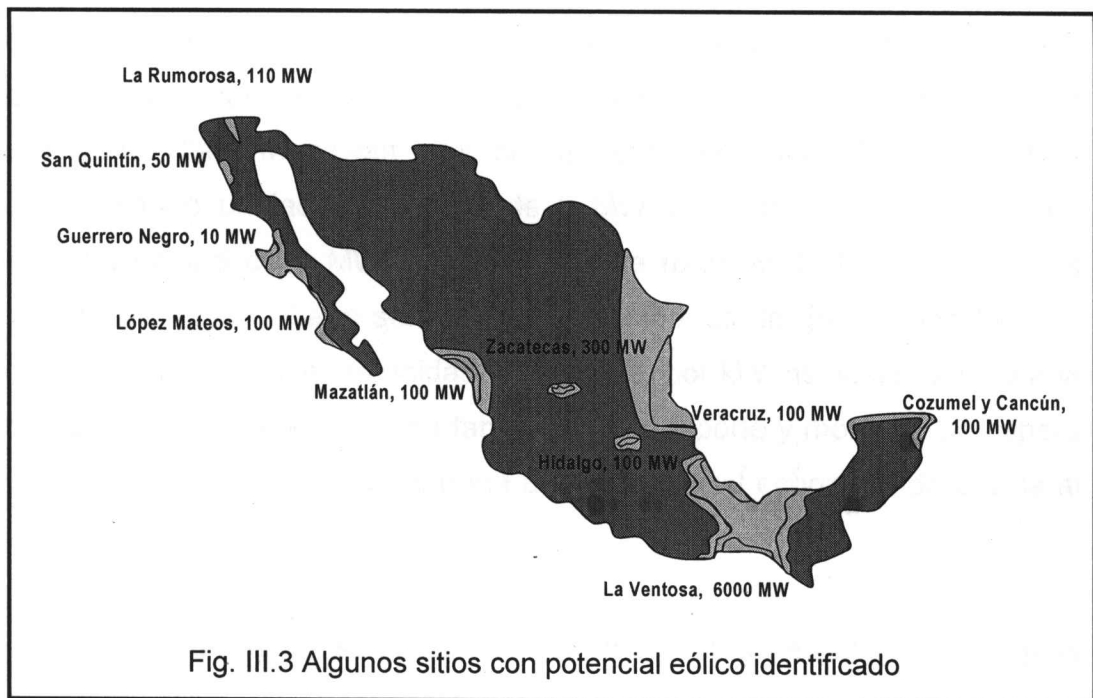
El viento en la región sur del istmo de Tehuantepec tiene un comportamiento estacional definido. En el otoño e invierno se presentan los vientos más intensos y persistentes del año, que corresponden a los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero, que llegan a alcanzar velocidades sostenidas de más de 20 metros por segundo. Los vientos más débiles se presentan en los meses de abril, mayo y junio, para después repuntar en julio y disminuir nuevamente en agosto y septiembre. Este comportamiento es genérico, y debe considerarse que el viento presenta variabilidad interanual, es decir, al igual que otras variables climatológicas, hay años de buenos vientos y años de viento menos intensos. En consecuencia la velocidad media del viento varía de un año a otro, de un mes a otro, de una semana a otra y de un día a otro. No obstante ese carácter variable del viento, la acumulación de una base de datos de largo plazo permite caracterizar y predecir su comportamiento. La velocidad media anual del corredor eólico de Oaxaca, es mayor a 9 metros por segundo a 30 metros de altura. La dirección dominante del viento se ubica en el sector NNW –NNE y presenta una frecuencia de 70%.

Recientemente los laboratorios nacionales de energía renovable (NREL) de los Estados Unidos produjeron un mapa eólico del estado de Oaxaca<sub>1</sub>, en cuya preparación y calibración participaron la CFE y otros organismos nacionales. El trabajo fue preparado a solicitud del Gobierno del Estado de Oaxaca, bajo el patrocinio de la agencia para el desarrollo internacional de los Estados Unidos (USAID). Como resultado se obtuvo una representación gráfica que muestra el contenido energético del viento en todo el territorio del estado [III.3].

NREL (National Renewable Energy Laboratories) estima que conservadoramente, en las zonas más ventosas del estado de Oaxaca podrían instalarse 6,000 MW, que producirían electricidad suficiente para satisfacer las necesidades de unos 18

millones de habitantes del medio urbano; pero si se incluyen las zonas que tienen velocidades de viento promedio entre 6.7 y 8.5 metros por segundo, el potencial eléctrico podría ser mayor a los 33,000 MW.

Oaxaca posee los lugares de mayor potencial eólico en nuestro país, sin embargo se deben mencionar también otras regiones como Zacatecas, La Rumorosa y el litoral de la península de Baja California, así como grandes extensiones de los litorales del Pacífico y del Golfo de México, que bien podrían agregar por lo menos otros 10,000 MW al potencial nacional.



Por otro lado, la tecnología de las turbinas de viento ó aerogeneradores ha alcanzado grandes avances. Desde principios del siglo XX en que el profesor danés La Cour construyó el primer molino de viento dirigido a la producción de electricidad, diversos diseños han sido desarrollados y probados a través de la historia.

A principios de la década de los 80's se fabricaban aerogeneradores de 60 kW y al final de esa década ya se instalaban las primeras centrales con unidades de 300 kW. Como referencia, un aerogenerador de 60 kW tiene un diámetro de rotor de 15 metros, y se instala en una torre soporte de 20 metros de altura; un aerogenerador de 300 kW tiene un diámetro de rotor de 30 metros y se instala en una torre de alrededor de 30 metros de altura.

La capacidad promedio de los aerogeneradores que se instalaron en el mundo en el año 2003 fue de 1.2 MW por unidad. En Alemania esa capacidad promedio fue de 1.6 MW. La tendencia mundial es producir cada vez unidades de mayor capacidad con el propósito de utilizar menores extensiones de tierra por kW instalado. Actualmente la industria esta transitando de la producción de aerogeneradores Clase Megawatt a los aerogeneradores Clase Multimegawatt, y se están instalando unidades prototipo de 3 MW y 4.2 MW; también esta en desarrollo una unidad de 5 MW, con diámetro de rotor de 126 metros y torres soporte de altura similar. Cabe señalar que las unidades de gran capacidad son por ahora más costosas que las unidades menores, por kW instalado, debido a la infraestructura que requieren para su fabricación, transporte y montaje. Se espera sin embargo, que en el futuro se obtenga una substancial economía de escala al utilizarlas.

Varios países en Europa están instalando centrales eólicas en el mar, en aguas poco profundas, debido principalmente a la escasez de terrenos disponibles. Esta modalidad, aunque más costosa, resuelve el problema de los predios y permite la captura de vientos de mejor calidad en contenido energético. Estos proyectos son por ahora un símbolo de la vanguardia de la tecnología eólica.

A inicio del 2006 la capacidad eólica instalada en el mundo superaba los 55,000 MW, siendo líderes Alemania, Estados Unidos y España. Figuran también de manera importante Dinamarca, Holanda, La India y otros. La tasa de crecimiento anual de la capacidad instalada mundial ha alcanzado más del 25%, lo cual refleja

claramente la actitud de la comunidad internacional ante el aprovechamiento de esta fuente de energía. La Tabla III.4 muestra la capacidad eólica instalada a nivel mundial y la participación de los diferentes países [III.4].

Tabla III.4 Capacidad eólica instalada en el mundo

|                     | Enero de 2005 | Enero de 2006 |
|---------------------|---------------|---------------|
| <b>EUROPA</b>       |               |               |
| Alemania            | 16,628        | 18,100        |
| España              | 8,263         | 9,825         |
| Dinamarca           | 3,118         | 3,129         |
| Italia              | 1,265         | 1,711         |
| Inglaterra          | 897           | 1,337         |
| Holanda             | 1,078         | 1,219         |
| Portugal            | 523           | 1,000         |
| Francia             | 390           | 760           |
| Austria             | 607           | 716           |
| Grecia              | 466           | 535           |
| Suecia              | 442           | 492           |
| Irlanda             | 353           | 441           |
| Noruega             | 160           | 270           |
| Bélgica             | 97            | 97            |
| Finlandia           | 82            | 82            |
| Polonia             | 58            | 58            |
| Ucrania             | 57            | 57            |
| Otros               | 146           | 164           |
| <b>Total</b>        | <b>34,630</b> | <b>39,993</b> |
| <b>NORTEAMERICA</b> |               |               |
| Estados Unidos      | 6,752         | 8,957         |
| Canadá              | 444           | 593           |
| <b>Total</b>        | <b>7,196</b>  | <b>9,550</b>  |

Fuente: Revista Windpower Monthly, January 2006  
Knebel, Dinamarca

|                               | Enero de 2005 | Enero de 2006 |
|-------------------------------|---------------|---------------|
| <b>LATINOAMERICA</b>          |               |               |
| Costa Rica                    | 71            | 71            |
| Caribe                        | 55            | 55            |
| Brasil                        | 48            | 48            |
| Argentina                     | 26            | 26            |
| Colombia                      | 20            | 20            |
| México                        | 5             | 5             |
| Cuba                          | 0             | 5             |
| Chile                         | 2             | 2             |
| <b>Total</b>                  | <b>227</b>    | <b>232</b>    |
| <b>ASIA</b>                   |               |               |
| India                         | 2,983         | 4,225         |
| China                         | 764           | 765           |
| Otros                         | 27            | 68            |
| <b>Total</b>                  | <b>3,774</b>  | <b>5,058</b>  |
| <b>REGIÓN PACÍFICO</b>        |               |               |
| Japón                         | 940           | 942           |
| Australia                     | 380           | 572           |
| Nueva Zelanda                 | 170           | 170           |
| Pacific Islands               | 11            | 40            |
| <b>Total</b>                  | <b>1,501</b>  | <b>1,724</b>  |
| <b>ÁFRICA Y MEDIO ORIENTE</b> |               |               |
| Egipto                        | 145           | 145           |
| Marruecos                     | 54            | 64            |
| Otros                         | 47            | 47            |
| <b>Total</b>                  | <b>246</b>    | <b>256</b>    |
| <b>GRAN TOTAL (MW)</b>        | <b>47,574</b> | <b>56,813</b> |

Puede observarse en la Tabla N° III.4 que México ocupa un modesto lugar en cuanto al nivel de explotación del viento, no obstante que cuenta con un recurso eólico de grandes proporciones y que la tecnología a nivel global ha alcanzado un avanzado grado de madurez. Para que la energía del viento tenga una mayor



participación en la oferta de electricidad en México se requiere de más inversiones en centrales generadoras que utilicen esa tecnología.

Debe mencionarse sin embargo, que los industriales, comerciantes, agricultores y habitantes en general, demandan que el servicio de energía eléctrica se suministre con calidad: continuidad, seguridad y economía, características relevantes contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; no obstante, ni los consumidores ni la Ley hacen mención alguna acerca de la fuente de energía que debe emplearse para producir la electricidad y suministrar el servicio. Podría decirse en estricto sentido que no existe entonces un mercado de energía eólica, pues los consumidores no exigen que la electricidad sea producida con el viento, o con cualquier otra fuente de energía específicamente, al final siempre recibirán el mismo producto: electricidad.

En algunos países desarrollados se han iniciado campañas de promoción, invitando a los consumidores industriales y comerciales a pagar voluntariamente un excedente sobre la tarifa eléctrica normal, excedente que se destina a la construcción de centrales eólicas. Los consumidores que se inscriben en ese régimen pueden incluir en sus productos una etiqueta que los distingue como protectores o cuidadores del medio ambiente, favoreciendo comercialmente a su marca. Estos programas se encuentran en etapa piloto y su propósito evidentemente es desarrollar el mercado de la energía eólica.

Durante la XXVII Reunión Ordinaria del Comité de Fomento para las Energías Renovables, presidido por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), celebrada el 16 de octubre del 2001 en la ciudad de México, el Dr. Hernando Guerrero, Comisionado en México de la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte (CCA), quien realizó la "Presentación de la encuesta a los 100 grandes consumidores de energía eléctrica", expresó que la CCA fue creada en el marco del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) como parte del acuerdo paralelo en materia de ambiente y señaló que

los ministros de ambiente de Canadá, México y Estados Unidos les solicitaron expresamente trabajar en el tema de energía y ambiente. Manifestó que la CONAE solicitó a la CCA una investigación para conocer el sentimiento del sector privado mexicano en torno a la energía verde (renovable), por lo que se realizó una encuesta a 18 empresas en el Distrito Federal y 89 en el resto del país, con el objetivo de conocer su disposición para comprar electricidad generada a partir de energías renovables. Informó que el 88% de las empresas encuestadas consideran que se debe reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad, 52% piensan que sus clientes son sensibles a las cuestiones ambientales, 94% están dispuestos a comprar electricidad producida con energía renovable (ER), 54% manifestaron su disposición a pagar un sobreprecio por electricidad generada a partir de ER, y 30% señalaron estar dispuestos a pagar hasta 10% de sobreprecio por dicha electricidad. No obstante, mencionó que dichos resultados deben tomarse con cautela debido a que existe una brecha amplia entre voluntad y hechos [III.5].

#### **III.4 REFERENCIAS**

- [III.1] CFE, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, 2005-2014.
- [III.2] CFE, Informe Anual 2004.
- [III.3] D. Elliot et al, 2003, Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca, National Renewable Energy Laboratory.
- [III.4] WindPower Monthly Magazine, January 2006.
- [III.5] [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx).
- [III.6] Diario Oficial de la Federación, Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el 22 de diciembre de 1975, y, reformada y adicionada posteriormente por decretos publicados en el mismo Diario Oficial, los días 27 de diciembre de 1983, 31 de diciembre de 1986, 27 de diciembre de 1989 y 23 de diciembre de 1992

## **IV. LOS BENEFICIOS DE LA EXPLOTACIÓN DEL VIENTO Y LA HIPÓTESIS DEL TRABAJO**

La explotación del viento en la generación de electricidad aportaría beneficios a la sociedad en materia de medio ambiente, administración de recursos petroleros, diversificación energética, estabilidad de precios de energéticos y política, como se describe a continuación.

### **IV.1 Medio ambiente**

Existe preocupación mundial por la necesidad de mitigar el calentamiento global de la atmósfera, el cual consiste en el incremento de la temperatura del medio ambiente debido a la creciente concentración de gases de efecto invernadero, como el bióxido de carbono, el metano, y otros, los cuales absorben una buena parte de la radiación solar que ingresa a la atmósfera cuando es reflejada por la superficie terrestre. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) publicó en 1990 [IV.1] su primer reporte en el que confirmó que la amenaza del cambio climático es real. Los científicos asocian los fenómenos meteorológicos que se han suscitado en los últimos años, así como el cambio climático en algunas regiones del planeta, con el fenómeno del calentamiento global. En la Tabla IV.1, publicada por el IPCC en 2001, se presentan ejemplos de variabilidad climática.

México es signatario del Protocolo de Kyoto (PK) y de la Convención Marco de Naciones Unidas Sobre Cambio Climático (CMNUCC) [IV.2], con lo cual acepta el reconocimiento del fenómeno del cambio climático, quedando por ello obligado a adoptar políticas tendientes a su mitigación.

Como se mostró en las secciones precedentes, el 80% de la electricidad que consume el país es producida mediante combustibles fósiles, lo cual trae consigo la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

La participación del viento en la producción de electricidad contribuiría a disminuir el uso de combustibles fósiles y por lo tanto México mostrará una actitud más participativa a favor de los tratados internacionales sobre cambio climático.

Tabla IV.1 Ejemplos de variabilidad climática, Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático

| EJEMPLOS DE VARIABILIDAD CLIMÁTICA Y DE EPISODIOS CLIMÁTICOS EXTREMOS Y DE SUS REPERCUSIONES   |   |
|--|---|
| CAMBIOS PROYECTADOS  | EFFECTOS PROYECTADOS  |
| Temperaturas máximas más elevadas, más días calurosos y oleadas de calor en casi todas las zonas terrestres<br><b>Prognosis: muy probable</b>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Incidencia de defunciones y graves enfermedades en personas de edad y en la población rural pobre</li> <li>▲ Estrés térmico en el ganado y en la flora y fauna silvestres</li> <li>▲ Riesgo de daños a varios cultivos</li> <li>▲ Demanda de refrigeración eléctrica</li> <li>▼ Fiabilidad del suministro de energía</li> </ul>  |
| Temperaturas mínimas más elevadas, y menos días fríos, días de heladas y oleadas de frío en casi todas las zonas terrestres<br><b>Prognosis: muy probable</b>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▼ Morbilidad y mortalidad humana relacionada con el frío</li> <li>▼ Riesgo de daños para varios cultivos</li> <li>■ Distribución y actividad de algunas plagas y vectores de enfermedades</li> <li>▼ Demanda de energía calorífica</li> </ul>  |
| Episodios de precipitaciones más intensas<br><b>Prognosis: muy probable, en muchas zonas</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Daños provocados por inundaciones, desprendimientos de tierras y avalanchas</li> <li>▲ Erosión del suelo</li> <li>▲ La escorrentía de las inundaciones podría aumentar la recarga de los acuíferos de algunas llanuras de inundación</li> <li>▲ Presión sobre los sistemas públicos y privados de socorro en caso de desastre y de seguro frente a inundaciones</li> </ul> |
| Mayor deshidratación veraniega en la mayor parte de las zonas continentales interiores de latitud media y riesgo asociado de sequía<br><b>Prognosis: probable</b>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▼ Rendimientos de los cultivos</li> <li>▲ Daños en los cimientos de los edificios provocados por la contracción del suelo</li> <li>▲ Riesgo de incendios forestales</li> <li>▼ Cantidad y calidad de los recursos hídricos</li> </ul>  |
| Aumento de las intensidades eólicas máximas de los ciclones tropicales, y de la intensidad de las precipitaciones medias y máximas<br><b>Prognosis: probable, en algunas zonas</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Riesgos para la vida humana, riesgo de epidemias de enfermedades infecciosas</li> <li>▲ Erosión costera y daños en los edificios de infraestructura de la costa</li> <li>▲ Daños en los ecosistemas costeros, como los arrecifes de coral y los manglares</li> </ul>   |
| Intensificación de las sequías e inundaciones asociadas con El Niño en muchas regiones<br><b>Prognosis: probable</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▼ Productividad agrícola y de los pastizales en las regiones expuestas a la sequía y las inundaciones</li> <li>▼ Potencial de generación de electricidad en las regiones expuestas a la sequía</li> </ul>  |
| Mayor variabilidad de las precipitaciones del monzón de verano en Asia<br><b>Prognosis: probable</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Magnitud de las inundaciones y de la sequía y daños en las tierras templadas y tropicales de Asia</li> </ul>   |
| Mayor intensidad de las tormentas de latitud media<br><b>Prognosis: poco acuerdo entre los modelos actuales</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▲ Riesgos para la vida y la salud humana</li> <li>▲ Pérdidas de bienes materiales e infraestructura</li> <li>▲ Daños en los ecosistemas costeros</li> </ul>  |
| CLAVES: ▲ Aumento      ■ Ampliación      ▼ Disminución   |   |
| Fuente: (Basado en) IPCC 2001. Tercer informe de evaluación  |   |

## IV.2 Reservas de petróleo y gas natural

El Reporte Anual 2004 publicado por PEMEX [IV.3] señala que las reservas probadas de gas natural son de 20.4 billones de pies cúbicos, y que la producción promedio fue de 4,573 millones de pies cúbicos por día, con lo cual se infiere que las reservas de ese energético son suficientes para satisfacer la demanda actual durante los próximos 12 años. También menciona que las reservas probadas de petróleo son de 17,650 millones de barriles, y que la producción media fue de 3.38 millones de barriles por día, lo cual significa que las reservas son suficientes para abastecer la demanda actual durante los próximos 14 años.

Actualmente PEMEX está preparándose para incursionar en el Golfo de México hacia aguas con profundidades mayores a los 500 metros, donde las tareas de extracción serán mucho más costosas. La Tabla IV.2 muestra las reservas publicadas por PEMEX en su Reporte Anual 2004.

Tabla IV.2 Reservas de hidrocarburos 2004

|                    | PRODUCCIÓN                                | RESERVAS DE HIDROCARBUROS                  |  |  |
|--------------------|---|--|--|--|
|                    | DIARIA                                    | PROBADA                                    | PROBABLE                                   | POSIBLE                                    |
| <b>PETRÓLEO</b>    | 3.38 x 10 <sup>6</sup> barriles           | 17,650 x 10 <sup>6</sup> barriles          | 15,836 x 10 <sup>6</sup> barriles          | 13,428 x 10 <sup>6</sup> barriles          |
| <b>GAS NATURAL</b> | 4,573 x 10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> | 20,433 x 10 <sup>9</sup> pies <sup>3</sup> | 20,703 x 10 <sup>9</sup> pies <sup>3</sup> | 22,743 x 10 <sup>9</sup> pies <sup>3</sup> |

La utilización de cualquier otro energético alternativo, como el viento, ayudará a mejorar la administración de los recursos no renovables, hidrocarburos, prolongando el periodo de explotación de las reservas.

### **IV.3 Diversificación energética**

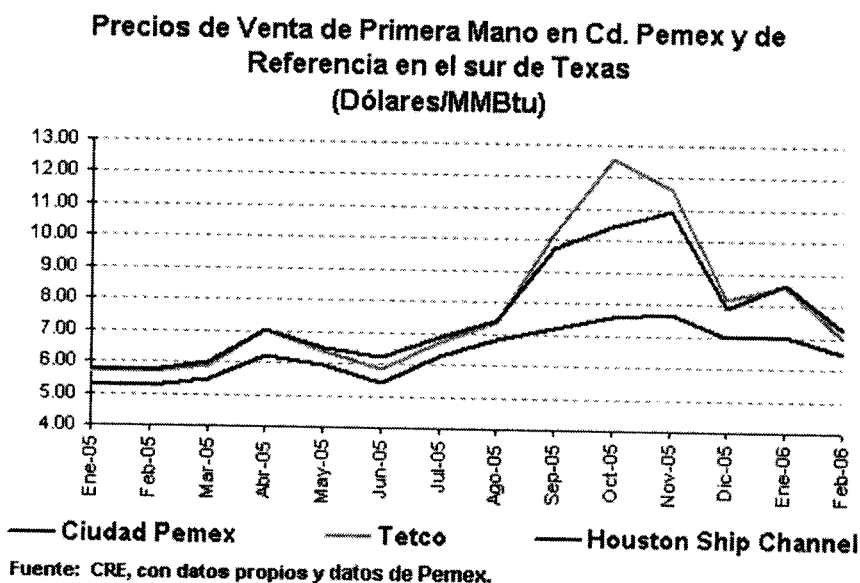
México es importador de gas natural; muchas de las centrales eléctricas que operan en la frontera con los Estados Unidos operan con gas natural proveniente de ese país. Por otro lado, al gobierno ha desplegado un programa de instalación de estaciones de almacenamiento de gas licuado, con el propósito de adquirir ese energético de otros países donde se produce, y distribuirlo posteriormente en el interior del país. El carbón no es la excepción, pues centrales eléctricas como la Plutarco Elías Calles, en Petacalco, Guerrero, operan con carbón importado. Este panorama crea dependencia exterior de un insumo vital para el desarrollo económico del país, poniendo en riesgo la autonomía energética de algunas regiones. La explotación del viento contribuye a la autosuficiencia energética del país, pues se trata de un recurso inagotable que puede sustituir grandes volúmenes de energéticos fósiles. Mientras más diversificada esté la base energética nacional, menor será el impacto de una eventual restricción en el suministro de algún energético en particular.

### **IV.4 Precios de los energéticos**

Los grandes conflictos internacionales como la guerra del Golfo Pérsico y la invasión a Irak, así como los desastres ocasionados por fenómenos meteorológicos, han producido grandes fluctuaciones en los precios del petróleo y del gas natural. Recientemente, el daño que sufrieron las instalaciones petroleras de los Estados Unidos en el Golfo de México, por el huracanes Katrina y Rita en 2005, llevaron los precios del petróleo hasta los 70 dólares por barril, afectando a las economías de los países no productores de petróleo. El gas natural también ha presentado una elevada volatilidad, alcanzando precios que llevaron a la Secretaría de Energía (SENER) a establecer precios de referencia fijos para proteger a la industria nacional. En el año 2001 la Comisión Reguladora de Energía estableció un precio de referencia de 4 dólares por millón de BTU, que

estaría vigente durante 3 años a partir de la publicación de la resolución RES/012/2001, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de febrero del 2001 [IV.4]. Posteriormente, para el periodo 2004 – 2006, PEMEX ofreció coberturas de riesgo fijando el precio de referencia en 4.5 dólares. En el mismo contexto, en septiembre del 2005 el ejecutivo federal emitió un decreto estableciendo un precio tope al gas natural en 7.65 dólares por millón de BTU con el fin de reducir la tendencia alcista que ha llevado al energético a más de 11 dólares por millón de BTU [IV.8]. El diario El Economista publicó en su edición del 3 de noviembre del 2005 que tanto la Asociación Nacional de Gas Natural, como la Concamin y la Canacindra estaban solicitando insistentemente a la SENER que estableciera nuevamente un precio de referencia fijo de 6 dólares por millón de BTU, a la luz de los altos precios registrados en los últimos meses, como puede observarse en la Figura IV.1 publicada por la Comisión Reguladora de Energía [IV.5].

Figura IV.1 Precios del gas natural



A diferencia de los precios de los energéticos como el petróleo y el gas natural, el precio del viento no está vinculado a razones coyunturales de política internacional, conflictos o fenómenos naturales, por el contrario, ofrece estabilidad

en el largo plazo independientemente de las circunstancias políticas o de las relaciones entre los países. Por lo tanto, el uso del viento como energético reduce la vulnerabilidad del país ante variaciones en los precios de los hidrocarburos.

#### **IV.5 Recurso eólico nacional**

Como se mencionó en el capítulo anterior, nuestro país cuenta con regiones donde soplan vientos capaces de generar grandes volúmenes de electricidad, cuya explotación puede abastecer a millones de mexicanos de manera sostenible, dado que el viento es un recurso de naturaleza renovable.

#### **IV.6 Desarrollo económico local**

Mientras las grandes centrales generadoras a base de hidrocarburos pagan grandes cantidades de dinero a las grandes empresas que les suministran el energético primario, las centrales de viento pagan el energético primario directamente a los propietarios de los predios en donde están instaladas mediante un pago anual. Esto significa una derrama económica local directa hacia los dueños de la tierra, mayormente entre campesinos, que junto con la creación de empresas proveedoras de bienes y servicios locales fomentan la actividad económica regional.

#### **IV.7 Política energética nacional**

El Plan Sectorial de Energía, que forma parte del Plan Nacional de Desarrollo 2001 – 2006 [IV.6], señala que el gobierno federal desplegará acciones tendientes a la explotación de la energía renovable, indicando que la meta es alcanzar en este rubro una capacidad eléctrica adicional de 1000 MW para el 2006. También menciona un potencial de viento explotable de 600 kW en el estado de Oaxaca. No obstante el reconocimiento del valor estratégico del viento como energético, por parte del gobierno federal, hasta la fecha no se ha alcanzado el desarrollo de



la industria eólica en México. La instalación de centrales eólicas ayudaría a convertir en una realidad los planes estratégicos establecidos en los documentos de política energética nacional.

De acuerdo con los conceptos anteriores, la utilización del viento como fuente de energía esta en armonía con el concepto de desarrollo sostenible, concepto que en 1987, la Comisión Mundial sobre Ambiente y Desarrollo definió como: “el desarrollo que satisfaga las necesidades y aspiraciones de las generaciones actuales sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.” Como tal el desarrollo sostenible interrelaciona los conceptos de protección ambiental, crecimiento económico y beneficio social, permitiendo el desarrollo actual a la vez que se preservan los recursos para que las generaciones futuras los usen y los disfruten.

En la Guía del proyecto Synergy “Business Opportunities for CDM Project Development in the Mediterranean”, Versión 2, de junio 2004 [IV.7], se propone una metodología para evaluar la contribución de un proyecto a los objetivos de desarrollo sostenible de un país, en el marco del mecanismo de desarrollo limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto. La Tabla N° IV.3 muestra los criterios básicos e indicadores considerados en esa publicación para cuantificar la aportación de un proyecto al desarrollo sostenible.

Si bien hasta ahora no se han desarrollado trabajos de investigación que logren consenso en cuanto a la cuantificación monetaria de cada uno de los costos y beneficios (externalidades) que aquí se han mencionado, existe también la posibilidad de utilizar otros mecanismos de fomento al desarrollo de la industria del viento, en tanto se continúa con los estudios económicos que den sustento a una política en materia de internalización de externalidades. Una externalidad es un costo ó beneficio que proviene de una transacción económica y que recae sobre personas que no participan en esa transacción, por ejemplo, uno de los temas de estudio de mayor importancia es responder a la pregunta ¿cuál es el impacto

económico por daños al medio ambiente y a la salud humana derivados de las emisiones de bióxido de carbono que genera la industria nacional? La respuesta requiere de múltiples estudios por parte de las instituciones públicas y privadas, poseedoras de información estadística tanto de salud como de procesos industriales, cuya cuantificación excede las pretensiones de esta tesis, pero que de manera cualitativa podríamos decir que las industrias deberían pagar por emitir esos gases nocivos a efecto de compensar los daños que producen al medio ambiente y a la salud del ser humano.

Tabla IV.3 Criterios básicos e indicadores del desarrollo sostenible [IV.7]

| CRITERIOS BÁSICOS                                       | INDICADORES   |
|---|---|
| <b>ÁREA MEDIO AMBIENTAL</b>                             |   |
| 1 Influencia en el cambio climático                     | Reducción de emisiones de GEI   |
| 2 Impacto en otros fenómenos de degradación atmosférica | Reducción de emisiones de gases causantes de la lluvia ácida  |
|   | Reducción de emisiones de gases que destruyen la capa de ozono  |
| 3 Efectos sobre el suelo                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Acidificación</li> <li>- Cambio de uso</li> <li>- Producción de residuos</li> </ul>                        |
| <b>ÁREA SOCIAL</b>                                      |   |
| 4 Generación de empleo                                  | Contribución a la generación de empleo en la zona de influencia del proyecto  |
| 5 Desarrollo de servicios sociales                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nuevos centros de educación y sanidad</li> <li>- Desarrollo de otros servicios sociales</li> </ul>         |
| <b>ÁREA ECONÓMICA</b>                                   |   |
| 6 Indicadores económicos                                | Incremento del PIB en la región   |
|   | Incremento de la tasa interna de retorno (TIR) de las inversiones   |
|   | Contribución a la mejora de balanza de pagos del país (menores importaciones)   |
| 7 Desarrollo económico local                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollo de infraestructuras</li> <li>- Creación de pequeñas empresas de servicios auxiliares</li> </ul> |
| <b>ÁREA TECNOLÓGICA</b>                                 |   |
| 8 Penetración de fuentes de energía renovable           | Mayor utilización de energías renovables  |
|   | Penetración de tecnologías más limpias  |
|   | Mejora de la eficiencia energética del sistema MDL  |

## IV.8 La hipótesis del trabajo

Existen por lo tanto razones de carácter global y razones de carácter nacional que apoyan la idea de fomentar el uso de fuentes renovables de energía para alcanzar un desarrollo integral. Si la industria del viento trae tantos beneficios, como se ha mencionado, entonces ¿por qué no se instalan más centrales generadoras de electricidad que funcionen a base de viento? Desde el año 2001 y hasta enero del 2006 el Gobierno Federal ha publicado diversas disposiciones tendientes a fomentar la explotación del viento en la modalidad de autoabastecimiento, pero esas medidas no están dirigidas específicamente a la producción de electricidad para la prestación del servicio público de energía eléctrica, por lo cual ese cuestionamiento da pie al planteamiento de la hipótesis que se pretende demostrar en este trabajo y cuyo enunciado es el siguiente:

### ***Hipótesis:***

***El marco legal y normativo vigente en México es suficiente para fomentar la explotación comercial del viento para la producción de electricidad destinada a la prestación del servicio público de energía eléctrica.***

En una primera etapa se probará la hipótesis bajo la premisa de que las inversiones sean efectuadas directamente por la Comisión Federal de Electricidad, y en una segunda etapa se investigará si el mismo marco legal y normativo es suficiente para que las inversiones sean viables financieramente cuando sean efectuadas por el sector privado.

El marco legal y normativo a que se hace referencia está formado por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, las Resoluciones RES/140/2001 y RES/007/2006 de la Comisión Reguladora de Energía, la Ley del Presupuesto de Egresos de 2006, en el capítulo de Lineamiento de Política

Económica, el Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal, la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal y su Reglamento, y los Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión. La aplicación de este marco legal y normativo al análisis financiero de un proyecto eólico se encuentra en el capítulos V de esta tesis.

#### **IV.9 REFERENCIAS**

- [IV.1] Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático (IPCC), tercer informe de evaluación, <http://cdm.unfccc.int>
- [IV.2] Naciones Unidas, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 1992; Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 1997, <http://cdm.unfccc.int>
- [IV.3] PEMEX, Reporte Anual 2004.
- [IV.4] Diario Oficial de la Federación, Comisión Reguladora de Energía, Resolución N°RES/012/2001, 13 de febrero del 2001.
- [IV.5] Comisión Reguladora de Energía, [www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)
- [IV.6] Secretaría de Energía, Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006, [www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)
- [IV.7] Programa Synergy de la CE: Metodologías para la Implementación de los Mecanismos Flexibles de Kyoto – Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica, Versión 2, 2004.
- [IV.8] Diario Oficial de la Federación, Decreto por el que se sujeta a precio máximo el gas natural que venden Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios a los consumidores industriales y a los permisionarios de distribución, 12 de septiembre de 2005.

## V. EL ANÁLISIS FINANCIERO PARA PROYECTOS DE ENERGÍA EÓLICA

Como todo proyecto de inversión, una central eólica debe demostrar desde la etapa de planificación que su desempeño financiero será satisfactorio, es decir, que producirá los ingresos suficientes para solventar sus obligaciones de pago a lo largo de toda su vida útil, debiendo cumplir con los criterios que establece la normatividad emitida por el Gobierno Federal para la inversión pública, o bien entregando una utilidad mínima atractiva si la inversión corresponde a la iniciativa privada.

Los ingresos que genera una central eólica se derivan de lo siguiente:

- a) Ventas de energía eléctrica
- b) Ventas de capacidad en el caso de proyectos de autoabastecimiento
- c) Ventas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto

Las erogaciones en que incurre una central eólica son las siguientes:

- a) Gastos de operación y mantenimiento
- b) Pago de impuestos y participación de los trabajadores sobre las utilidades, si la inversión es privada
- c) Servicio de la deuda: capital más intereses

En este capítulo se presenta el análisis financiero de un proyecto eólico típico que proporcionará la referencia acerca de la viabilidad financiera de esta tecnología en México. El proyecto que se analizará corresponde a un proyecto localizado en la región conocida como La Ventosa, en el sur del istmo de Tehuantepec, región que como se explicó en el capítulo anterior, cuenta con el mayor potencial eólico del

país. El sitio seleccionado se ubica específicamente en el ejido La Venta, en el estado de Oaxaca.

Para analizar la viabilidad financiera del proyecto típico, se utilizarán los indicadores de rentabilidad Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN), que son los que señala la normatividad emitida por la Secretaría de Hacienda [V.1, V.2] para los proyectos de inversión con recursos públicos. La información general del proyecto que se analizará se muestra en la Tabla V.1.

Tabla V.1 Datos generales del proyecto eólico típico

| N° | Concepto                   |                            |
|----|----------------------------|----------------------------|
| 1  | Nombre del proyecto        | Central Eólica La Venta    |
| 2  | Localización               | La Venta, Juchitán, Oaxaca |
| 3  | Objeto del proyecto        | Producción de electricidad |
| 4  | Fuente primaria de energía | Viento                     |
| 5  | Capacidad del proyecto     | 100.1 MW                   |
| 6  | Producción media estimada  | 381,530 MWh / año          |
| 7  | Vida útil del proyecto     | 20 años                    |

## V.1 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto provienen principalmente de las ventas de la energía eléctrica que produce la central. El proyecto puede obtener ingresos también de la venta de reducción de emisiones de Carbono, que como se explica más adelante se comercializan en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, como resultado de su contribución a la mitigación del cambio climático.

### **V.1.1 Ingresos por ventas de energía eléctrica**

La naturaleza intermitente del viento hace que la producción de electricidad que se genera en una central eólica sea también intermitente y de magnitud variable. Esta característica ha constituido la principal barrera técnica para que se logre la comercialización del viento como fuente de energía, sin embargo, en consideración a los beneficios que aporta, el Gobierno Federal ha emprendido algunas acciones en materia de regulación para apoyar la viabilidad financiera de los proyectos eólicos y de otras fuentes renovables de energía.

#### **V.1.1.1 Las Resoluciones RES/140/2001 y RES/007/2006 de la Comisión Reguladora de Energía**

El 7 de septiembre del 2001 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación la Resolución N°RES/140/2001 [V.3], que contiene los modelos de contrato de interconexión aplicables a fuentes de energía renovable intermitente, como el viento, el sol y casos especiales de hidroeléctrica. Este documento fue preparado para aplicarse a los proyectos de autoabastecimiento para regular, entre otros, los mecanismos de intercambio comercial de electricidad entre la empresa autoabastecedora (el permisionario) y la CFE. Una empresa autoabastecedora es aquella que produce electricidad para consumirla en sus propias instalaciones, pero que requiere del uso de las líneas eléctricas de la CFE para transportar la electricidad desde el lugar donde la produce hasta el sitio donde la consume. Puede darse el caso en que el permisionario no requiera el uso de las redes de CFE, pero en la mayoría de los casos no es así.

Cabe mencionar que el interés de las empresas privadas en explotar el viento con fines de autoabastecimiento fue lo que originó la publicación oficial de la mencionada resolución. Una empresa que se interese en satisfacer sus

necesidades de electricidad a través de una planta eólica de su propiedad, tendrá que considerar la intermitencia del viento como una característica que está fuera de su control y cuyo efecto será que rara vez coincidirá su demanda con la producción instantánea de electricidad de su planta eólica. En consecuencia, la empresa (permisionario) requerirá del respaldo de la red de CFE para garantizar que en todo momento su demanda eléctrica estará satisfecha.

La parte más relevante de esa resolución es el hecho de que reconoce el carácter intermitente de la fuente primaria de energía y permite que cuando la producción de electricidad del autoabastecedor sea mayor que su demanda, se entreguen los excedentes de electricidad a la red eléctrica de CFE, quien llevará la contabilidad de los volúmenes excedentes que le entregue el permisionario y también de los volúmenes de electricidad que este consuma de la red de CFE cuando la producción sea menor que su demanda. Al final de cada periodo se hará una compensación entre la energía excedente que entregó el permisionario a la red y la energía que tomó de esta para cubrir sus faltantes; los saldos resultantes se facturarán periódicamente a la parte que resulte deudora.

Si el permisionario resulta deudor, entonces pagará a CFE sus adeudos de acuerdo con la tarifa oficial que le aplique. Si el permisionario resulta con saldo a favor, entonces debe elegir si desea que CFE le pague el saldo, o bien puede optar por solicitar que CFE se lo “guarde” para compensar sus adeudos futuros de energía. Si el permisionario opta por solicitar el pago, entonces la CFE le pagará el saldo de energía recibida a un precio equivalente al Costo Total de Corto Plazo, el cual se calcula como el costo marginal, en \$/kWh, del sistema eléctrico para suministrar un kWh adicional en la región de que se trate.

La CFE cuenta con un sistema de despacho económico de energía, y está obligada por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Artículo 36 Bis [V.17], a prestar el servicio aprovechando tanto en el largo como en el corto plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo y que ofrezca



además óptima estabilidad, calidad y seguridad del suministro público. Para satisfacer la demanda de electricidad, en el corto plazo, CFE asigna las unidades generadoras en orden creciente de costo de producción, es decir, primero despacha a las más económicas y después a las menos económicas hasta cubrir la demanda. El costo marginal estará determinado por la última unidad generadora o unidad marginal, cuyo costo define el costo marginal de producción. Este costo se refiere al costo variable por conceptos de combustibles, de operación y mantenimiento de la planta generadora, obtenido como el menor precio o costo posible para suministrar un kWh adicional en una región, tomado en cuenta las ofertas de los generadores, las restricciones de transmisión y las pérdidas en la red.

Generalmente la tarifa eléctrica oficial es más elevada que el costo marginal, y por lo tanto al permisionario no le conviene cobrar sus excedentes, sino más bien “guardarlos” para compensar su déficit durante las épocas de vientos poco intensos y de baja productividad.

El 30 de enero del 2006 la Comisión Reguladora de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación la Resolución N°RES/007/2006 [V.4] por la que se aprueban modificaciones al modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable y el anexo F-R, aprobado mediante resolución N°RES/140/2001 [V.5]. En esta nueva resolución se reconoce el “aporte de capacidad que la fuentes de energía renovables intermitente hacen al sistema eléctrico”.

Según la citada Resolución, el aporte de capacidad de una central como la eólica típica considerada en este trabajo, se calcula mediante el concepto de Potencia Autoabastecida, que es el promedio de las potencias producidas en la hora de máxima demanda para todos los días laborables de cada mes. Cada uno de esos días se medirá la potencia producida cada 5 minutos y se promediarán los 12 valores de la hora de máxima demanda para obtener la potencia autoabastecida de ese día; posteriormente se promedian los valores de los 22 días laborables del

mes para obtener el valor mensual que se utiliza para fines de facturación por demanda. Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional la hora de máxima demanda se considera de las 19:00 a las 20:00 horas para los meses de noviembre a marzo, y de las 21:00 a las 22:00 para los meses de abril a octubre. Para la facturación por demanda se utiliza la unidad kW – mes y su precio está indicado en el Anexo A de este trabajo, cifra que en la región sur asciende a 109 pesos por kW – mes.

Este mecanismo comercial representa un esfuerzo del Gobierno Federal para apoyar la viabilidad de los proyectos que utilicen al viento para generar electricidad, pues les otorga un tratamiento especial no solo por permitirles el intercambio de energía, sino porque también les considera una aportación de capacidad y además les asigna cargos preferenciales por el uso de la infraestructura de la red para el transporte de la energía eléctrica.

Considerando que los proyectos de CFE son en última instancia proyectos de autoabastecimiento, los ingresos para el proyecto típico pueden ser calculados aplicando la tarifa H-TL de la Región Sur, para el mes de mayo de 2005, que considera los precios y horarios indicados en el Anexo 1 de este trabajo (Diario Oficial de la Federación, 19 de abril de 2005). Esta tarifa es por lo tanto el precio unitario de las ventas de energía en pesos por kWh y de capacidad en kW – mes.

#### **V.1.1.2 El volumen de ventas de electricidad**

En la comercialización de la energía eléctrica se reconocen y se facturan por lo regular dos componentes: el cargo por energía y el cargo por capacidad. El cargo por energía se asocia con los costos variables de producción, mientras que el cargo por capacidad se asocia con el costo del capital y los costos fijos de producción.

Para el caso de empresas generadoras que venden energía a las redes eléctricas, el pago por capacidad está relacionado con el concepto de disponibilidad, que se refiere a las horas de cada año en que la central está en condiciones de producir su capacidad nominal. Una central puede estar no disponible por fallas de equipos, por necesidades de reparaciones, por mantenimientos programados ó por falta del energético primario, en este caso por falta de viento. Por lo general, las centrales eólicas están fuera de servicio por fallas y mantenimiento menos del 5% de las horas del año. Sin embargo, las estadísticas de viento en el istmo de Tehuantepec indican que durante 2246 horas de cada año (25.64% del tiempo) el viento no sopla con la intensidad suficiente para generar electricidad, el 25% de las horas la central produce menos del 50 % de su capacidad nominal y solamente el 20% de las horas del año producirá entre el 80% y el 100% de su capacidad nominal.

La importancia de la disponibilidad de las centrales generadoras puede comprenderse fácilmente si imaginamos ¿qué pasaría con la economía nacional si el servicio eléctrico dependiera solamente de centrales eólicas instaladas en el istmo de Tehuantepec?. Resultaría que durante el 26% del tiempo la producción industrial sería nula, además no podrían realizarse muchas otras actividades de carácter recreativo, cultural, educativo, doméstico, etc.; durante el 44% de las horas del año esas actividades se realizarían parcialmente, y solo durante el 20% del tiempo la actividad estaría por arriba del 80%. El factor total de disponibilidad resultaría del orden de 40%.

Este ejemplo da una idea del enorme costo económico y social que tendría para un país un abastecimiento de electricidad aleatorio, como lo es el viento, pues hay que agregar que aunque se han realizado modelos de simulación para predecir la intensidad del viento, su margen de incertidumbre sigue siendo considerable en el corto plazo y no se puede garantizar un suministro continuo de energía eléctrica, el cual es uno de los atributos de la calidad de ese insumo.

En comparación, las plantas de generación de electricidad que utilizan combustibles fósiles no tienen por ahora incertidumbre en el suministro de su energético primario, y en consecuencia operan con factores de disponibilidad elevados, superiores al 95%.

Como resultado, antes de la emisión de las Resoluciones de la CRE mencionadas en la sección anterior, RES/140/2001 y RES/007/2006, a las centrales eólicas para autoabastecimiento no se les reconocían atributos de capacidad y solamente obtenían beneficios por la energía producida. Por lo tanto, las “ventas” de energía debían ser suficientes para cubrir los costos variables, los fijos y los de capital para que los proyectos resultaran viables financieramente. En la actualidad, con la publicación de la RES/007/2006, los ingresos de estos proyectos se incrementan y se hace más viable su realización.

En cuanto a la determinación del volumen de electricidad que produce la central eólica tipo, se puede decir que la CFE ha realizado mediciones de viento durante 10 años en la región sur del istmo de Tehuantepec, información que le ha permitido formular una base de datos suficiente para establecer expectativas medias anuales de velocidades de viento en base horaria. Con esta información la CFE puede obtener la base de datos anual representativa del comportamiento de esa variable en el largo plazo. La Figura V.1 muestra el comportamiento típico de la velocidad del viento para cada estación del año en La Venta, Oaxaca.

Conociendo la velocidad del viento en base horaria, se aplica un modelo de conversión de viento a electricidad con el cual se obtiene la producción horaria de energía eléctrica de la central. Un ejemplo sencillo es suponer la distribución de frecuencias mostrada en la Figura V.2 y la curva de producción del aerogenerador mostrada en la Figura V.3, que relaciona a la intensidad del viento con la potencia producida por una máquina de 1.3 MW de capacidad.

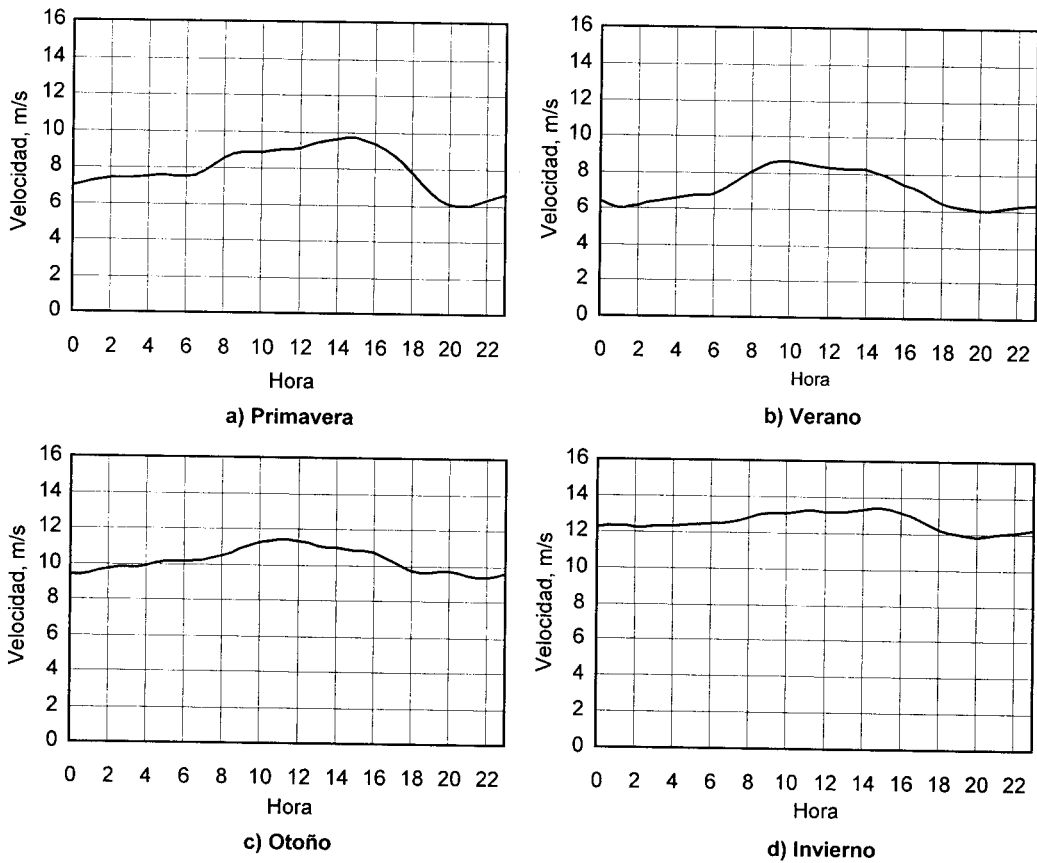


Figura V.1 Comportamiento estacional típico del viento en La Venta, Oaxaca

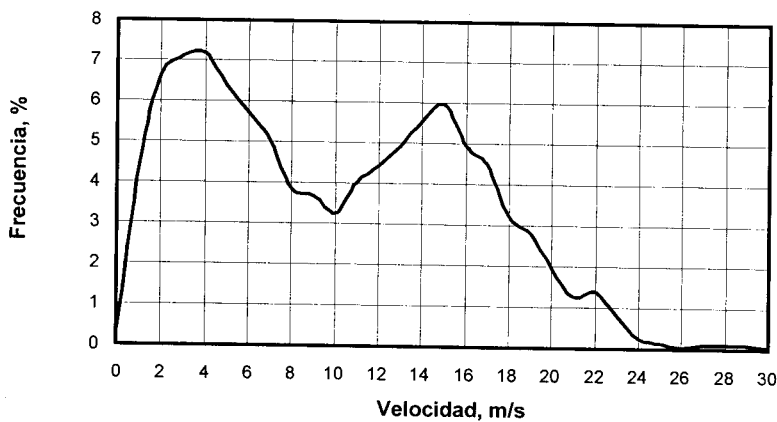
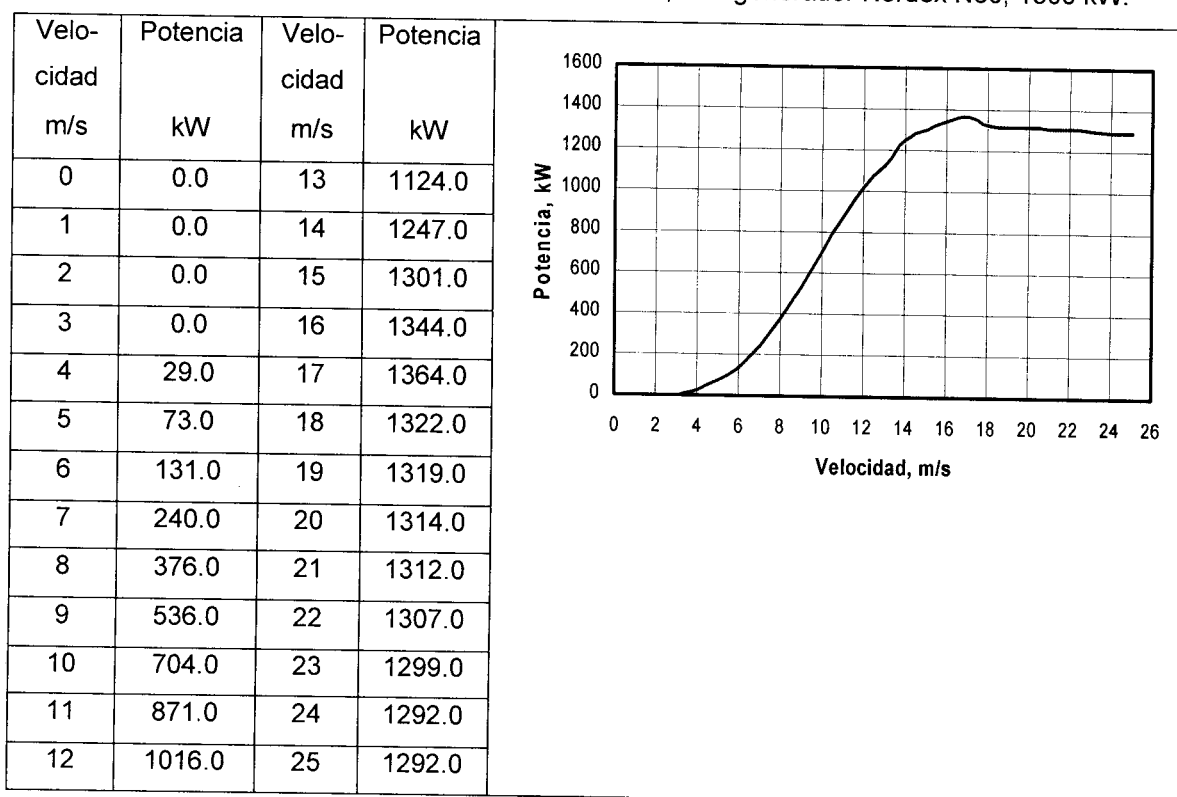


Figura V.2. Distribución de frecuencias velocidad del viento a 30 m

Con la velocidad media de cada hora, se puede obtener la potencia media para esa hora entrando a la Figura V.3, la cual es numéricamente igual a la energía que

se produce en esa hora con ese aerogenerador. El valor obtenido se multiplica entonces por el número de horas que el viento sopla con esa intensidad en un año, es decir por su frecuencia absoluta expresada en horas, obteniéndose la producción de electricidad en kWh para esa velocidad de viento. Si se repita ese procedimiento para cada una de las velocidades de viento y al final se suman las producciones obtenidas, el resultado es la energía total producida en un año. Esta misma secuencia de cálculo proporciona el valor de la Potencia Autoabastecida descrita anteriormente.

Figura V.3. Curva de potencia-velocidad de viento, aerogenerador Nordex N60, 1300 kW.



Este ejemplo sencillo se aplica para el caso en que solamente estuviera instalado un aerogenerador. Cuando se trata de un proyecto como el que se está analizando en este trabajo, 100 MW, el cálculo se complica porque deben considerarse otros factores tales como las pérdidas por arreglo, que no es otra

cosa que las alteraciones en las características del viento debido a su paso a través de aerogeneradores en forma sucesiva o alternada. Otros factores que deben considerarse son las pérdidas por la disponibilidad de los aerogeneradores, que considera el tiempo que los equipos están fuera de servicio por mantenimiento, las pérdidas por turbulencia, por ensuciamiento y las pérdidas eléctricas. La descripción de estos fenómenos está fuera del alcance de este trabajo, sin embargo se puede mencionar que su efecto acumulado significa una reducción de al menos 10% en la energía teórica calculada. Su determinación se hace a través de complicados modelos de flujo que actualmente están disponibles a través de software comercial para diseño de centrales eólicas. Para el caso del proyecto tipo, el volumen medio anual de electricidad que se produciría asciende a 387,859 MWh [V.6], el cual fue calculado utilizando el simulador comercial Wind Pro de origen danés [V.7].

### **V.1.1.3 El monto de las ventas**

Dada la estructura horaria y estacional de la tarifa oficial HT-L, de la Región Sur, mostrada en el Anexo A de este trabajo, los ingresos por energía del proyecto pueden obtenerse multiplicando la tarifa horaria por la producción horaria de electricidad. La suma acumulada de estos productos horarios dará como resultado los ingresos anuales que percibirá el proyecto por concepto de venta de electricidad. La Figura V.4 muestra las ventas resultantes en base mensual. El área bajo la curva representa el ingreso anual.

Puede observarse que las ventas siguen en términos generales la misma tendencia de la velocidad del viento, un poco afectados por la estructura tarifaria que asigna un mayor precio por kWh en horario punta y semipunta.

Para tener una referencia de la variabilidad interanual de la producción de electricidad y de su efecto en los ingresos del proyecto, la Tabla V.2 muestra los resultados de la simulación anual de estas dos variables para el periodo 1994 –

2004. Los ingresos están expresados en dólares de 2006, utilizando la paridad de 11.40 pesos por dólar, publicada por la Secretaría de Hacienda en la Ley del Presupuesto de Egresos de 2006, en el capítulo de Lineamiento de Política Económica [V.12]. Cabe señalar que en el año 2001 la CFE tuvo problemas con la operación de la red de monitoreo de viento, no siendo posible integrar la serie anual de datos de viento, en consecuencia, se hizo el supuesto de que ese año fuera equivalente al promedio de los 10 años restantes. La Tabla V.2 también incluye los valores de potencia autoabastecida promedio da cada año, así como su importe en dólares.

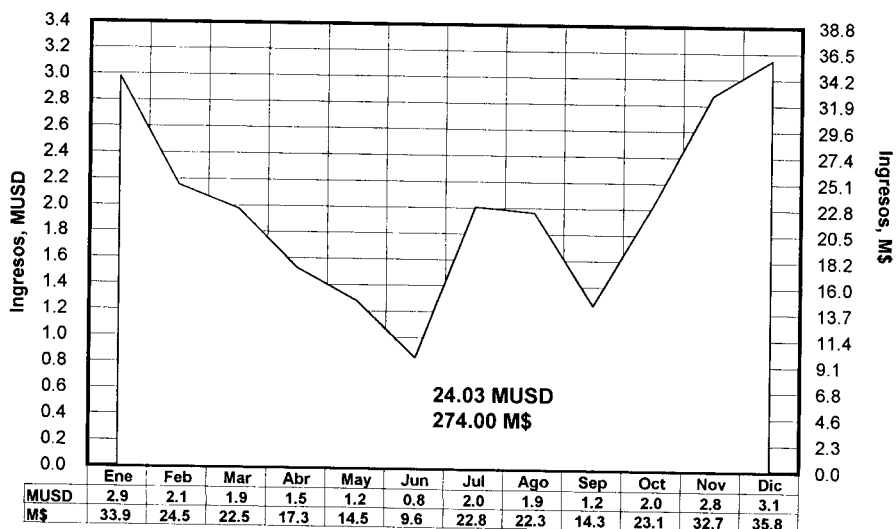


Figura V.4 Ventas de energía

Tanto la producción como las ventas de energía presentan una desviación estándar similar, menor a 8%, lo cual significa que se pueden predecir con buena aproximación. Lo mismo ocurre con la potencia autoabastecida, las ventas por potencia y las ventas totales. En cuanto al precio unitario de la energía promedio anual, presenta una desviación estándar de 3%, resultado de la variabilidad interanual, estacional y horaria de la velocidad del viento. Cabe recordar que la tarifa eléctrica esta dividida en periodos horarios: base, semipunta y punta, correspondiéndoles precios diferentes a cada uno de esos periodos; la tarifa



cambia también de una época del año a otra como puede observarse en el Anexo A de este trabajo. En consecuencia si en un año se produce más energía en el horario punta que en otro año, las ventas serán diferentes y el precio unitario promedio anual será también diferente. Sin embargo una desviación estándar de 3% en el precio unitario promedio anual es una muestra más de lo predecible que puede ser el viento en la región.

Tabla V.2 Producción y ventas anuales del proyecto eólico típico

| Año                    | Producción<br>GWh | Ventas de<br>energía<br>Miles de<br>dólares | Precio unitario<br>cUSD/kWh | Potencia<br>autoabasteci<br>da<br>MW-mes | Precio<br>unitario<br>USD/kW-<br>mes | Ventas de<br>potencia<br>Miles de<br>dólares | Ventas<br>totales<br>Miles de<br>dólares |
|------------------------|-------------------|---|-----------------------------|--|--------------------------------------|--|--|
| 1994                   | 421.78            | 26,673                                      | 6.32                        | 43.54                                    | 9.5614                               | 4,996  | 31,669                                   |
| 1995                   | 369.75            | 23,424                                      | 6.34                        | 41.73                                    | 9.5614                               | 4,788  | 28,212                                   |
| 1996                   | 378.5             | 23,818                                      | 6.29                        | 38.48                                    | 9.5614                               | 4,415  | 28,233                                   |
| 1997                   | 426.68            | 26,708                                      | 6.26                        | 43.43                                    | 9.5614                               | 4,983  | 31,691                                   |
| 1998                   | 352.29            | 22,213                                      | 6.31                        | 35.74                                    | 9.5614                               | 4,101  | 26,314                                   |
| 1999                   | 343.2             | 21,669                                      | 6.31                        | 34.94                                    | 9.5614                               | 4,009  | 25,678                                   |
| 2000                   | 340.19            | 21,510                                      | 6.32                        | 34.86                                    | 9.5614                               | 4,000  | 25,510                                   |
| 2001                   | 381.53            | 24,038                                      | 6.30                        | 39.24                                    | 9.5614                               | 4,502  | 28,540                                   |
| 2002                   | 411.89            | 25,693                                      | 6.24                        | 41.72                                    | 9.5614                               | 4,787  | 30,480                                   |
| 2003                   | 382.72            | 24,222                                      | 6.33                        | 38.89                                    | 9.5614                               | 4,462  | 28,684                                   |
| 2004                   | 388.35            | 24,446                                      | 6.29                        | 39.2                                     | 9.5614                               | 4,498  | 28,944                                   |
| Promedio anual         | 381.53            | 24,038                                      | 6.30                        | 39.25                                    | 9.5614                               | 4,504  | 28,541                                   |
| Desviación<br>estándar | 7.80%             | 7.50%                                       | 3.00%                       | 8.02%                                    | 0.00%                                | 8.02%  | 7.53%                                    |

### V.1.2 Ingresos por venta de reducción de emisiones de carbono

Los proyectos de energía renovable pueden obtener recursos extraordinarios derivados de los acuerdos internacionales sobre cambio climático. La Conferencia Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y el Protocolo de Kyoto son acuerdos de carácter internacional tendientes a promover acciones de mitigación del calentamiento global, que a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio formulan las bases para la creación de un mercado de reducción de emisiones de efecto invernadero [V.8].

El protocolo de Kyoto es parte de los grandes avances de la CMNUCC, pues la complementa y la refuerza con sus objetivos de emisiones jurídicamente vinculantes para los países industrializados. Ambos documentos comparten los mismos principios y su objetivo último, y agrupan a los países en países Anexo I, Anexo II y Países no Anexo I.

Las Partes Anexo I son países industrializados que eran miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) en 1992, más las Partes que están en, transición a una economía de mercado, en particular la Federación de Rusia, los estados Bálticos y varios estados de Europa central y oriental, ver Tabla V.3.

Las Partes Anexo II son los países miembros de la OCDE incluidos en el Anexo I, pero no los países en proceso de transición a una economía de mercado. Deben ofrecer recursos financieros para permitir a los países en desarrollo emprender actividades de reducción de las emisiones de conformidad con lo establecido en la CMNUCC y ayudarles a adaptarse a los efectos negativos del cambio climático. Además “tomarán todas las medidas posibles” para promover el desarrollo y la transferencia de tecnologías ambientalmente sanas a las Partes que son países en desarrollo y con economías en transición. El financiamiento ofrecido se encauza a través del mecanismo financiero de la CMNUCC. La Tabla V.4 muestra a los países Anexo II.

Las Parte no Anexo I son en su mayoría países en desarrollo. Algunos países son reconocidos por la Convención como especialmente vulnerables a los efectos negativos del cambio climático, en especial los países con zonas costeras bajas o con zonas expuestas a sequía y desertificación. Otros (como los países cuyas economías dependen particularmente de la producción y exportación de combustibles fósiles) son más vulnerables a los posibles efectos adversos de las medidas de respuesta a los cambios climáticos. La Convención hace hincapié en

las actividades que podrían dar respuesta a las actividades y preocupaciones de esos países vulnerables, como la inversión, los seguros y la transferencia de tecnología.

Tabla V.3 Partes Anexo I del Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

| PAÍS  | PAÍS                            |
|---|---------------------------------|
| Alemania  | Irlanda                         |
| Australia   | Islandia                        |
| Austria   | Italia                          |
| Belarús *   | Japón                           |
| Bélgica   | Letonia*                        |
| Bulgaria *  | Lituania*                       |
| Canadá  | Luxemburgo                      |
| Comunidad Europea   | Noruega                         |
| Checoslovaquia *  | Nueva Zelanda                   |
| Dinamarca   | Países Bajos                    |
| España  | Polonia*                        |
| Estados Unidos de América   | Portugal                        |
| Estonia*  | Reino Unido e Irlanda del Norte |
| Federación Rusa*  | Rumania*                        |
| Finlandia   | Suecia                          |
| Francia   | Suiza                           |
| Grecia  | Turquía                         |
| Hungría*  | Ucrania*                        |
| * Países que están en proceso de transición a una economía de mercado |                                 |

De acuerdo con el Protocolo de Kyoto, todas las Partes del Anexo I tienen objetivos individuales de emisiones, que se enumeran en el Anexo B y que se decidieron en Kyoto después de intensas negociaciones. La reducción de emisiones agregada de todas las Partes equivale a una reducción de al menos 5% con respecto a los niveles de 1990, y deberá ocurrir no más tarde del periodo 2008 – 2012, llamado primer periodo de compromiso.

Tabla V.4 Partes Anexo II de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático

| PAIS                        | PAIS           |
|-----------------------------|----------------|
| Alemania                    | Islandia       |
| Australia                   | Italia         |
| Austria                     | Japón          |
| Bélgica                     | Luxemburgo     |
| Canadá                      | Noruega        |
| Comunidad Económica Europea | Nueva Zelandia |
| Dinamarca                   | Países Bajos   |
| España                      | Portugal       |

Cada parte Anexo I se compromete a limitar o reducir sus emisiones a un nivel conocido con el nombre de cantidad atribuida. Antes del comienzo del periodo de compromiso, cada Parte Anexo I debe presentar un informe en el que se faciliten datos sobre las emisiones correspondientes a su año de base, para poder calcular su cantidad atribuida.

Para alcanzar los objetivos del Protocolo, las Partes Anexo I deben aplicar políticas y medidas internas que contribuyan a mitigar el cambio climático. En el Protocolo no se especifica que forma deberían adoptar, dejándose dichas decisiones en manos de los gobiernos nacionales. Entre las medidas que podrían alcanzar los efectos deseados figuran las siguientes:

- Fomento de la eficiencia energética
- Promoción de la energía renovable
- Apoyo a la agricultura sostenible
- Recuperación de las emisiones de metano mediante la gestión de desechos
- Fomento de reformas apropiadas en los sectores pertinentes con el fin de reducir emisiones

- Eliminación de las subvenciones y otras deficiencias del mercado
- Protección y mejora de los sumideros de gases de efecto invernadero
- Reducción de las emisiones del sector del transporte

Para ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a alcanzar sus objetivos de reducción de emisiones, el Protocolo introdujo tres mecanismos cuyo objetivo es que las medidas de mitigación del cambio climático sean eficaces en relación con los costos asociados, ofreciendo a las Partes la posibilidad de participar en proyectos de reducción de emisiones o de captura de carbono en otro país cuando les resulte ventajoso en relación a los costos de hacerlo en el propio país. El costo de realizar un proyecto varía enormemente de una región a otra, pero el efecto en la atmósfera es el mismo, cualquiera que sea el lugar donde se emprenda la acción.

Los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto son los siguientes:

- a) Implementación conjunta (Joint Implementation)
- b) Comercio de derechos de emisión (Trade Emissions)
- c) Mecanismo de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism)

La implementación conjunta ó ejecución conjunta se aplica a proyectos de reducción de emisiones realizados por países del anexo I en otro país que pertenezca también al Anexo I. Los países en desarrollo no participan en este mecanismo.

De igual manera, el segundo mecanismo flexible ó comercio de derechos de emisión, se aplica solamente a las partes Anexo I, es decir aquellos países que tienen un compromiso cuantificado de reducción de emisiones. Este mecanismo permite a las Partes Anexo I adquirir unidades de la cantidad atribuida (UCA) de

otras Partes Anexo I que pueden reducir más fácilmente sus emisiones con el fin de abatir en lo posible el costo global de mitigación del cambio climático.

Tabla V.5 Anexo B Protocolo de Kyoto, Compromiso de limitación de las emisiones

| PAÍS              | % DEL NIVEL DEL AÑO<br>O PERÍODO BASE | PAÍS  | % DEL NIVEL DEL AÑO<br>Ó PERÍODO BASE |
|-------------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|
| Alemania          | 92                                    | Islandia  | 110                                   |
| Australia         | 108                                   | Italia  | 92                                    |
| Austria           | 92                                    | Japón   | 94                                    |
| Bélgica           | 92                                    | Letonia*  | 92                                    |
| Bulgaria *        | 92                                    | Liechtenstein   | 92                                    |
| Canadá            | 94                                    | Lituania*   | 92                                    |
| Comunidad Europea | 92                                    | Luxemburgo  | 92                                    |
| Croacia *         | 95                                    | Mónaco  | 92                                    |
| Dinamarca         | 92                                    | Noruega   | 101                                   |
| Eslovaquia*       | 92                                    | Nueva Zelanda   | 100                                   |
| Eslovenia*        | 92                                    | Países Bajos  | 92                                    |
| España            | 92                                    | Polonia*  | 94                                    |
| Estados Unidos    | 93                                    | Portugal  | 92                                    |
| Estonia*          | 92                                    | Reino Unido   | 92                                    |
| Federación Rusa*  | 100                                   | República Checa*  | 92                                    |
| Finlandia         | 92                                    | Rumania*  | 92                                    |
| Francia           | 92                                    | Suecia  | 92                                    |
| Grecia            | 92                                    | Suiza   | 92                                    |
| Hungría*          | 94                                    | Ucrania*  | 100                                   |
| Irlanda           | 92                                    | * Países en proceso de transición a una economía de mercado |                                       |

Para el seguimiento de todas las transacciones que tengan lugar, las Partes Anexo I cuentan con un sistema informatizado que registrará todas y cada una de las operaciones del mercado y mantienen al día un sistema contable de unidades de reducción de emisiones en sus distintas modalidades y de las unidades de cantidad atribuida (UCA). El concepto UCA para una Parte se refiere a la cantidad de emisiones que resulta de aplicar el porcentaje consignado para ella en el Anexo

B del Protocolo de Kyoto a sus emisiones antropogénicas anuales agregadas expresadas en dióxido de carbono equivalente, multiplicada por 5 años que dura el primer periodo compromiso, de 2008 a 2012.

A través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los países Anexo I pueden invertir en los países no Anexo I, en proyectos de desarrollo sostenible que reduzcan emisiones. Estas reducciones de emisiones son conocidas como reducciones certificadas de emisiones (RCE) y pueden ser utilizadas por los países Anexo I para ayudarse a cumplir sus compromisos de reducción ante el Protocolo de Kyoto. Los proyectos deben dar lugar a beneficios reales, medibles y duraderos para el clima, en forma de reducción ó absorción de emisiones, adicionales a las que se habrían producido sin el proyecto.

Los proyectos MDL deben contar con la aprobación de todas las Partes involucradas y debe obtenerse de autoridades nacionales designadas por las Partes. La junta ejecutiva del Protocolo de Kyoto, integrada por diez miembros con derecho a voto, ha establecido procedimientos para aceptar proyectos y alentar su formulación, en particular para actividades de energía renovable y eficiencia energética.

Los proyectos eólicos que se desarrollen en México pueden incorporarse como proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio y obtener recursos por su contribución a reducir emisiones y para mejorar su rentabilidad. Las Partes Anexo I están ofreciendo actualmente en el mercado entre 6 y 7 dólares por tonelada de dióxido de carbono, es decir entre 6 y 7 dólares por cada unidad de reducción certificada de emisiones (RCE).

Para estimar la contribución de un proyecto eólico de 100 MW en términos de reducción de emisiones, en un sistema eléctrico como el de México, pueden emplearse diversos métodos que van desde los muy sencillos hasta los más sofisticados. El objetivo es común: determinar el consumo de combustible que

desplaza la inclusión del proyecto en el sistema eléctrico y sus emisiones equivalentes.

La elección del método dependerá de la precisión que se desee. Los métodos más complejos requieren de sofisticados simuladores del sistema eléctrico nacional, que contienen la información de todas y cada una de las centrales generadoras del país, las características de los combustibles o energéticos que utilizan, la forma en que operan según la demanda nacional de energía, sus costos de producción, las curvas de demanda actual, su evolución esperada a futuro, así como un escenario de las centrales generadoras que se incorporarán en el futuro para satisfacer el crecimiento en la demanda de electricidad. Estos modelos consideran también las emisiones de toda la cadena productiva de la tecnología empleada.

Para el sistema interconectado nacional, en que se emplean diversos tipos de combustibles, el impacto de la incorporación del proyecto eólico de 100 MW en la reducción de emisiones se estimó utilizando un simulador llamado DECADES [V.9], el cual fue desarrollado por la Agencia Internacional de Energía Atómica. Como resultado se obtuvo que la operación de la central eólica, cuya producción media anual es de 381,530 MWh, evita la emisión de 257,020 toneladas de CO<sub>2</sub> por año. El coeficiente medio de reducción de emisiones resulta de 0.6737 kg de CO<sub>2</sub> / kWh.

Los métodos más simples utilizan coeficientes de emisiones promedio de acuerdo con los combustibles que se estén empleando en el sistema eléctrico. La publicación Environmental Costs of Electricity del Pace University Center for Environmental Legal Studies [V.10] publica los coeficientes indicados en la Tabla V.6.

De acuerdo con las estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, en el año 2003 se produjeron 200,940 GWh de electricidad, y los energéticos primarios



empleados fueron los que se indican en la Tabla V.7. Con esa información, y con los factores indicados en la Tabla V.6, puede estimarse un coeficiente medio de emisiones por kWh producido en el Sistema Eléctrico Nacional, el cual resulta de 0.5722 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

Tabla V.6 Coeficientes promedio de emisiones de dióxido de carbono por tipo de combustible en la producción de electricidad [V.10]

| <b>Combustible desplazado</b> | <b>Factor promedio de emisiones<br/>kg CO<sub>2</sub> / kWh</b> |
|-------------------------------|---|
| Gas natural                   | 0.45  |
| Combustóleo                   | 0.75 – 0.79   |
| Carbón                        | 0.89 – 0.95   |
| Diesel                        | 0.79 – 0.99   |

Tabla V.7 Emisiones de CO<sub>2</sub> y coeficiente promedio para el año 2003

| <b>Energético primario</b>   | <b>Generación GWh</b> | <b>Factor de emisión<br/>Ton CO<sub>2</sub> / MWh</b> | <b>Emisiones<br/>Ton CO<sub>2</sub></b> |
|------------------------------|-----------------------|---|---|
| Combustóleo                  | 77,644                | 0.77  | 59,786                                  |
| Gas natural                  | 54,254                | 0.45  | 24,414                                  |
| Diesel                       | 6,832                 | 0.89  | 6,081                                   |
| Carbón                       | 26,041                | 0.92  | 23,958                                  |
| Uranio                       | 10,449                | 0   | 0                                       |
| Hidráulica                   | 19,491                | 0   | 0                                       |
| Geotermia                    | 6,224                 | 0.12  | 747                                     |
| Viento                       | 5                     | 0   | 0                                       |
| <b>Total</b>                 | <b>200,940</b>        |   | <b>114,985</b>                          |
| <b>Coefficiente Promedio</b> |                       | <b>0.5722</b>   | <b>kgCO<sub>2</sub>/kWh</b>             |

La diferencia entre los coeficientes obtenidos por los dos métodos se debe a que en el primer caso el cálculo considera eficiencias reales de las centrales generadoras, mientras que el segundo considera eficiencias genéricas para cada tecnología. La diferencia en que se incurre por utilizar la estimación simplificada es de 15%. Los organismos que validan las estimaciones y cálculos de reducción de emisiones prefieren los procedimientos y metodologías sencillas, por ser más transparentes y fáciles de comprender. Para el caso del proyecto típico utilizaremos el coeficiente de 0.5722 kg de CO<sub>2</sub>/kWh, que multiplicado por la producción promedio anual de la central arroja un beneficio medio anual de 218,312 toneladas de dióxido de carbono evitadas.

Como se mencionó anteriormente, las unidades certificadas de reducción de emisiones, que equivalen a una tonelada de dióxido de carbono, se están comercializando entre 6 y 7 dólares americanos. El Gobierno mexicano ha obtenido la aprobación de cinco proyectos por parte de la junta ejecutiva del Protocolo de Kyoto, los cuales comercializarán sus beneficios en emisiones entre 5 y 6 dólares por tonelada de dióxido de carbono, sin embargo los precios están subiendo rápidamente. En consecuencia, para calcular los ingresos del proyecto eólico de 100 MW se considerará un precio de 6.5 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>, que multiplicado por las toneladas anuales que dejan de emitirse, producen el ingreso anual mostrado en la Tabla V.8, que estaría vigente a partir de la fecha de operación de la central y hasta el año 2012 en que termina el primer periodo de compromiso del Protocolo de Kyoto.

Cabe señalar que organismos como el Banco Mundial, tienen por encargo de varios de los países miembros la tarea de fomentar el mercado de bonos de carbono, para lo cual han constituido un fideicomiso con un fondo que supera los 800 millones de dólares. Este organismo multilateral está ofreciendo contratos cuya vigencia trasciende más allá del año 2012, apostándole con ello a la idea de que el Protocolo de Kyoto seguirá vigente después del primer periodo de compromiso. Con este antecedente, los análisis financieros que se presentan

consideran un ingreso permanente por concepto de venta de bonos de carbono durante toda la vida útil del proyecto.

Tabla V.8 Ventas por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera

| Año                    | Producción<br>MWh | Reducción<br>de emisiones<br>Toneladas<br>de CO <sub>2</sub> | Precio<br>unitario<br>USD/ton CO <sub>2</sub> | Ventas de<br>reducción de<br>emisiones<br>Miles de<br>dólares |
|------------------------|-------------------|--|---|---|
| 1994                   | 421.78            | 241,343  | 6.50  | 1,569   |
| 1995                   | 369.75            | 211,571  | 6.50  | 1,375   |
| 1996                   | 378.5             | 216,578  | 6.50  | 1,408   |
| 1997                   | 426.68            | 244,146  | 6.50  | 1,587   |
| 1998                   | 352.29            | 201,580  | 6.50  | 1,310   |
| 1999                   | 343.2             | 196,379  | 6.50  | 1,276   |
| 2000                   | 340.19            | 194,657  | 6.50  | 1,265   |
| 2001                   | 381.53            | 218,311  | 6.50  | 1,419   |
| 2002                   | 411.89            | 235,683  | 6.50  | 1,532   |
| 2003                   | 382.72            | 218,992  | 6.50  | 1,423   |
| 2004                   | 388.35            | 222,214  | 6.50  | 1,444   |
| Promedio<br>anual      | 381.53            | 218,314  | 6.50  | 1419.04   |
| Desviación<br>estándar | 7.80%             | 7.78%  | 0.00%   | 7.78%   |

## V.2 Los costos del proyecto

### V.2.1 Operación y mantenimiento

Los costos asociados con la operación y el mantenimiento del proyecto de 100 MW se presentan en la Tabla V.9, en la cual se han separado en costos fijos y costos variables. La estimación de estas cifras se basa en la experiencia que la Comisión Federal de Electricidad ha obtenido con la operación de los proyectos piloto que tiene en servicio, así como en referencias de trabajos de consultoría preparados por empresas especializadas [V.6].

Tabla V.9 Costos de operación y mantenimiento

| <b>Costos fijos anuales</b>               | Dólares   |
|---|-----------|
| Mantenimiento de turbinas                 | 1'504,393 |
| Usufructo del sitio                       | 406,367   |
| Administración                            | 865,048   |
| <b>Costos variables por MWh producido</b> |           |
| Mantenimiento de turbinas                 | 1.05      |

### **V.2.2 La contratación de Obra Pública Financiada para las centrales generadoras de electricidad**

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad construye las nuevas centrales generadoras bajo la modalidad de Obra Pública Financiada, o bien en la modalidad de Productor Externo de Energía. En el primer caso la central es propiedad de CFE y el contratista que construye físicamente la central incluye en su precio el financiamiento de la construcción. Una vez que los trabajos de construcción y pruebas de la central han concluido, la CFE paga el 100% del precio de la central al contratista, para lo cual CFE consigue en el mercado un financiamiento de largo plazo.

En la modalidad de Productor Externo de Energía, la central es propiedad de una empresa privada y se ha utilizado en México para construir las grandes centrales generadoras de ciclo combinado que queman gas natural como combustible. En estos proyectos la CFE firma contratos de compra – venta de electricidad por 25 años con la empresa inversionista. En esta modalidad la CFE paga periódicamente la energía que recibe del Productor Externo (costos variables) y también efectúa pagos por capacidad (costos fijos) a efecto de garantizar entre otros la recuperación del capital al inversionista. Para este último pago, el

Productor y la CFE convienen en una garantía de disponibilidad, que significa que el Productor debe mantener la central en condiciones aptas para generar su capacidad nominal en cualquier momento que la CFE lo requiera. Si el Productor no cumple con ese requerimiento, el pago por capacidad se penaliza y se reduce su monto.

Para el caso de las centrales de viento, el esquema de Productor Externo de Energía no se ha utilizado hasta la fecha, debido a que se trata de una fuente de energía intermitente, que no puede garantizar el suministro de energía en cualquier momento en que se desee. Por lo tanto el Productor no recibe un pago por capacidad, debiendo entonces cargar sus costos fijos a los costos variables, con lo cual su precio unitario por kWh de energía se incrementa.

La CFE como operador del sistema eléctrico nacional esta obligada por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica a suministrar la electricidad al menor costo de corto plazo, Artículo 36 Bis. Para cumplir con este mandato, cada hora la CFE atiende la demanda de electricidad utilizando las centrales cuyo costo variable de producción es el menor. De esta manera, la generación eólica tendrá garantizado su despacho siempre que sus costos fijos agregados al costo variable, no superen al costo marginal del sistema eléctrico. Estas circunstancias han dificultado el financiamiento de un proyecto eólico bajo la figura de Productor Externo de Energía.

### **V.2.3 El monto de la inversión**

El monto de la inversión esta integrado por los costos de la central generadora, por la red eléctrica asociada al proyecto y por aquellos costos que resultan de los estudios previos, permisos y servicios de supervisión. De estos costos solamente los dos primeros son financiados. Las Tabla V.10 muestra el desglose de los costos estimados de la central eólica de 100.1 MW y de su red eléctrica, obtenidos

de estudios realizados por la CFE [V.6]. La línea de transmisión se ha estimado que tenga una longitud típica de 15 km.

Los gastos relacionados con los estudios previos y la supervisión de las obras se estiman en \$2.15 millones de dólares.

Tabla V.10 Costo estimado de una central eólica de 100.1 MW

| Nº          | Concepto  | Presupuesto 2006 Miles USD. |
|-------------|---|-----------------------------|
| <b>1.0</b>  | <b>Ingeniería</b>                                       | <b>1,521.715</b>            |
| 1.1         | Ingeniería y capacitación                               | 1,521.715                   |
| <b>2.0</b>  | <b>Obra civil</b>                                       | <b>12,345.383</b>           |
| <b>3.0</b>  | <b>Aerogeneradores</b>                                  | <b>107,581.023</b>          |
| 3.1         | Fabricación   | 97,517.472                  |
| 3.2         | Transporte  | 4,298.121                   |
| 3.3         | Obra electromecánica y pruebas                          | 5,765.430                   |
| <b>4.0</b>  | <b>Equipo eléctrico</b>                                 | <b>12,365.869</b>           |
| 4.1         | Infraestructura eléctrica media tensión 34.5 kV         | 5,815.255                   |
| 4.2         | Subestación eléctrica 34.5/230 kV                       | 6,550.614                   |
| <b>5.0</b>  | <b>Equipo de comunicaciones</b>                         | <b>28.506</b>               |
| 5.1         | Equipo convertidor electro-óptico (RS-232 y RS-485)     | 6.168                       |
| 5.2         | Equipo convertidor electro-óptico (Ethernet-FO)         | 7.771                       |
| 5.3         | Caja de interconexión                                   | 1.774                       |
| 5.4         | Lan switch  | 0.253                       |
| 5.5         | Router con firewall                                     | 10.421                      |
| 5.6         | Cable dieléctrico con 24 fibras ópticas                 | 0.516                       |
| 5.7         | Cable dieléctrico con 12 fibras ópticas                 | 0.261                       |
| 5.8         | Aparato telefónico y cable par telefónico blindado      | 0.104                       |
| 5.9         | Computadora personal de monitoreo                       | 1.238                       |
| <b>6.0</b>  | <b>Inventario de partes de repuesto</b>                 | <b>891.352</b>              |
| 6.1         | Partes de repuesto solicitadas por Comisión             | 275.913                     |
| 6.2         | Otras partes de repuesto y consumibles                  | 615.439                     |
| <b>7.0</b>  | <b>Garantías de la central (Cumplimiento y Calidad)</b> | <b>6,610.330</b>            |
| <b>8.0</b>  | <b>Gastos totales de importación</b>                    | <b>964.341</b>              |
| <b>9.0</b>  | <b>Costo de la Central Eólica</b>                       | <b>142,308.519</b>          |
| <b>10.0</b> | <b>Línea de Transmisión y alimentadores en 230 kV</b>   | <b>4,535.726</b>            |
| <b>11.0</b> | <b>Costo Total del Proyecto</b>                         | <b>146,844.245</b>          |

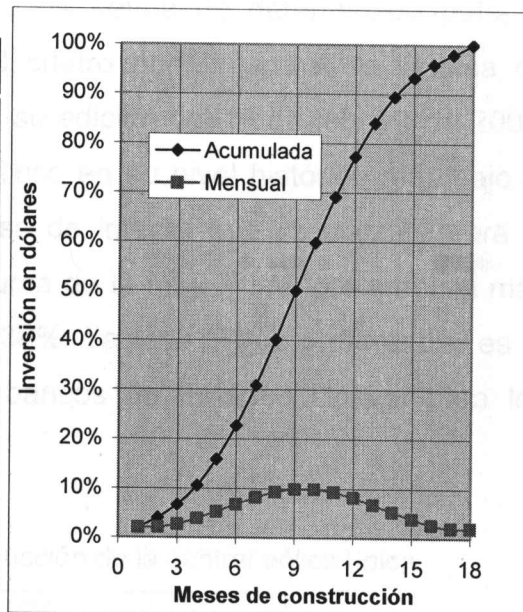
La Figura V.5 muestra el programa para el ejercicio de las inversiones durante el periodo de construcción de la central, el cual se ha estimado en 18 meses. Esta información es utilizada para calcular los intereses durante la construcción, los

cuales formarán parte del pago que tendrá que efectuar la CFE al momento de recibir la central, cuya construcción es contratada bajo la modalidad de obra pública financiada (OPF).

Figura V.5 Programa de inversiones para la construcción de la central eólica típica

Monto total a financiar = 146,844,245 USD

| Meses | Inversión mensual |             | Inversión Acumulada |             |
|-------|-------------------|-------------|---------------------|-------------|
|       | %                 | Dólares     | %                   | Dólares     |
| 1     | 2.00%             | 2,936,885   | 2.00%               | 2,936,885   |
| 2     | 2.01%             | 2,951,569   | 4.01%               | 5,888,454   |
| 3     | 2.67%             | 3,927,796   | 6.68%               | 9,816,251   |
| 4     | 3.88%             | 5,703,808   | 10.57%              | 15,520,059  |
| 5     | 5.30%             | 7,783,550   | 15.87%              | 23,303,609  |
| 6     | 6.80%             | 9,981,311   | 22.67%              | 33,284,920  |
| 7     | 8.19%             | 12,028,039  | 30.86%              | 45,312,959  |
| 8     | 9.28%             | 13,620,705  | 40.13%              | 58,933,664  |
| 9     | 9.87%             | 14,494,456  | 50.00%              | 73,428,120  |
| 10    | 9.87%             | 14,494,456  | 59.87%              | 87,922,576  |
| 11    | 9.28%             | 13,620,705  | 69.15%              | 101,543,281 |
| 12    | 8.19%             | 12,028,039  | 77.34%              | 113,571,320 |
| 13    | 6.80%             | 9,981,311   | 84.14%              | 123,552,631 |
| 14    | 5.30%             | 7,783,550   | 89.44%              | 131,336,181 |
| 15    | 3.88%             | 5,703,808   | 93.32%              | 137,039,989 |
| 16    | 2.67%             | 3,927,796   | 96.00%              | 140,967,786 |
| 17    | 2.00%             | 2,939,574   | 98.00%              | 143,907,359 |
| 18    | 2.00%             | 2,936,885   | 100.00%             | 146,844,244 |
|       | 100.00%           | 146,844,244 |                     |             |



Dado que CFE paga los proyectos construidos bajo la modalidad de Obra Pública Financiada hasta el momento en que concluyen los trabajos de construcción, el precio que pagará debe incluir los intereses generados por las inversiones durante el proceso de construcción. La Tabla V.11 muestra el importe de esos intereses, considerando una tasa anual de 5%, similar a la que han utilizado los contratistas para proyectos recientes de la CFE.

El precio del proyecto en la modalidad de Obra Pública Financiada es pagado por CFE a través de un crédito de largo plazo. Para estimar una tasa de interés representativa de este crédito se tomará la tasa Prime preferencial a enero del 2006, que es de 7.26%, publicada por el Banco de México [V.11], más la prima por riesgo país. Esta prima se determina por el índice EMBI (Emerging Markets Bond

Index, Índice de Bonos de Mercados Emergentes), que elabora el banco de inversión JP Morgan para asignar la prima que un país tiene que pagar para financiarse tomando como referencia las tasas de los Bonos del Tesoro estadounidense. Cada 100 puntos del indicador corresponden a un punto porcentual de interés anual por arriba de dicha tasa. Así, tener un riesgo de 400 puntos significa que para comprar papeles de deuda de determinado país, el mercado exige una tasa de interés anual cuatro puntos arriba de la tasa de referencia. Según el diario El Financiero en su edición del 14 de febrero de 2006, el índice EMBI de JP Morgan califica a México en su nivel histórico más bajo al ubicarlo en 110 puntos. Por lo tanto la tasa de interés que se utilizará para el análisis del proyecto eólico típico será la suma de la tasa Prime preferencial más el ajuste por riesgo país, que resulta en 8.36%. La tasa Prime preferencial es el tipo de interés aplicado por los grandes bancos de Estados Unidos para los créditos y empréstitos internacionales.

Tabla V.11 Intereses durante la construcción de la central eólica típica

| Financiamiento durante la construcción |                   |                           |                      |
|--|-------------------|---------------------------|----------------------|
|  |                   | Tasa                      | 5.00%                |
|  |                   | Comisión de compromiso =  | 0.50%                |
|  |                   | Monto total a financiar = | 146,844,245 USD      |
| Meses                                  | Inversión mensual |                           | Intereses<br>Dólares |
|  | %                 | Dólares                   |                      |
| 0                                      |                   |                           | 734,221              |
| 1                                      | 2.00%             | 2,936,885                 | 228,244              |
| 2                                      | 2.01%             | 2,951,569                 | 216,186              |
| 3                                      | 2.67%             | 3,927,796                 | 270,197              |
| 4                                      | 3.88%             | 5,703,808                 | 367,076              |
| 5                                      | 5.30%             | 7,783,550                 | 466,545              |
| 6                                      | 6.80%             | 9,981,311                 | 554,379              |
| 7                                      | 8.19%             | 12,028,039                | 615,377              |
| 8                                      | 9.28%             | 13,620,705                | 637,452              |
| 9                                      | 9.87%             | 14,494,456                | 615,386              |
| 10                                     | 9.87%             | 14,494,456                | 552,690              |
| 11                                     | 9.28%             | 13,620,705                | 460,700              |
| 12                                     | 8.19%             | 12,028,039                | 355,234              |
| 13                                     | 6.80%             | 9,981,311                 | 252,147              |
| 14                                     | 5.30%             | 7,783,550                 | 163,514              |
| 15                                     | 3.88%             | 5,703,808                 | 95,659               |
| 16                                     | 2.67%             | 3,927,796                 | 49,302               |
| 17                                     | 2.00%             | 2,939,574                 | 24,547               |
| 18                                     | 2.00%             | 2,936,885                 | 12,237               |
|  | 100.00%           | 146,844,244               | 6,671,094            |
| <b>COSTO OPF =</b>                     |                   | <b>153,515,338</b>        | <b>USD</b>           |



Si se utiliza como referencia la tasa Libor, entonces la tasa de interés del crédito sería de 5.83%, caso que corresponde a un escenario optimista y que será comentado en la sección de análisis de sensibilidad de este trabajo. Cabe señalar que las tasas de interés comerciales incluyen también un componente adicional, cuyo valor depende de la empresa y del riesgo propio del tipo del negocio en que se invertirá el dinero, pero dado que las inversiones en infraestructura eléctrica están respaldadas por el Gobierno Federal, ese componente adicional de riesgo se considera mitigado. Las tasas de referencia del periodo 2004 – 2006, tomadas del sitio de internet del Banco de México <http://www.banxico.gob.mx> se muestran en la Tabla V.12.

Los esquemas de financiamiento más utilizados con la banca comercial y el mercado de capitales consideran generalmente plazos de 7, 8 ó 10 años, los

Tabla V.12 Tasas de interés internacionales

| Periodo | Tasa Libor<br>(6 meses) <sup>a/</sup> | Tasa Prime<br>(preferencial) <sup>a/</sup> |
|---------|---------------------------------------|--|
| 2004/01 | 1.19                                  | 4.00                                       |
| 2004/02 | 1.19                                  | 4.00                                       |
| 2004/03 | 1.16                                  | 4.00                                       |
| 2004/04 | 1.28                                  | 4.00                                       |
| 2004/05 | 1.52                                  | 4.00                                       |
| 2004/06 | 1.81                                  | 4.01                                       |
| 2004/07 | 1.89                                  | 4.25                                       |
| 2004/08 | 1.94                                  | 4.43                                       |
| 2004/09 | 2.09                                  | 4.58                                       |
| 2004/10 | 2.23                                  | 4.75                                       |
| 2004/11 | 2.50                                  | 4.93                                       |
| 2004/12 | 2.71                                  | 5.15                                       |
| 2005/01 | 2.89                                  | 5.25                                       |
| 2005/02 | 3.05                                  | 5.49                                       |
| 2005/03 | 3.28                                  | 5.58                                       |
| 2005/04 | 3.38                                  | 5.75                                       |

| Periodo | Tasa Libor<br>(6 meses) <sup>a/</sup> | Tasa Prime<br>(preferencial) <sup>a/</sup> |
|---------|---------------------------------------|--|
| 2005/05 | 3.49                                  | 5.98                                       |
| 2005/06 | 3.61                                  | 6.01                                       |
| 2005/07 | 3.83                                  | 6.25                                       |
| 2005/08 | 4.02                                  | 6.44                                       |
| 2005/09 | 4.05                                  | 6.59                                       |
| 2005/10 | 4.35                                  | 6.75                                       |
| 2005/11 | 4.55                                  | 7.00                                       |
| 2005/12 | 4.67                                  | 7.15                                       |
| 2006/01 | 4.73                                  | 7.26                                       |

| Estadísticos        |      |      |
|---------------------|------|------|
| Media               | 2.86 | 5.34 |
| Desviación Estándar | 1.19 | 1.12 |

a/ En dólares al cierre del mes.

Fuente: [www.banxico.gob.mx](http://www.banxico.gob.mx)

plazos de 12, 15 y 20 años no son comunes. La Tabla V.13 muestra la tabla de amortizaciones a 10 años con pagos anuales iguales.

Tabla V.13 Tabla de amortizaciones con pagos anuales iguales

| Capital = 153,515.338 miles USD |                |              |                |               |
|---------------------------------|----------------|--------------|----------------|---------------|
| T.de interés= 8.36%             |                |              |                |               |
| Plazo = 10 años                 |                |              |                |               |
| C. Apertura= 0.50%              |                |              |                |               |
| AÑO                             | PAGO PRINCIPAL | SALDO DEUDA  | PAGO INTERESES | PAGO TOTAL    |
| 0                               |                | \$153,515.34 | -\$767.58      | -\$767.58     |
| 1                               | -\$10,417.30   | \$143,098.04 | -\$12,833.88   | -\$23,251.18  |
| 2                               | -\$11,288.18   | \$131,809.86 | -\$11,963.00   | -\$23,251.18  |
| 3                               | -\$12,231.87   | \$119,577.99 | -\$11,019.30   | -\$23,251.18  |
| 4                               | -\$13,254.46   | \$106,323.53 | -\$9,996.72    | -\$23,251.18  |
| 5                               | -\$14,362.53   | \$91,961.00  | -\$8,888.65    | -\$23,251.18  |
| 6                               | -\$15,563.24   | \$76,397.76  | -\$7,687.94    | -\$23,251.18  |
| 7                               | -\$16,864.33   | \$59,533.43  | -\$6,386.85    | -\$23,251.18  |
| 8                               | -\$18,274.18   | \$41,259.25  | -\$4,976.99    | -\$23,251.18  |
| 9                               | -\$19,801.90   | \$21,457.34  | -\$3,449.27    | -\$23,251.18  |
| 10                              | -\$21,457.34   | -\$0.00      | -\$1,793.83    | -\$23,251.18  |
|                                 | -\$153,515.34  |              | -\$79,764.02   | -\$233,279.36 |

Una vez que se han estimado los ingresos y los egresos del proyecto, por ventas de energía, venta de bonos de carbono, gastos de operación y mantenimiento, gastos financieros y los requerimientos de pago de capital, se puede preparar la pro forma de flujo de efectivo, que será la referencia para el cálculo de los indicadores financieros de rentabilidad del proyecto eólico de 100 MW.

#### V.2.4 El Análisis financiero

El análisis financiero se hará en moneda corriente, para lo cual se utilizará el valor de la inflación de los Estados Unidos publicado por la Secretaría de Hacienda en la Ley del Presupuesto de Egresos de 2006 [V.12], en el capítulo de Lineamiento de Política Económica, el cual es de 1.9% anual.

Para efectos de considerar el valor del dinero en el tiempo, se considerará una tasa anual de descuento de 12%, la cual fue publicada por la Secretaría de Hacienda como obligatoria para la evaluación de proyectos de inversión del sector

público en los Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión.

Desde la perspectiva del Gobierno Federal, el análisis de los proyectos de inversión está reglamentado en el Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal, la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal y su Reglamento, y los Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión. En el primero de estos documentos, Art. 146, segundo párrafo, se establece que "Durante los periodos de vigencia del financiamiento, el flujo de recursos que el proyecto genere deberá ser suficiente para cubrir el pago de cada año de las obligaciones atribuibles al propio proyecto, incluyendo las de inversión física y costo financiero del mismo, así como de todos sus gastos de operación y mantenimiento y cualquier otro gasto asociado".

Tabla V.14 Flujo de efectivo, caso base inversión pública

| Datos Técnicos  |         |               | Datos Económicos            |           |                         |                          | Datos Financieros |           |  |
|---|---------|---------------|-----------------------------|-----------|-------------------------|--------------------------|-------------------|-----------|--|
| Capacidad   | 100.1   | MW            | Costo Unitario Inversión    | 1,555.1   | USD/kW                  | Tasa de Interés          | 8.36%             | Anual     |  |
| Factor de Planta promedio                             | 43.51   | %             | Costos Fijos O&M            | 2,775,808 | USD/año                 | Plazo del Crédito        | 10                | Años      |  |
| Generación Anual promedio (Tabla IV.2)                | 381,529 | MWh           | Costos Variables O&M        | 0.0011    | USD/kWh                 | Comisiones               | 0.5               | %         |  |
| Plazo de Construcción                                 | 18      | Meses         | Tipo de Cambio 2006         | 11.40     | Pesos/USD               | Inversión Presupuestaria | 2,150             | miles USD |  |
| Vida Útil   | 20      | Años          | Precio unitario de energía  | 0.0630    | USD/kWh                 | Tasa de descuento real   | 12                | % anual   |  |
| Emissiones evitadas CO <sub>2</sub> (Tabla IV.2), pro | 218.3   | miles ton/año | Precio unitario de potencia | 9.56      | USD/kW                  | Inflación anual EUA      | 1.9               | % anual   |  |
| Vigencia contrato venta de bonos CO <sub>2</sub>      | 20      | Años          | Precio bonos carbono        | 6.50      | USD/ton CO <sub>2</sub> | Tasa descuento nominal   | 14.128            | % anual   |  |
|   |         |               |                             |           |                         | Monto del crédito        | 153,515           | miles USD |  |

| Año | Ventas  |          |                       | Costos de O&M |           | Resultado de Operación | Financiamiento |           | Total pagos financieros | Inversión Presupuest. | Flujo Neto | Flujo Neto en VP |
|-----|---------|----------|-----------------------|---------------|-----------|------------------------|----------------|-----------|-------------------------|-----------------------|------------|------------------|
| 1   | Energía | Potencia | Bonos CO <sub>2</sub> | Fijos         | Variables | 7=2+3+4-5-6            | Amortización   | Intereses | 10=8+9                  | 11                    | 12=7-10-11 |                  |
| 0   |         |          |                       |               |           |                        |                |           | 0                       |                       | 0          | 0                |
| 1   |         |          |                       |               |           |                        |                |           | 0                       | 1,095                 | -1,095     | -960             |
| 2   |         |          |                       |               |           |                        |                | 768       | 768                     | 1,116                 | -1,884     | -1,446           |
| 3   | 28,222  | 5,286    | 1,660                 | 2,937         | 469       | 31,762                 | 10,417         | 12,834    | 23,251                  |                       | 8,511      | 5,726            |
| 4   | 25,256  | 5,162    | 1,483                 | 2,993         | 419       | 28,489                 | 11,288         | 11,963    | 23,251                  |                       | 5,238      | 3,087            |
| 5   | 26,168  | 4,851    | 1,547                 | 3,050         | 437       | 29,079                 | 12,232         | 11,019    | 23,251                  |                       | 5,828      | 3,010            |
| 6   | 29,901  | 5,579    | 1,777                 | 3,108         | 502       | 33,647                 | 13,254         | 9,997     | 23,251                  |                       | 10,396     | 4,705            |
| 7   | 25,341  | 4,678    | 1,495                 | 3,167         | 422       | 27,925                 | 14,363         | 8,889     | 23,251                  |                       | 4,674      | 1,853            |
| 8   | 25,190  | 4,660    | 1,484                 | 3,227         | 419       | 27,689                 | 15,563         | 7,688     | 23,251                  |                       | 4,438      | 1,542            |
| 9   | 25,481  | 4,738    | 1,499                 | 3,288         | 423       | 28,006                 | 16,864         | 6,387     | 23,251                  |                       | 4,755      | 1,447            |
| 10  | 29,016  | 5,435    | 1,713                 | 3,351         | 484       | 32,330                 | 18,274         | 4,977     | 23,251                  |                       | 9,078      | 2,421            |
| 11  | 31,603  | 5,888    | 1,884                 | 3,414         | 532       | 35,429                 | 19,802         | 3,449     | 23,251                  |                       | 12,178     | 2,846            |
| 12  | 30,360  | 5,593    | 1,784                 | 3,479         | 504       | 33,754                 | 21,457         | 1,794     | 23,251                  |                       | 10,503     | 2,151            |
| 13  | 31,223  | 5,745    | 1,845                 | 3,545         | 521       | 34,746                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 34,746     | 6,235            |
| 14  | 34,714  | 6,502    | 2,042                 | 3,613         | 576       | 39,069                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 39,069     | 6,142            |
| 15  | 31,065  | 6,350    | 1,824                 | 3,681         | 515       | 35,043                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 35,043     | 4,827            |
| 16  | 32,188  | 5,967    | 1,902                 | 3,751         | 537       | 35,769                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 35,769     | 4,317            |
| 17  | 36,779  | 6,862    | 2,185                 | 3,823         | 617       | 41,387                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 41,387     | 4,377            |
| 18  | 31,170  | 5,754    | 1,839                 | 3,895         | 519       | 34,349                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 34,349     | 3,183            |
| 19  | 30,985  | 5,732    | 1,825                 | 3,969         | 515       | 34,058                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 34,058     | 2,765            |
| 20  | 31,342  | 5,828    | 1,844                 | 4,045         | 520       | 34,448                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 34,448     | 2,451            |
| 21  | 35,691  | 6,685    | 2,107                 | 4,121         | 595       | 39,766                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 39,766     | 2,479            |
| 22  | 38,873  | 7,242    | 2,318                 | 4,200         | 654       | 43,579                 | 0              | 0         | 0                       |                       | 43,579     | 2,380            |

|                         |        |
|-------------------------|--------|
| TASA INTERNA DE RETORNO | 158.6% |
| VALOR PRESENTE NETO     | 65,540 |

La Tabla V.14 muestra el flujo de efectivo del proyecto eólico tipo. Puede observarse que se obtienen indicadores de rentabilidad aceptables: el VPN puede considerarse atractivo, y la TIR es mayor que la tasa de descuento, aún cuando este último indicador es poco representativo porque el capital que aporta la CFE es muy pequeño. El proyecto además aprueba el criterio establecido en el párrafo anterior, porque todos los años resultan con flujo neto positivo. En este sentido la inversión cumple con los requerimientos establecidos en el Manual de Normas Presupuestarias para la Administración Pública Federal.

Los resultados de este análisis financiero demuestran la hipótesis planteada en este trabajo, en el sentido de que las medidas adoptadas por el Gobierno Federal a través de la Comisión Reguladora de Energía, para aplicarse a los proyectos eólicos en México, son suficientes para promover la explotación del viento como fuente de energía destinada a la prestación del servicio público de electricidad.

### **V.2.5 El enfoque de la inversión privada**

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que la Secretaría de Energía (SENER) es la responsable de decidir cuáles proyectos de infraestructura eléctrica serán construidos por la Comisión Federal de Electricidad, y cuáles serán construidos por la iniciativa privada, bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía. En el caso de que la CFE construya las centrales eólicas, el análisis financiero presentado en la sección anterior es suficiente para llevar a cabo el proyecto; pero si la SENER decide que las centrales sean propiedad de productores independientes, entonces es necesario revisar si la reglamentación vigente provee los instrumentos para hacer viables las inversiones bajo ese esquema.

Agregando algunas columnas a la pro forma de flujo de efectivo presentada en la sección anterior, esta puede convertirse en un modelo para simular el caso en que

el proyecto sea desarrollado por una empresa privada bajo el esquema de productor independiente de energía. Los conceptos que se agregan son los siguientes:

- El inversionista participa con 20% de la inversión como capital propio.
- Depreciación.- El 21 de diciembre del 2004 se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto que adiciona la Sección XII del Artículo 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta [V.13], mediante el cual las inversiones en proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables de energía, pueden depreciarse hasta en un 100%.
- Impuesto Sobre la Renta.- Se considera que la empresa pagará al fisco una tasa impositiva de 29% de acuerdo con lo establecido para el año 2006 en el decreto por el que se reforman, adicionan, derogan y establecen diversas disposiciones de la Ley del Impuesto Sobre la Renta y de la Ley del Impuesto al Activo y Establece los Subsidios para el Empleo y para la Nivelación del Ingreso, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 1° de diciembre de 2004 [V.14].
- La participación de los trabajadores en las utilidades será de 10%, de acuerdo con el Manual Laboral y Fiscal sobre la Participación de los Trabajadores en las Utilidades de las Empresas 2005, publicado por la SHCP y el Sistema de Administración Tributaria [V.15].
- Para el pago del impuesto sobre la renta se consideran deducibles los intereses reales, es decir a los intereses que genera la deuda cada año se les restará la componente de la inflación del saldo promedio de la deuda de cada año, de acuerdo con lo que establece la Ley del Impuesto Sobre la Renta [V.14].
- Los ingresos del proyecto se calcularán considerando como precio unitario de venta el Costo Total de Corto Plazo, que según la publicación Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico

2004 – 2013 de la CFE [V.16], tendrá un valor promedio estimado en 4.153 cUSD/kWh para el periodo 2006 – 2013, en moneda de 2006. Cabe señalar que la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica obliga a CFE a prestar el servicio eléctrico al menor costo, y en ese sentido la CFE no debe pagar a ningún productor independiente un precio mayor al costo marginal del área donde se localice la central, a efecto de cumplir con el Artículo 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que establece que la CFE debe a prestar el servicio aprovechando tanto en el largo como en el corto plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo y que ofrezca además óptima estabilidad, calidad y seguridad del suministro público.

No se considera ingreso por potencia debido a la naturaleza intermitente del viento. Cuando el proyecto es propiedad de CFE, el respaldo que requiere la central eólica cuando no sopla el viento es suministrado por otras centrales, cuyas inversiones son pagadas por CFE; pero si la central eólica es de un privado, la CFE no puede asignar sus inversiones para proporcionar respaldo al privado. Por lo tanto se considera que el productor independiente no recibirá pago por potencia.

Para considerar que los indicadores financieros que se obtengan son satisfactorios, se determinarán los flujos netos (después de impuestos y del pago de la deuda), y la tasa de ganancia mínima atractiva que se desea obtener sobre el capital propio, que equivale a la tasa de descuento en esta modalidad. Se revisará también que los resultados netos de operación del proyecto (ingresos por ventas menos costos operativos menos impuestos), tengan la capacidad de pagar el servicio de la deuda (principal más intereses), y generar un excedente. Este excedente depende de los riesgos del proyecto (de mercado y de tasas de interés entre otros), aunque típicamente sería de alrededor de 30% para la banca de desarrollo ó aproximadamente 50% en el caso de la banca comercial [V.18]. Estos valores de referencia los proporciona el consultor González Fernández para

proyectos eléctricos a base de energías convencionales, y cabe esperar que para inversiones de proyectos de energía renovable puedan negociarse cifras menos rigurosas.

Para fines prácticos se considerará que cada año la razón de cobertura de la deuda deberá tener un mínimo de 1.25 y una tasa de descuento real o tasa mínima atractiva TIR de 18%, considerando que algunos autores estiman que a nivel internacional este valor está entre 15% y 20% [V.19] para considerar viable un proyecto. Se calculará además la tasa anual de rendimiento sobre la inversión (TRI), como una referencia útil para los accionistas de la empresa.

La Tabla V.15, también incluida en el anexo B de este trabajo, muestra el flujo de efectivo para el caso en que las inversiones sean de una empresa privada. Puede observarse que la TIR resulta menor a la tasa de descuento considerada y el valor presente neto es negativo, además la razón de cobertura de la deuda resulta menor a la unidad casi en todos los años del crédito, por lo que el proyecto no generará ingresos suficientes para pagar sus obligaciones de deuda. En consecuencia, el proyecto no resulta atractivo para ningún inversionista.

Tabla V.15 Flujo de efectivo, caso base inversión privada

| Datos Técnicos   |         |                 | Datos Económicos               |           |                         |                        | Datos Financieros |           |  |  |  |
|--|---------|-----------------|--------------------------------|-----------|-------------------------|------------------------|-------------------|-----------|--|--|--|
| Capacidad  | 100.1   | MW              | Costo Unitario Inversión       | 1,542.6   | USD/kWh                 | Tasa de Interés        | 8.36%             | Anual     |  |  |  |
| Factor de Planta promedio                              | 43.51   | %               | Costos Fijos O&M               | 2,775.808 | USD/año                 | Plazo del Crédito      | 10                | Años      |  |  |  |
| Generación Anual promedio (Tabla IV 2)                 | 381,529 | MWh             | Costos Variables O&M           | 0.0011    | USD/AWh                 | Comisiones             | 0.5               | %         |  |  |  |
| Plazo de Construcción                                  | 18      | Meses           | Tipo de Cambio 2006            | 11.40     | Pesos/USD               | Capital propio (CP)    | 29,799            | miles USD |  |  |  |
| Vida Útil  | 20      | Años            | Precio unitario de energía     | 0.0415    | USD/kWh                 | Tasa de descuento real | 18                | % anual   |  |  |  |
| Emissiones evitadas CO <sub>2</sub> (Tabla IV 2), prom | 216.3   | miles toneladas | Precio unitario de potencia    | 0.00      | USD/kWh                 | Inflación anual EUA    | 1.9               | % anual   |  |  |  |
| Vigencia contrato venta de bonos CO <sub>2</sub>       | 20      | Años            | Precio bonos carbono           | 6.50      | USD/ton CO <sub>2</sub> | Tasa descuento nominal | 20.242            | % anual   |  |  |  |
|  |         |                 | Impuesto Sobre la Renta        |           | anual                   | Montó del crédito      | 124,610           | miles USD |  |  |  |
|  |         |                 | Part. de los trab. sobre utili | 10%       |                         |                        |                   |           |  |  |  |

| Año | Ventas  |                       | Costos de O&M |           | Resultado    | Intereses | Depreciación | Resultado     | Utilid./pérdid | ISR+PTU | Resultado    | Pago deuda  | Capital | Flujo Neto  | Razón cober- | TRI         | tasa ren-    |
|-----|---------|-----------------------|---------------|-----------|--------------|-----------|--------------|---------------|----------------|---------|--------------|-------------|---------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|     | Energía | Bonos CO <sub>2</sub> | Fijos         | Variables | de Operación | reales    |              | antes imptos. | a acumulada    |         | desp. imptos | ppal + ints | propio  |             | deuda        | de im.      | dimiento im. |
| 1   | 2       | 3                     | 4             | 5         | 6=2+3-4-5    | 7         | 8            | 9=6-7-8       | 10             | 11      | 12=6-11      | 13          | 14      | 15=12-13-14 | 16=12/13     | 17=15/CP(1) |              |
| 0   |         |                       |               |           | 0            |           |              | 0             | 0              | 0       | 0            | 0           |         | 0           |              |             |              |
| 1   |         |                       |               |           | 0            | 611       |              | 0             | 0              | 0       | 0            | 0           | 15,183  | -15,183     |              |             |              |
| 2   |         |                       |               |           | 0            | 811       | 154,409      | -611          | -611           | 0       | 0            | 623         | 15,471  | -16,094     |              |             |              |
| 3   | 18,536  | 1,660                 | 2,937         | 469       | 16,790       | 8,050     | 154,409      | -145,669      | -145,291       | 0       | 16,790       | 18,873      | -2,083  | 0.89        | -0.07        |             |              |
| 4   | 18,568  | 1,401                 | 2,893         | 419       | 14,546       | 7,504     |              | 7,045         | -142,026       | 0       | 14,546       | 18,873      | -4,325  | 0.77        | -0.13        |             |              |
| 5   | 17,272  | 1,462                 | 3,050         | 437       | 15,248       | 6,912     |              | 8,336         | -136,389       | 0       | 15,248       | 18,873      | -3,625  | 0.81        | -0.11        |             |              |
| 6   | 19,841  | 1,679                 | 3,108         | 502       | 17,911       | 6,270     |              | 11,641        | -127,340       | 0       | 17,911       | 18,873      | -963    | 0.95        | -0.03        |             |              |
| 7   | 16,693  | 1,413                 | 3,167         | 422       | 14,517       | 5,575     |              | 8,842         | -120,817       | 0       | 14,517       | 18,873      | -4,356  | 0.77        | -0.13        |             |              |
| 8   | 16,571  | 1,402                 | 3,227         | 419       | 14,328       | 4,822     |              | 9,506         | -113,607       | 0       | 14,328       | 18,873      | -4,545  | 0.76        | -0.13        |             |              |
| 9   | 16,738  | 1,417                 | 3,288         | 423       | 14,443       | 4,006     |              | 10,437        | -105,329       | 0       | 14,443       | 18,873      | -4,430  | 0.77        | -0.13        |             |              |
| 10  | 19,129  | 1,619                 | 3,351         | 464       | 16,913       | 3,122     |              | 13,792        | -92,638        | 0       | 16,913       | 18,873      | -1,960  | 0.80        | -0.05        |             |              |
| 11  | 21,043  | 1,781                 | 3,414         | 532       | 18,678       | 2,163     |              | 16,714        | -78,601        | 0       | 18,678       | 18,873      | 4       | 1.00        | 0.00         |             |              |
| 12  | 19,924  | 1,686                 | 3,479         | 504       | 17,628       | 1,125     |              | 16,503        | -63,592        | 0       | 17,628       | 18,873      | -1,246  | 0.93        | -0.03        |             |              |
| 13  | 20,602  | 1,744                 | 3,545         | 521       | 18,279       | 0         |              | 18,279        | -46,521        | 0       | 18,279       | 0           | 18,279  | N.A.        | 0.48         |             |              |
| 14  | 22,800  | 1,930                 | 3,613         | 576       | 20,541       | 0         |              | 20,541        | -26,665        | 0       | 20,541       | 0           | 20,541  | N.A.        | 0.53         |             |              |
| 15  | 20,367  | 1,724                 | 3,661         | 515       | 17,895       | 0         |              | 17,895        | -9,480         | 0       | 17,895       | 0           | 17,895  | N.A.        | 0.45         |             |              |
| 16  | 21,245  | 1,798                 | 3,751         | 537       | 18,755       | 0         |              | 18,755        | 9,095          | 3,547   | 15,208       | 0           | 15,208  | N.A.        | 0.38         |             |              |
| 17  | 24,405  | 2,065                 | 3,823         | 617       | 22,031       | 0         |              | 22,031        | 31,259         | 8,592   | 13,439       | 0           | 13,439  | N.A.        | 0.33         |             |              |
| 18  | 20,533  | 1,738                 | 3,895         | 519       | 17,856       | 0         |              | 17,856        | 49,750         | 6,964   | 10,892       | 0           | 10,892  | N.A.        | 0.26         |             |              |
| 19  | 20,383  | 1,725                 | 3,969         | 515       | 17,624       | 0         |              | 17,624        | 68,318         | 6,873   | 10,750       | 0           | 10,750  | N.A.        | 0.25         |             |              |
| 20  | 20,588  | 1,742                 | 4,045         | 520       | 17,766       | 0         |              | 17,766        | 87,382         | 6,929   | 10,837       | 0           | 10,837  | N.A.        | 0.25         |             |              |
| 21  | 23,529  | 1,991                 | 4,121         | 595       | 20,804       | 0         |              | 20,804        | 109,846        | 8,113   | 12,690       | 0           | 12,690  | N.A.        | 0.29         |             |              |
| 22  | 26,684  | 2,191                 | 4,200         | 654       | 23,220       | 0         |              | 23,220        | 135,153        | 9,056   | 14,164       | 0           | 14,164  | N.A.        | 0.31         |             |              |

Notas: (1) para el cálculo de la TRI se deflacta el valor de la columna 15 y se divide entre el capital propio (CP).

|                         |         |
|-------------------------|---------|
| TASA INTERNA DE RETORNO | 7.2%    |
| VALOR PRESENTE NETO     | -26,086 |

## V.2.6 Análisis de sensibilidad

En los análisis anteriores intervinieron variables que pueden cambiar por las condiciones del mercado de la tecnología o bien por las condiciones del mercado del dinero; por ejemplo, puede ser que el crédito de largo plazo se contrate en condiciones más favorables, tomando como referencia la tasa Libor, que es menor a la Prime; o bien que los avances en la tecnología produzcan una disminución en el monto de la inversión. Para considerar estas nuevas posibilidades, conviene efectuar un análisis de sensibilidad sobre la viabilidad financiera del proyecto eólico tipo. Las siguientes variables fueron analizadas para el caso de inversión pública:

- a) Tasa anual de interés: 8%, 9%, 10%, 11% y 12%
- b) Plazo del crédito: 8, 10, 12, 15 y 20 años
- c) Costo del proyecto: 90%, 100% y 110% del caso base.

Para el análisis de sensibilidad se corrió el modelo de flujo de efectivo para todas las combinaciones posibles entre las variables consideradas. La Tabla V.16 muestra los resultados para el caso en que la inversión es pública y el costo del proyecto coincide con las estimaciones presentadas en este trabajo, y que se identifica como costo al 100%.

Tabla V.16 Análisis de sensibilidad de las condiciones de financiamiento de largo plazo sobre los indicadores de rentabilidad, inversión pública, caso base, costo del proyecto al 100%

| Plazo   | Tasa de interés |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |       |        |                     |       |        |                     |
|---------|-----------------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|-------|--------|---------------------|-------|--------|---------------------|
|         | 8%              |        |                     | 9%     |        |                     | 10%    |        |                     | 11%    |        |                     | 12%   |        |                     | 13%   |        |                     |
|         | TIR             | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR   | VPN    | Años flujo negativo | TIR   | VPN    | Años flujo negativo |
| 8 años  | 97.0%           | 63,456 | 0                   | 78.0%  | 59,831 | 1                   | 61.7%  | 56,146 | 4                   | 50.0%  | 52,402 | 5                   | 42.0% | 48,601 | 5                   | 36.3% | 44,744 | 6                   |
| 10 años | 164.5%          | 67,026 | 0                   | 147.5% | 62,872 | 0                   | 128.8% | 58,636 | 0                   | 108.3% | 54,320 | 0                   | 85.8% | 49,926 | 0                   | 63.5% | 45,457 | 3                   |

Puede observarse que para el caso de inversión pública el proyecto aprueba los criterios establecidos en el Manual de Normas Presupuestarias para la



Administración Pública Federal con plazos de financiamiento de 8 años y tasas de interés menores a 9%. Cuando el plazo es de 10 años el proyecto soporta tasas máximas de 12%. Puede decirse que el proyecto es viable pues las condiciones de financiamiento que exige son normales en el mercado actual del dinero.

Por lo que toca a los montos de inversión del proyecto, el análisis de sensibilidad se aplicó también para el caso en que los avances tecnológicos logren una reducción del 10% en la inversión del proyecto completo; así mismo, se analizó el caso contrario, en que el costo se incrementa en 10%, lo cual puede derivarse de las condiciones particulares de cada proyecto. La Tabla V.17 muestra los resultados para el caso en que el costo del proyecto es del 90% del costo considerado para el caso base.

Tabla V.17 Análisis de sensibilidad de las condiciones de financiamiento de largo plazo sobre los indicadores de rentabilidad, inversión pública, costo del proyecto al 90%

| Plazo   | Tasa de interés |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |        |        |                     |
|---------|-----------------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|--------|--------|---------------------|
|         | 8%              |        |                     | 9%     |        |                     | 10%    |        |                     | 11%    |        |                     | 12%    |        |                     | 14%    |        |                     |
|         | TIR             | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo | TIR    | VPN    | Años flujo negativo |
| 8 años  | 158.0%          | 73,170 | 0                   | 140.8% | 69,907 | 0                   | 122.3% | 66,591 | 0                   | 102.5% | 63,221 | 0                   | 82.4%  | 59,800 | 1                   | 52.2%  | 52,810 | 5                   |
| 10 años | 214.4%          | 76,383 | 0                   | 200.0% | 72,645 | 0                   | 184.7% | 68,832 | 0                   | 168.1% | 64,947 | 0                   | 150.2% | 60,993 | 0                   | 108.9% | 52,884 | 0                   |

Cuando el proyecto tiene un costo del 90% en relación al caso base, y la inversión es pública, solamente se obtienen años con flujos netos negativos para créditos de 8 años y tasas de interés de 12% y mayores, es decir, el proyecto resulta viable para créditos de 8 años y tasas de interés de hasta 11%, lo cual se considera accesible en el mercado del dinero. Si el plazo del crédito es de 10 años el proyecto aprueba los criterios de rentabilidad con tasas de hasta 14%. En consecuencia el proyecto resulta viable porque al igual que en el caso anterior, las condiciones de financiamiento que exige son normales en el mercado.

La Tabla V.18 muestra los resultados para el caso en que el costo del proyecto se incrementa en un 10% por encima del costo del caso base analizado. Si la inversión es pública, el proyecto aprueba los criterios del Manual de Normas

Presupuestarias de la Administración Pública Federal solamente cuando el financiamiento se obtiene a 10 años con tasas máximas de 10%.

Tabla V.18 Análisis de sensibilidad de las condiciones de financiamiento de largo plazo sobre los indicadores de rentabilidad, inversión pública, costo del proyecto al 110%

| Plazo   | Tasa de interés |        |                     |       |        |                     |       |        |                     |       |        |                     |
|---------|-----------------|--------|---------------------|-------|--------|---------------------|-------|--------|---------------------|-------|--------|---------------------|
|         | 8%              |        |                     | 9%    |        |                     | 10%   |        |                     | 11%   |        |                     |
|         | TIR             | VPN    | Años flujo negativo | TIR   | VPN    | Años flujo negativo | TIR   | VPN    | Años flujo negativo | TIR   | VPN    | Años flujo negativo |
| 8 años  | 52.4%           | 53,742 | 5                   | 43.5% | 49,754 | 5                   | 37.2% | 45,701 | 5                   | 32.6% | 41,582 | 7                   |
| 10 años | 116.2%          | 57,669 | 0                   | 95.6% | 53,100 | 0                   | 73.6% | 48,440 | 0                   | 54.1% | 43,692 | 4                   |

Para el caso en que la inversión es privada, con monto de inversión de 100%, el modelo de flujo de efectivo se corrió con la tasa de interés más baja que pudiera obtenerse en condiciones muy preferenciales, que se consideró de 5%. El proyecto resultó no solvente aún en estas condiciones, ya que para todos los plazos de financiamiento la TIR es menor que la tasa de descuento (18%) y el VPN resulta negativo, además de que la razón de cobertura de la deuda también fue menor al valor mínimo establecido.

Tabla V.19 Análisis de sensibilidad de las condiciones de financiamiento de largo plazo sobre los indicadores de rentabilidad, inversión privada, caso base, costo del proyecto al 100%

| Plazo   | Tasa de interés |           |                |
|---------|-----------------|-----------|----------------|
|         | 5%              |           |                |
|         | TIR             | VPN       | Años *rcd<1.25 |
| 8 años  | 8.9%            | -22,508.1 | 8              |
| 10 años | 9.7%            | -17,975.9 | 10             |
| 12 años | 10.7%           | -14,202.8 | 7              |
| 15 años | 12.6%           | -9,682.9  | 7              |
| 20 años | 16.3%           | -4,311.3  | 4**            |

\*rcd = razón de cobertura de la deuda  
 \*\* presenta 14 años con TRI < tasa de descuento

Si el monto de la inversión se reduce en 10%, las condiciones no cambian mucho en relación al caso anterior, salvo cuando la tasa de interés es de 5% y el plazo de financiamiento de 20 años, sin embargo estas condiciones no se consideran

reales por el momento, aunque la banca de desarrollo pudiera financiar un proyecto en esas condiciones, la realidad es que no sería un esquema sostenible pues por lo general esos bancos apoyan solamente al primer proyecto, no así a los subsecuentes. Además el proyecto presenta 14 años con TRI menor a la tasa de descuento, situación que tal vez no fuera aprobada por los accionistas de la empresa privada.

Como resultado del análisis de sensibilidad puede decirse que se refuerzan las conclusiones presentadas en las secciones V.2.3 y V.2.4, en el sentido de que las inversiones en centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de energía eléctrica son por ahora viables financieramente siempre y cuando sean construidas por la CFE, no así bajo la modalidad de productor independiente de energía.

Tabla V.20 Análisis de sensibilidad de las condiciones de financiamiento de largo plazo sobre los indicadores de rentabilidad, inversión privada costo del proyecto al 90%

| Tasa de interés                                  |       |           |                   |                                     |           |                   |
|--|-------|-----------|-------------------|-------------------------------------|-----------|-------------------|
| 5%   |       |           |                   | 6%                                  |           |                   |
| Plazo  | TIR   | VPN       | Años<br>*rcd<1.25 | TIR                                 | VPN       | Años<br>*rcd<1.25 |
| 8 años   | 11.1% | -15,730.3 | 8                 | 10.5%                               | -17,368.7 | 8                 |
| 10 años  | 12.4% | -11,628.1 | 9                 | 11.4%                               | -13,414.1 | 10                |
| 12 años  | 13.8% | -8,207.9  | 6                 | 12.6%                               | -10,117.8 | 6                 |
| 15 años  | 16.5% | -4,111.7  | 2**               | 14.8%                               | -6,138.1  | 4(i)              |
| 20 años  | 21.0% | 743.7     | 0***              | 18.8%                               | -1,415.9  | 3(ii)             |
| *rcd = razón de cobertura de la deuda            |       |           |                   | (i) 11 años con TRI < tasa descto.  |           |                   |
| ** presenta 9 años con TRI < tasa de descuento   |       |           |                   | (ii) 12 años con TRI < tasa descto. |           |                   |
| *** presenta 11 años con TRI < tasa de descuento |       |           |                   |                                     |           |                   |

### V.3 REFERENCIAS

- [V.1] Diario Oficial de la Federación, SHCP, Manual de Normas Presupuestarias de la Administración Pública Federal, 31 de diciembre de 2004.
- [V.2] SHCP, Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión.
- [V.3] Comisión Reguladora de Energía, Resolución N°RES/140/2001, Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente Renovable de Energía.
- [V.4] Comisión Reguladora de Energía, Resolución N°RES/007/2006 por la que se aprueban modificaciones al modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable y el anexo F-R, aprobado mediante resolución N°RES/140/2001.
- [V.5] Diario Oficial de la Federación, Comisión Reguladora de Energía, Resolución N°RES/140/2001, 16 de agosto de 2001.
- [V.6] Comisión Federal de Electricidad, 2003, reporte interno de factibilidad central eólica La Venta II.
- [V.7] Per Nielsen, Energi-og Miljodata (EMD), Wind Pro, software comercial para diseño de centrales eólicas, Dinamarca, junio 2001, [www.emd.dk](http://www.emd.dk)
- [V.8] Naciones Unidas, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 1992; Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, 1997, <http://cdm.unfccc.int>.
- [V.9] Agencia Internacional de Energía Atómica, DECADES, 2001.
- [V.10] Pace University Center for Environmental Legal Studies, 1991, Ed. Oceana Publications Inc.
- [V.11] Banco de México, Banco de datos económicos, <http://www.banxico.gob.mx>
- [V.12] Diario Oficial de la Federación, Ley del Presupuesto de Egresos de la Federación 2006, 22 de diciembre de 2005.
- [V.13] Diario Oficial de la Federación, Decreto que adiciona la Sección XII del Artículo 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, 21 de diciembre del 2004.
- [V.14] Diario Oficial de la Federación, Decreto por el que se reforman, adicionan, derogan y establecen diversas disposiciones de la Ley del Impuesto Sobre la

Renta y de la Ley del Impuesto al Activo y Establece los Subsidios para el Empleo y para la Nivelación del Ingreso, 1° de diciembre de 2004.

[V.15] Sistema de Administración Tributaria, SHCP, Manual Laboral y Fiscal sobre la Participación de los Trabajadores en las Utilidades de las Empresas 2005.

[V.16] Comisión Federal de Electricidad, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004 – 2013.

[V.17] Diario Oficial de la Federación, Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el 22 de diciembre de 1975, y, reformada y adicionada posteriormente por decretos publicados en el mismo Diario Oficial, los días 27 de diciembre de 1983, 31 de diciembre de 1986, 27 de diciembre de 1989 y 23 de diciembre de 1992

[V.18] Fernández González Luís, Consultor, Seminario Evaluación de Proyectos en el Sector Eléctrico, Morelia, Michoacán, diciembre de 2005.

[V.19] Ramírez Padilla David, Contabilidad Administrativa, McGraw Hill, 6ª edición, 2002.

## VI. LA EXPERIENCIA EN OTROS PAÍSES

En la Tabla III.4 del Capítulo III de este trabajo se mostró la capacidad instalada en centrales eólicas que existe actualmente en el mundo, en la cual se pudo observar que nuestro país tiene una modesta participación. También se observó que la energía eólica ha alcanzado una importante penetración comercial en muchos países alrededor del mundo, por ejemplo Alemania, Estados Unidos, España, Dinamarca, etc. Pero, ¿cómo han hecho esos países para alcanzar ese nivel de explotación del viento? En este Capítulo se describen las acciones que han emprendido dos de los países más avanzados en explotación eólica para alcanzar lugares de vanguardia en esa tecnología.

La situación financiera que enfrentan los proyectos de inversión en nuestro país cuando son desarrollados con recursos de la iniciativa privada posiblemente este presente también en otros países, y probablemente sea más severa porque el proyecto que aquí se analizó se ubica en un sitio con vientos de muy buena calidad, superiores a los vientos promedio que soplan en otros países, lo que supone un mayor ingreso por ventas de electricidad para el proyecto mexicano. Para superar esa barrera financiera, los países han adoptado diversos mecanismos a efecto de alcanzar la explotación masiva del viento, pero es claro que en todos ellos la energía eólica cuenta con apoyos extraordinarios derivados de políticas de desarrollo sostenible establecidas por los gobiernos.

### VI.1 España

España cuenta con el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial* [VI.1]. Este Decreto establece los mecanismos extraordinarios de comercialización que rigen para las instalaciones que producen energía eléctrica utilizando fuentes renovables de energía, llamado régimen especial. La retribución que reciben los productores bajo este

régimen está incrementada por una prima, a efecto de otorgarles ingresos suficientes para hacer viables y atractivos sus proyectos. El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, establece que

*En una sociedad moderna y avanzada como la española, el progreso científico y tecnológico va naturalmente acompañado de una cada vez mayor sensibilidad social hacia el medio ambiente. El concepto de desarrollo sostenible se erige así en uno de los elementos clave de la política económica de cualquier Gobierno.*

*La actividad de producción de energía eléctrica, como la de los demás sectores industriales, no puede ser ajena a estos planteamientos. El agua de nuestros ríos, la fuerza del viento o el calor proveniente del sol son fuentes limpias e inagotables de producción de energía eléctrica que deben ser fomentadas por los estamentos públicos. Del mismo modo, las instalaciones que utilizan el biogás o la biomasa como energía primaria para generar electricidad o las instalaciones de autoprodutores que utilizan la cogeneración de alta eficiencia energética, por su reducido grado de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y por su condición de “generación distribuida”, contribuyen también al doble objetivo de proteger el medio ambiente y de garantizar un suministro eléctrico de calidad a todos los consumidores al que se orienta la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tal y como se indica en su exposición de motivos.*

*Para la consecución de este doble objetivo, entre otros mecanismos, la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, parte de la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el denominado “régimen especial”, las cuales disfrutan de una cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado “régimen ordinario”.*

*Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen*

*retributivo se complemente mediante la percepción de una prima, en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación puede tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.*

*Este real decreto tiene por objeto unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular en lo que se refiere al régimen económico de estas instalaciones. Se pretende con él seguir el camino iniciado con el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, como es el hecho de poder aprovechar al propio tiempo la estabilidad que ha venido a proporcionar, para el conjunto del sistema, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, para dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.*

*Para conseguirlo, se define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción, o bien por vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien posteriormente se*



*concreta, caso por caso, teniendo en cuenta los criterios a que se refiere el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.*

*Cualquiera que sea el mecanismo retributivo por el que se opte, el real decreto garantiza a los titulares de las instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a la gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.*

La disposición adicional sexta del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, establece que la tarifa media o de referencia para el año 2004 tiene un valor de 7.2072 c€/kWh. El Artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, [VI.2] define la tarifa media o de referencia como la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión, para el mismo periodo considerado, de la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía. El Artículo 6 de ese mismo decreto establece en su inciso a) una previsión del precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el periodo transitorio para la energía producida por las instalaciones de producción en régimen ordinario, que asciende a 3.6061 c€/kWh.

El Artículo 23 inciso 2, del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, establece que para las instalaciones terrestres de producción a base de energía eólica, la tarifa regulada que se aplicará consistirá en un porcentaje de entre el 80 y 90 % de la tarifa media o de referencia de cada año. El Artículo 34 de ese mismo decreto relacionado con las tarifas, primas e incentivos para las instalaciones terrestres de energía eólica, establece lo siguiente:

*1. Instalaciones de no más de 5 MW de potencia instaladas:*

*Tarifa: 90% durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80% a partir de entonces.*

*Prima: 40%*

*Incentivo: 10%*

*2. Resto de instalaciones terrestres de energía eólica:*

*Tarifa: 90% durante los primeros 5 años desde su puesta en marcha, 85% durante los 10 años siguientes y 80% a partir de entonces.*

*Prima: 40%*

*Incentivo: 10%*

Si consideramos que el precio del mercado de producción coincide con la previsión señalada en el Artículo 6 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en 3.6061 c€/kWh, un productor con más de 5 MW instalados de energía eólica, que se acoja al régimen especial en la modalidad de participación en el mercado recibiría esta cantidad más una prima de 40% de la tarifa media o de referencia, más un incentivo de 10% de esa misma tarifa por participar en el mercado, para un total de 7.2097 c€/kWh, cantidad que coincide prácticamente con la tarifa media o de referencia.

Si por el contrario, ese mismo productor eligiera la modalidad de tarifa regulada, entonces recibiría 6.4865 c€/kWh durante los primeros 5 años, 6.1261 c€/kWh durante los siguientes 10 años, y 5.7658 c€/kWh a partir de entonces.

Es evidente que las leyes españolas promueven la participación de los productores en el mercado eléctrico, pues otorgan un incentivo a quienes eligen la opción de participar en él, dando como resultado que las previsiones son más optimistas para los productores que participan en el mercado que para aquellos que prefieren recibir una tarifa fija y segura.

Si consideramos un tipo de cambio de 1.2 USD por Euro, entonces la tarifa media de referencia de 7.2072 c€/kWh equivale a 8.6432 cUSD/kWh, que comparada con la tarifa que resulta en México de aplicar las Resoluciones RES/140/2001 y RES/007/2006 [VI.5], que es de 7.4807 cUSD/ kWh, resulta en un diferencial de 1.1625 cUSD/kWh, es decir, la tarifa que cobra un productor eólico en España es 16% más elevada que lo que reconocen las Resoluciones mexicanas para proyectos de autoabastecimiento.

Cabe señalar que la situación energética que prevalece en España es diferente a la de nuestro país. Algunas de las diferencias más relevantes son las siguientes:

- Para satisfacer su demanda energética, España importa alrededor del 70% de sus requerimientos de energía primaria, por lo cual tiene una necesidad apremiante de asumir políticas de diversificación, de seguridad del suministro y de desarrollo sostenible en el corto plazo. Aún cuando México debería también establecer políticas en el mismo sentido, su situación como productor de petróleo es menos vulnerable en el corto y mediano plazos.
- El Plan de Fomento para las Energías Renovables en España [V.6], considera como típico para el análisis de un proyecto eólico, un plazo de financiamiento de 10 años a una tasa anual de interés de 5%. Este es el resultado de la implantación de diversos mecanismos financieros preferenciales que se otorgan a los proyectos de energía renovable, a efecto de facilitar su desarrollo y su incorporación al mercado de energía. Para el caso de México no se tienen disponibles planes financieros que soporten una política de desarrollo de las energías renovables. Como puede verse en la sección de análisis financiero de este trabajo, el proyecto eólico es viable solamente cuando la inversión es pública.
- Los vientos que soplan en España son en promedio de intensidad inferior a los vientos que soplan en la región de La Venta en México, en consecuencia los proyectos en España tienen una menor producción de

electricidad, y un menor volumen de ventas, por lo que requieren de un mayor apoyo financiero a efecto de alcanzar su viabilidad.

- Dado que España es productor de tecnología eólica, cabría esperar que los costos de inversión sean menores que en México.

Como resultado de sus políticas a favor de las energías renovables, España ha instalado hasta la fecha 9,825 MW y ha logrado posicionarse como uno de los países líderes en explotación de la energía eólica, segundo lugar mundial, y como un reconocido desarrollador y exportador de esa tecnología.

## **VI.2 Alemania**

El organismo gubernamental alemán Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety emitió el 21 de Julio del 2004 la versión más reciente de la ley denominada Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewables Energy Sources Act) [VI.3], en la cual establece como propósitos los siguientes:

1) Facilitar el desarrollo sostenible del suministro de energía, particularmente en razón de proteger nuestro clima, la naturaleza y el medio ambiente, reducir el costo del suministro de energía a la economía nacional, incorporar los efectos externos de largo plazo, protegiendo la naturaleza y el medio ambiente, contribuir a evitar conflictos sobre los combustibles fósiles y promover el desarrollo de tecnologías para la generación de electricidad con fuentes de energía renovable.

2) Contribuir a incrementar el porcentaje de participación de las energías renovables en el suministro de energía a por lo menos 12.5% para el año 2010, y al menos a 20% para el año 2020.

En el Artículo 10 de la mencionada ley, se establecen las tarifas que los operadores de la red eléctrica deberán pagar a los productores de electricidad con energía eólica, de acuerdo con lo siguiente:

1) La tarifa a pagar por electricidad generada con centrales eólicas deberá ascender al menos a 5.5 c€ por kilowatt-hora, a excepción de las centrales eólicas localizadas en aguas marinas. La tarifa deberá incrementarse en 3.2 c€ por kilowatt-hora durante los primeros 5 años de operación en las centrales que durante ese periodo logren una producción equivalente a 150% de la producción de referencia calculada como se indica en el anexo a esta acta. Para cualquier otra central, cuya producción sea menor al 150% de la producción de referencia, el periodo deberá extenderse 2 meses más por cada 0.75% de diferencia entre la producción real de la central y la producción de referencia.

La producción de referencia que se indica en la ley alemana se refiere a la producción calculada bajo las siguientes consideraciones:

- a) Velocidad media anual de viento de 5.5 metros por segundo, a una altura de 30 metros sobre el nivel del piso, distribución Rayleigh, perfil vertical de viento logarítmico y rugosidad de 0.1 metros.
- b) La curva de producción será una correlación velocidad de viento – potencia determinada de acuerdo con las reglas de la tecnología generalmente aceptadas, las cuales deben cumplir con los fundamentos, procedimientos y métodos de cálculo establecidos y definidos en la Technische Richtlinien für Windenergieanlagen (Technical Guidelines for Wind Power Plants), Part 2, publicada por Fordergesellschaft Windenergie e.V. [VI.4].

El proyecto típico analizado en este trabajo tendrían producciones medias anuales equivalentes a 189% de la producción de referencia, que es de 249.4 GWh/año, con lo cual sería acreedor en Alemania a la tarifa base de 5.5 c€ por kilowatt-hora más 3.2 c€ por kilowatt-hora durante los primeros 5 años de operación, que equivalen a un total de

8.7 c€ por kilowatt hora. Si consideramos un tipo de cambio de 1.2 dólares por Euro, la tarifa resulta de 10.44 cUSD por kilowatt hora para los primeros 5 años de operación, y de 6.6 cUSD por kilowatt hora para el resto de la vida útil de la central. La primera de estas cifras es superior a la que se obtiene aplicando las Resoluciones RES/140/2001 y RES/007/2006 de la Comisión Reguladora de México, en 39.6%; la cifra que se paga en Alemania para el resto de la vida útil de la central resulta 12% menor a la que se aplica en México para los autoabastecedores.

La aplicación de estas políticas y marco legal para la explotación del viento le han valido a Alemania posicionarse como el líder mundial en el aprovechamiento de esta fuente de energía. Con 18,100 MW instalados, hoy ocupa el primer lugar en el mundo, y se ostenta como uno de los más importantes en la exportación de esa tecnología.

### **VI.3 Estimación de tarifa especial en México**

Una opción para alcanzar la viabilidad financiera de una central eólica, bajo la modalidad de productor independiente, es incrementar sus ingresos por venta de energía, que podría lograrse a través de una nueva regulación que le asigne una tarifa especial de pago, integrada por el precio base que señala el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica más un sobrepago, que en algunos casos le llaman subsidio y en otros incentivo, según el enfoque que se le quiera dar a ese pago extra. De acuerdo con lo expuesto en los capítulos IV y V de este trabajo, ese pago extra sería el reconocimiento de los beneficios que recibe la sociedad por concepto de la contribución al desarrollo sostenible, derivado de la utilización de un recurso energético inagotable, menos agresivo para el medio ambiente y para la salud humana.

Para determinar el monto del pago extra requerido, se correrá el modelo de flujo de efectivo incrementando la tarifa de pago hasta obtener indicadores de rentabilidad satisfactorios. La diferencia entre la tarifa encontrada y la tarifa base (costo total de corto plazo) será el monto del pago extra requerido para alcanzar la viabilidad financiera

de la central. Para obtener un intervalo dentro del cual se encontrará el monto del pago extra, se considerarán como escenarios extremos el monto de inversión mínimo de 90% y máximo de 100% del caso base, dado que se espera que la tendencia en los precios de la tecnología sea a la baja. Se considera también que la tasa de interés mínima que puede conseguirse en el mercado es de 6% y máximo de 8.36% que corresponde al caso base. La tarifa de pago se considerará adecuada cuando se logre una tasa interna de retorno TIR mínima de 18%, y se revisará la tasa anual de rendimiento sobre la inversión TRI. Bajo estos supuestos se obtienen los resultados mostrados en las Tabla VI.I.

Tabla VI.I Estimación de subsidios para la energía eólica, productor externo de energía

| Tasa mínima atractiva →  | 18%    |        |        |
|--|--------|--------|--------|
| Inversión →  | 90%    | 100%   | 100%   |
| Tasa de interés →  | 6%     | 8.36%  | 8.36%  |
| Años con rcd* < 1.25   | 2      | 2      | 1      |
| Años con TRI* < 18%  | 2      | 6      | 3      |
| Tarifa cUSD/kWh  | 5.75   | 6.507  | 8.5    |
| Precio base cUSD/kWh   | 4.1530 | 4.1530 | 4.1530 |
| Subsidio cUSD/kWh  | 1.5970 | 2.3540 | 4.3470 |
| Subsidio prom. MUSD/año  | 6.093  | 8.980  | 16.585 |
| *rcd = razón de cobertura de la deuda<br>cUSD = centavos de dólar americano<br>MUSD = millones de dólares americanos |        |        |        |

Como puede observarse en la Tabla VI.I, cuando la tasa de interés es de 6% y el monto de la inversión es de 90% no se supera el criterio de que la relación de cobertura de la deuda sea mayor o igual a 1.25 en todos los años de la vida útil del proyecto, debido fundamentalmente a que el proyecto presenta dos años de flujo neto bajo, que corresponden invariablemente a los años segundo y tercero en que el proyecto comienza a pagar impuestos y simultáneamente paga deuda. Dado que los flujos netos de los años anteriores son elevados, el proyecto podría constituir una reserva de caja anual de manera que garantice la solvencia de esos años críticos. Las tablas de flujo de efectivo de este análisis se incluyen en el Anexo B de este trabajo.

Cuando la tasa de interés es de 8.36% y el monto de la inversión es de 100%, resulta que al igual que en el caso anterior, durante dos años no se cumple el criterio de la

relación de cobertura de deuda mínima. En cuanto a la TRI, resulta que en 6 años este valor es menor que la tasa de descuento, sin embargo si se pretende elevar la tarifa hasta el grado de superar estos dos criterios, resulta una tarifa excesivamente elevada. La última columna de la Tabla VI.1 muestra como ejemplo el caso en que el incumplimiento en la razón de cobertura de la deuda es solamente de 1 año y en la TRI es de 3 años, requiriéndose para ello un subsidio mayor al 100% de la tarifa base, que anualmente alcanza un importe superior a los 16 millones de dólares.

Dado que la tendencia de la tecnología es a disminuir sus costos, podría decirse que para apoyar a un proyecto eólico de 100.1 MW en la modalidad de productor externo de energía, se requiere de un subsidio anual comprendido entre 6.093 y 8.98 millones de dólares, que representan entre el 27.7% y el 36.2% de las ventas de electricidad.

#### **VI.4 REFERENCIAS**

[VI.1] Ministerio de Economía de España, Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[VI.2] Ministerio de Economía de España, Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, del 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

[VI.3] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany, Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewables Energy Sources Act), 21 de Julio del 2004, [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

[VI.4] Fordergesellschaft Windenergie e.V. Technische Richtlinien für Windenergieanlagen (Technical Guidelines for Wind Power Plants), Part 2.



[VI.5] Comisión Reguladora de Energía, Resolución N°RES/140/2001 y Resolución N°RES/007/2006 por la que se aprueban modificaciones al modelo de contrato de interconexión para fuente de energía renovable y el anexo F-R, aprobado mediante resolución N°RES/140/2001.

[V.6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía de la Energía, Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010.

## VII. CONCLUSIONES

Se han mencionado brevemente las cifras relevantes de la oferta y la demanda de electricidad en el sistema eléctrico nacional, así como las expectativas de crecimiento que tendrá ese mercado durante los próximos 10 años, que se espera se de a una tasa media anual de 5.2% como apoyo imprescindible del crecimiento económico del país.

También se presentó una semblanza de las características del viento como fuente de energía y la considerable aportación que podría hacer al sistema eléctrico nacional por su elevado potencial en la región sur del istmo de Tehuantepec, que en las zonas más productivas se estima en 6,000 MW y en todo el estado de Oaxaca en más de 30,000 MW, que equivalen a suministrar electricidad para satisfacer las necesidades de un mínimo de 18 millones de habitantes del medio urbano.

Se describieron los beneficios que se podrían obtener de la explotación del viento como de fuente energía, en los aspectos de medio ambiente, autosuficiencia energética y diversificación de riesgos, que en general son a favor del desarrollo sostenible a nivel nacional, con repercusión a nivel global pues representan acciones locales para enfrentar al reto global establecido en la Conferencia Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, de la cual México es signatario.

Como parte de los análisis financieros efectuados en este trabajo, se consideró que los proyectos de energía limpia, como la eólica, pueden obtener ingresos a través del mercado de emisiones evitadas de gases de efecto invernadero, mercado que fue creado mediante la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el marco del Protocolo de Kyoto, y que entró en vigor en febrero del año 2005. Estos conceptos surgen de la aplicación de la teoría económica de las externalidades, mediante el reconocimiento y la aceptación por parte de las grandes potencias industriales, de que la contaminación que generan no reconoce

fronteras, y cruza de un país a otro sin pasaporte, imponiendo costos que recaen sobre otros países que no participan del desarrollo económico en la forma en que las grandes potencias lo hacen. En otras palabras, el que contamina debe pagar por ello.

La hipótesis del trabajo se planteó en términos de demostrar si las disposiciones que hasta ahora han emitido la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en materia de autoabastecimiento con energía renovable, son suficientes para fomentar la explotación del viento. Para ello se analizó una central eólica típica como proyecto de inversión, localizada en el sur del Istmo de Tehuantepec. Este proyecto se analizó a la luz de la normatividad oficial emitida por la SHCP para proyectos de inversión del sector público, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y de las Resoluciones de la CRE en materia de energía renovable. Como resultado se encontró que el marco legal vigente es suficiente para que se autorice desde el punto de vista financiero la construcción de proyectos eólicos destinados a la prestación del servicio público de energía eléctrica, ya que cumplen con todas las condicionantes establecidas en la reglamentación.

La demostración de la hipótesis sustenta el que los proyectos eólicos sean construidos por la Comisión Federal de Electricidad en la modalidad de Obra Pública Financiada, sin embargo, en virtud del interés manifiesto del Gobierno Federal por promover la participación de la inversión privada en el sector eléctrico, se analizó también la viabilidad de que las centrales eólicas fueran construidas bajo la modalidad de Productor Externo de Energía, encontrándose que para ello es necesario que se incluya en la tarifa de pago al productor un subsidio anual cuyo monto estaría comprendido en el intervalo de entre 6 y 9 millones de dólares americanos, que estaría vigente durante el periodo de pago del financiamiento, que corresponde a la etapa en que los proyectos de inversión enfrentan mayores dificultades para cumplir con sus obligaciones de deuda. Este periodo se estimó

en un máximo de 10 años, después del cual el subsidio se reduciría, dado que el productor tendría que pagar solamente los costos de operación y mantenimiento.

Este esquema de pagos es consistente con lo que se aplica en otros países como España y Alemania, que cuentan con un marco legal específico para apoyar al desarrollo de la energía eólica, pagándoles tarifas preferenciales a los productores en la forma en que fue descrito en este trabajo.

Finalmente, es conveniente mencionar que el subsidio que pudiera llegar a pagarse por la energía eólica, sería por ahora la expresión monetaria de los beneficios que recibiría la sociedad mexicana por su contribución al desarrollo sostenible. Este hecho de alguna manera es consistente con los Lineamientos para Análisis Costo Beneficio publicados por la SHCP en enero del 2006, en los cuales se reconoce la importancia de las externalidades asumiendo implícitamente que el criterio de toma de decisiones del Gobierno Federal debe estar basado mayormente en una evaluación de carácter económico - social. Queda entonces la tarea de realizar investigaciones tendientes a expresar monetariamente cada una de las externalidades, a efecto de aprovechar la apertura de la SHCP a reconocerlas dentro de los análisis beneficio costo, conceptos que en la normatividad anterior no estaban contemplados.

Desde el punto de vista de la administración, ha quedado de manifiesto que las teorías económicas y las técnicas de evaluación de proyectos de inversión son herramientas indispensables para explorar el mundo del aprovechamiento comercial de la energía del viento, que habiendo tenido su época de auge, fue relegada durante siglos por la utilización del carbón y el petróleo. Hoy el viento vuelve a surgir en el mercado de la energía, apelando a la evaluación justa de sus atributos como elementos que le darán el lugar y la competitividad que merece frente a las otras fuentes de energía.

**ANEXO A**

**TARIFA H-TL DE LA REGIÓN SUR FEBRERO DEL 2006**

**[www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)**

## TARIFA H-TL DE LA REGIÓN SUR FEBRERO DEL 2006

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base.

| Región  | Cargo por kilowatt de demanda facturable | Cargo por kilowatt - hora de energía de punta | Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia | Cargo por kilowatt - hora de energía de base |
|---|--|---|---|--|
| * Baja California   | \$ 207.09                                | \$2.0200                                      | \$ 0.6217                                       | \$ 0.5489                                    |
| Baja California Sur   | \$ 184.28                                | \$1.7852                                      | \$ 0.8646                                       | \$ 0.6672                                    |
| Central   | \$ 109.00                                | \$1.8968                                      | \$ 0.6669                                       | \$ 0.6294                                    |
| Noreste   | \$ 109.00                                | \$1.8359                                      | \$ 0.6139                                       | \$ 0.5641                                    |
| Noroeste  | \$ 109.00                                | \$1.8199                                      | \$ 0.6080                                       | \$ 0.5761                                    |
| Norte   | \$ 109.00                                | \$1.8366                                      | \$ 0.6122                                       | \$ 0.5602                                    |
| Peninsular  | \$ 109.00                                | \$1.7680                                      | \$ 0.5935                                       | \$ 0.5600                                    |
| Sur   | \$ 109.00                                | \$1.8341                                      | \$ 0.6209                                       | \$ 0.5869                                    |
| (*) En la región Baja California, el cargo por kilowatt-hora de energía de semipunta será <b>\$0.8442</b> |  |   |   |  |

### Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

### Periodos de punta, semipunta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

### Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

**Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril**

| <b>Día de la semana</b> | <b>Base</b>                   | <b>Intermedio</b>             | <b>Punta</b>  |
|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|
| lunes a viernes         | 0:00 - 6:00                   | 6:00 - 19:30<br>22:30 - 24:00 | 19:30 - 22:30 |
| sábado                  | 0:00 - 7:00                   | 7:00 - 24:00                  |               |
| domingo y festivo       | 0:00 - 19:00<br>23:00 - 24:00 | 19:00 - 23:00                 |               |

**Del primer domingo de abril al 31 de julio**

| <b>Día de la semana</b> | <b>Base</b>  | <b>Intermedio</b>                            | <b>Punta</b>  |
|-------------------------|--------------|--|---------------|
| lunes a viernes         | 1:00 - 6:00  | 0:00 - 1:00<br>6:00 - 20:30<br>22:30 - 24:00 | 20:30 - 22:30 |
| sábado                  | 1:00 - 7:00  | 0:00 - 1:00<br>7:00 - 24:00                  |               |
| domingo y festivo       | 0:00 - 19:00 | 19:00 - 24:00                                |               |

**Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre**

| <b>Día de la semana</b> | <b>Base</b>                   | <b>Intermedio</b>             | <b>Punta</b>  |
|-------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|
| lunes a viernes         | 0:00 - 6:00                   | 6:00 - 19:30<br>22:30 - 24:00 | 19:30 - 22:30 |
| sábado                  | 0:00 - 7:00                   | 7:00 - 24:00                  |               |
| domingo y festivo       | 0:00 - 19:00<br>23:00 - 24:00 | 19:00 - 23:00                 |               |

## Del último domingo de octubre al 31 de enero

| Día de la semana  | Base         | Intermedio                    | Punta         |
|-------------------|--------------|-------------------------------|---------------|
| lunes a viernes   | 0:00 - 6:00  | 6:00 - 18:30<br>22:30 - 24:00 | 18:30 - 22:30 |
| sábado            | 0:00 - 8:00  | 8:00 - 19:30<br>21:30 - 24:00 | 19:30 - 21:30 |
| domingo y festivo | 0:00 - 18:00 | 18:00 - 24:00                 |               |

### Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuación:

### Región Baja California

$$DF = DP + 0.199 \times \max (DS - DP, 0) + FRI \times \max (DI - DPS, 0) + FRB \times \max (DB - DPSI, 0)$$

### Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DS es la demanda máxima medida en el periodo de semipunta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPS es la demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta



DPSI es la demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

| Región              | FRI   | FRB   |
|---------------------|-------|-------|
| Baja California     | 0.066 | 0.033 |
| Baja California Sur | 0.104 | 0.052 |
| Central             | 0.100 | 0.050 |
| Noreste             | 0.100 | 0.050 |
| Noroeste            | 0.100 | 0.050 |
| Norte               | 0.100 | 0.050 |
| Peninsular          | 0.100 | 0.050 |
| Sur                 | 0.100 | 0.050 |

En las fórmulas que definen las demandas facturables el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

### **Energía de punta, semipunta, intermedio y base**

Energía de punta es la energía consumida durante el período de punta.

Energía de semipunta es la energía consumida durante el período de semipunta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el período intermedio.

Energía de base es la energía consumida durante el período de base.

**ANEXO B**

**TABLAS DE FLUJO DE EFECTIVO**

**Tabla V.15 Flujo de efectivo, caso base inversión privada (repetida)**

| Año | Datos Técnicos |        |                       |     | Datos Económicos         |                  |              |                         | Datos Financieros          |         |                        |                        | Capital propio | Flujo Neto | Razón cober. deuda | TRI tasa ren- dimiento inm. |    |             |          |             |
|-----|----------------|--------|-----------------------|-----|--------------------------|------------------|--------------|-------------------------|----------------------------|---------|------------------------|------------------------|----------------|------------|--------------------|-----------------------------|----|-------------|----------|-------------|
|     | Energía        | Ventas | Bonos CO <sub>2</sub> |     | Resulta- do de Operación | Intereses reales | Depreciación | Resultado antes imptos. | Utilid./pérdid a acumulada | ISR+PTU | Resultado desp. imptos | Pago deuda ppal + ints |                |            |                    |                             | 14 | 15=12-13-14 | 16=12/13 | 17=15/CP(1) |
|     |                |        | 2                     | 3   |                          |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 0   |                |        |                       |     | 0                        |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 1   |                |        |                       |     | 0                        |                  |              |                         |                            |         |                        |                        | 15,183         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 2   |                |        |                       |     | 0                        |                  |              |                         |                            |         |                        |                        | 15,471         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 3   | 18,536         | 1,660  | 2,937                 | 469 | 16,790                   | 8,050            | 154,409      | -145,669                | -146,291                   | 0       | 16,790                 | 623                    | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 4   | 16,558         | 1,401  | 2,993                 | 419 | 14,548                   | 7,504            | 154,409      | 7,045                   | -142,026                   | 0       | 14,548                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 5   | 17,272         | 1,462  | 3,050                 | 437 | 15,248                   | 6,912            | 154,409      | 8,336                   | -136,389                   | 0       | 15,248                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 6   | 19,841         | 1,679  | 3,108                 | 502 | 17,911                   | 6,270            | 154,409      | 11,641                  | -127,340                   | 0       | 17,911                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 7   | 16,693         | 1,413  | 3,167                 | 422 | 14,517                   | 5,575            | 154,409      | 8,942                   | -120,817                   | 0       | 14,517                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 8   | 16,571         | 1,402  | 3,227                 | 419 | 14,328                   | 4,822            | 154,409      | 9,506                   | -113,607                   | 0       | 14,328                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 9   | 16,738         | 1,417  | 3,288                 | 423 | 14,443                   | 4,006            | 154,409      | 10,437                  | -105,328                   | 0       | 14,443                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 10  | 19,129         | 1,619  | 3,351                 | 484 | 16,913                   | 3,122            | 154,409      | 13,792                  | -93,538                    | 0       | 16,913                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 11  | 21,043         | 1,781  | 3,414                 | 532 | 18,878                   | 2,163            | 154,409      | 16,714                  | -78,601                    | 0       | 18,878                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 12  | 19,924         | 1,686  | 3,479                 | 504 | 17,628                   | 1,125            | 154,409      | 16,503                  | -63,592                    | 0       | 17,628                 | 18,873                 | 18,873         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 13  | 20,602         | 1,744  | 3,545                 | 521 | 18,279                   | 0                | 154,409      | 18,279                  | -46,521                    | 0       | 18,279                 | 0                      | 18,279         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 14  | 22,800         | 1,930  | 3,613                 | 576 | 20,541                   | 0                | 154,409      | 20,541                  | -26,864                    | 0       | 20,541                 | 0                      | 20,541         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 15  | 20,367         | 1,724  | 3,681                 | 515 | 17,895                   | 0                | 154,409      | 17,895                  | -9,480                     | 0       | 17,895                 | 0                      | 17,895         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 16  | 21,245         | 1,798  | 3,751                 | 537 | 18,755                   | 0                | 154,409      | 18,755                  | 9,095                      | 3,547   | 15,208                 | 0                      | 15,208         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 17  | 24,405         | 2,065  | 3,823                 | 617 | 22,031                   | 0                | 154,409      | 22,031                  | 31,299                     | 8,592   | 13,439                 | 0                      | 13,439         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 18  | 20,533         | 1,738  | 3,895                 | 519 | 17,856                   | 0                | 154,409      | 17,856                  | 49,750                     | 6,964   | 10,892                 | 0                      | 10,892         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 19  | 20,383         | 1,725  | 3,969                 | 515 | 17,624                   | 0                | 154,409      | 17,624                  | 68,319                     | 6,873   | 10,750                 | 0                      | 10,750         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 20  | 20,588         | 1,742  | 4,045                 | 520 | 17,766                   | 0                | 154,409      | 17,766                  | 87,362                     | 6,929   | 10,837                 | 0                      | 10,837         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 21  | 23,529         | 1,991  | 4,121                 | 595 | 20,804                   | 0                | 154,409      | 20,804                  | 109,846                    | 8,113   | 12,690                 | 0                      | 12,690         |            |                    |                             |    |             |          |             |
| 22  | 25,884         | 2,191  | 4,200                 | 654 | 23,220                   | 0                | 154,409      | 23,220                  | 135,154                    | 9,056   | 14,164                 | 0                      | 14,164         |            |                    |                             |    |             |          |             |

Notas: (1) para el cálculo de la TRI, se deflacta el valor de la columna 15 y se divide entre el capital propio (CP).

TASA INTERNA DE RETORNO

VALOR PRESENTE NETO

7.2%  
-25,086



**Tabla B.2 Flujo de efectivo, inversión privada, 100%**

| Capacidad  | Datos Técnicos |               |                       |               | Datos Económicos        |                  |              |                         | Datos Financieros          |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
|--|----------------|---------------|-----------------------|---------------|-------------------------|------------------|--------------|-------------------------|----------------------------|---------|------------------------|------------------------|----------------|-------------|--------------------|----------------------------|
|  | Energía        | Ventas        | Bonos CO <sub>2</sub> | Costos de O&M | Resultados de Operación | Intereses reales | Depreciación | Resultado antes imptos. | Utilidad/pérdida acumulada | ISR+PTU | Resultado desp. imptos | Pago deuda ppal + ints | Capital propio | Flujo Neto  | Razón cober. deuda | TRI tasa ren-dimiento inm. |
|  | 2              | 3             | 4                     | 5             | 6=2+3-4-5               | 7                | 8            | 9=6-7-8                 | 10                         | 11      | 12=6-11                | 13                     | 14             | 15=12-13-14 | 16=12/13           | 17=15/CP(1)                |
| Factor de Planta promedio                              | 100.1          | MW            |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
| Generación Anual promedio (Tabla IV.2)                 | 43.51          | %             |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
| Plazo de Construcción                                  | 381,529        | MWh           |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
| Vida Útil  | 18             | Meses         |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
| Emissiones evitadas CO <sub>2</sub> (Tabla IV.2), pror | 20             | Años          |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
| Vigencia contrato venta de bonos CO <sub>2</sub>       | 218.3          | miles ton/año |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |
|  | 20             | Años          |                       |               |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |             |                    |                            |

| Año | Ventas  |        | Bonos CO <sub>2</sub> | Costos de O&M |           | Resultados de Operación | Intereses reales | Depreciación | Resultado antes imptos. | Utilidad/pérdida acumulada | ISR+PTU | Resultado desp. imptos | Pago deuda ppal + ints | Capital propio | Flujo Neto | Razón cober. deuda | TRI tasa ren-dimiento inm. |
|-----|---------|--------|-----------------------|---------------|-----------|-------------------------|------------------|--------------|-------------------------|----------------------------|---------|------------------------|------------------------|----------------|------------|--------------------|----------------------------|
|     | Energía | Ventas |                       | Fijos         | Variables |                         |                  |              |                         |                            |         |                        |                        |                |            |                    |                            |
|     | 2       | 3      | 4                     | 5             | 6=2+3-4-5 | 7                       | 8                | 9=6-7-8      | 10                      | 11                         | 12=6-11 | 13                     | 14                     | 15=12-13-14    | 16=12/13   | 17=15/CP(1)        |                            |
| 0   |         |        |                       |               | 0         |                         |                  | 0            | 0                       | 0                          | 0       | 0                      | 0                      | 0              | 0          |                    |                            |
| 1   |         |        |                       |               | 0         |                         |                  | 0            | 0                       | 0                          | 0       | 0                      | 0                      | 15,183         | -15,183    |                    |                            |
| 2   |         |        |                       |               | 0         |                         |                  | -611         | -611                    | 0                          | 0       | 0                      | 623                    | 15,471         | -16,094    |                    |                            |
| 3   | 29,040  | 1,660  | 2,937                 | 469           | 27,294    | 8,050                   | 154,409          | -135,165     | -135,788                | 0                          | 27,294  | 18,873                 | 8,420                  | 8,420          | 1,45       | 0,27               |                            |
| 4   | 25,941  | 1,401  | 2,993                 | 419           | 23,931    | 7,504                   |                  | 16,427       | -121,941                | 0                          | 23,931  | 18,873                 | 5,058                  | 5,058          | 1,27       | 0,16               |                            |
| 5   | 27,059  | 1,462  | 3,050                 | 437           | 25,035    | 6,912                   |                  | 18,123       | -106,135                | 0                          | 25,035  | 18,873                 | 6,161                  | 6,161          | 1,33       | 0,19               |                            |
| 6   | 31,083  | 1,679  | 3,108                 | 502           | 29,153    | 6,270                   |                  | 22,863       | -85,268                 | 0                          | 29,153  | 18,873                 | 10,280                 | 10,280         | 1,54       | 0,31               |                            |
| 7   | 26,152  | 1,413  | 3,167                 | 422           | 23,976    | 5,575                   |                  | 18,400       | -68,488                 | 0                          | 23,976  | 18,873                 | 5,102                  | 5,102          | 1,27       | 0,15               |                            |
| 8   | 25,961  | 1,402  | 3,227                 | 419           | 23,718    | 4,822                   |                  | 18,896       | -50,894                 | 0                          | 23,718  | 18,873                 | 4,844                  | 4,844          | 1,26       | 0,14               |                            |
| 9   | 26,222  | 1,417  | 3,288                 | 423           | 23,927    | 4,006                   |                  | 19,921       | -31,939                 | 0                          | 23,927  | 18,873                 | 5,054                  | 5,054          | 1,27       | 0,14               |                            |
| 10  | 29,968  | 1,619  | 3,351                 | 484           | 27,752    | 3,122                   |                  | 24,630       | -7,916                  | 0                          | 27,752  | 18,873                 | 8,879                  | 8,879          | 1,47       | 0,25               |                            |
| 11  | 32,967  | 1,781  | 3,414                 | 532           | 30,801    | 2,163                   |                  | 28,638       | 20,572                  | 8,023                      | 22,778  | 18,873                 | 3,905                  | 3,905          | 1,21       | 0,11               |                            |
| 12  | 31,214  | 1,686  | 3,479                 | 504           | 28,918    | 1,125                   |                  | 27,792       | 48,755                  | 10,639                     | 18,078  | 18,873                 | -795                   | -795           | 0,96       | -0,02              |                            |
| 13  | 20,602  | 1,744  | 3,545                 | 521           | 18,279    | 0                       |                  | 67,961       | 67,961                  | 7,129                      | 11,150  | 0                      | 11,150                 | 11,150         | 0,29       | 0,02               |                            |
| 14  | 22,800  | 1,930  | 3,613                 | 576           | 20,541    | 0                       |                  | 20,541       | 89,793                  | 8,011                      | 12,530  | 0                      | 12,530                 | 12,530         | 0,32       | 0,02               |                            |
| 15  | 20,367  | 1,724  | 3,681                 | 515           | 17,895    | 0                       |                  | 17,895       | 109,393                 | 6,979                      | 10,916  | 0                      | 10,916                 | 10,916         | 0,28       | 0,02               |                            |
| 16  | 21,245  | 1,798  | 3,751                 | 537           | 18,755    | 0                       |                  | 18,755       | 130,227                 | 7,315                      | 11,441  | 0                      | 11,441                 | 11,441         | 0,28       | 0,02               |                            |
| 17  | 24,405  | 2,065  | 3,823                 | 617           | 22,031    | 0                       |                  | 22,031       | 154,732                 | 8,592                      | 13,439  | 0                      | 13,439                 | 13,439         | 0,33       | 0,02               |                            |
| 18  | 20,533  | 1,738  | 3,895                 | 519           | 17,856    | 0                       |                  | 17,856       | 175,528                 | 6,964                      | 10,892  | 0                      | 10,892                 | 10,892         | 0,26       | 0,02               |                            |
| 19  | 20,383  | 1,725  | 3,969                 | 515           | 17,624    | 0                       |                  | 17,624       | 196,487                 | 6,873                      | 10,750  | 0                      | 10,750                 | 10,750         | 0,25       | 0,02               |                            |
| 20  | 20,588  | 1,742  | 4,045                 | 520           | 17,766    | 0                       |                  | 17,766       | 217,986                 | 6,929                      | 10,837  | 0                      | 10,837                 | 10,837         | 0,25       | 0,02               |                            |
| 21  | 23,529  | 1,991  | 4,121                 | 595           | 20,804    | 0                       |                  | 20,804       | 242,932                 | 8,113                      | 12,690  | 0                      | 12,690                 | 12,690         | 0,29       | 0,02               |                            |
| 22  | 25,884  | 2,191  | 4,200                 | 654           | 23,220    | 0                       |                  | 23,220       | 270,767                 | 9,056                      | 14,164  | 0                      | 14,164                 | 14,164         | 0,31       | 0,02               |                            |

Notas: (1) para el cálculo de la TRI, se deflacta el valor de la columna 15 y se divide entre el capital propio (CP).

TASA INTERNA DE RETORNO

VALOR PRESENTE NETO

20,2%  
0

**Tabla B.3 Flujo de efectivo, inversión privada, 100%**

| Año | Datos Técnicos |        |                       | Datos Económicos        |                  |              |                         | Datos Financieros          |          |                        |                        | Flujo Neto | Razón cobert. deuda            | TRI         | tasa rendimiento inm. |                |
|-----|----------------|--------|-----------------------|-------------------------|------------------|--------------|-------------------------|----------------------------|----------|------------------------|------------------------|------------|--------------------------------|-------------|-----------------------|----------------|
|     | Energía        | Ventas | Bonos CO <sub>2</sub> | Resultados de Operación | Intereses reales | Depreciación | Resultado antes imptos. | Utilidad/pérdida acumulada | ISR+PTU  | Resultado desp. imptos | Pago deuda ppal + ints |            |                                |             |                       | Capital propio |
| 1   | 2              | 3      | 4                     | 5                       | 6=2+3-4-5        | 7            | 8                       | 9=6-7-8                    | 10       | 11                     | 12=6-11                | 13         | 14                             | 15=12-13-14 | 16=12/13              | 17=15/CP(1)    |
| 0   |                |        |                       |                         |                  |              |                         |                            |          |                        |                        |            |                                |             |                       |                |
| 1   |                |        |                       |                         |                  |              |                         |                            |          |                        |                        |            |                                |             |                       |                |
| 2   |                |        |                       |                         |                  |              |                         |                            |          |                        |                        |            |                                |             |                       |                |
| 3   | 37,934         | 1,660  |                       | 2,937                   | 36,188           | 8,050        | 154,409                 | -126,271                   | -611     | 0                      | 0                      | 623        | 15,183                         | -15,183     |                       |                |
| 4   | 33,886         | 1,401  |                       | 2,993                   | 31,876           | 7,504        |                         | -104,932                   | -126,894 | 0                      | 0                      | 18,873     | 15,471                         | -16,094     |                       |                |
| 5   | 35,347         | 1,462  |                       | 3,050                   | 33,323           | 6,912        |                         | 26,411                     | -80,515  | 0                      | 36,188                 | 18,873     |                                | 13,003      | 1.92                  | 0.55           |
| 6   | 40,604         | 1,679  |                       | 3,108                   | 38,674           | 6,270        |                         | 32,403                     | -49,641  | 0                      | 33,323                 | 18,873     |                                | 14,449      | 1.69                  | 0.40           |
| 7   | 34,162         | 1,413  |                       | 3,167                   | 31,986           | 5,575        |                         | 26,410                     | -24,174  | 0                      | 38,674                 | 18,873     |                                | 19,800      | 1.77                  | 0.44           |
| 8   | 33,912         | 1,402  |                       | 3,227                   | 31,669           | 4,822        |                         | 26,847                     | 2,214    | 863                    | 31,986                 | 18,873     |                                | 13,112      | 2.05                  | 0.59           |
| 9   | 34,254         | 1,417  |                       | 3,288                   | 31,969           | 4,006        |                         | 27,953                     | 30,209   | 10,902                 | 30,806                 | 18,873     |                                | 11,933      | 1.63                  | 0.34           |
| 10  | 39,146         | 1,619  |                       | 3,351                   | 36,931           | 3,122        |                         | 33,809                     | 64,592   | 13,186                 | 21,057                 | 18,873     |                                | 2,184       | 1.12                  | 0.06           |
| 11  | 43,064         | 1,781  |                       | 3,414                   | 40,659           | 2,163        |                         | 38,735                     | 104,554  | 15,107                 | 23,745                 | 18,873     |                                | 4,872       | 1.26                  | 0.14           |
| 12  | 40,775         | 1,686  |                       | 3,479                   | 38,478           | 1,125        |                         | 37,353                     | 143,893  | 14,568                 | 23,910                 | 18,873     |                                | 6,819       | 1.37                  | 0.19           |
| 13  | 20,602         | 1,744  |                       | 3,545                   | 18,279           | 0            |                         | 18,279                     | 164,906  | 7,129                  | 11,150                 | 0          |                                | 5,037       | 1.27                  | 0.13           |
| 14  | 22,800         | 1,930  |                       | 3,613                   | 20,541           | 0            |                         | 20,541                     | 188,580  | 8,011                  | 12,530                 | 0          |                                | 11,150      | N.A.                  | 0.29           |
| 15  | 20,367         | 1,724  |                       | 3,681                   | 17,895           | 0            |                         | 17,895                     | 210,058  | 6,979                  | 10,916                 | 0          |                                | 12,530      | N.A.                  | 0.32           |
| 16  | 21,245         | 1,798  |                       | 3,751                   | 18,755           | 0            |                         | 18,755                     | 232,804  | 7,315                  | 10,916                 | 0          |                                | 10,916      | N.A.                  | 0.28           |
| 17  | 24,405         | 2,065  |                       | 3,823                   | 22,031           | 0            |                         | 22,031                     | 259,259  | 8,592                  | 11,441                 | 0          |                                | 11,441      | N.A.                  | 0.28           |
| 18  | 20,533         | 1,738  |                       | 3,895                   | 17,856           | 0            |                         | 17,856                     | 282,041  | 6,964                  | 13,439                 | 0          |                                | 13,439      | N.A.                  | 0.33           |
| 19  | 20,383         | 1,725  |                       | 3,969                   | 17,624           | 0            |                         | 17,624                     | 305,023  | 6,873                  | 10,892                 | 0          |                                | 10,892      | N.A.                  | 0.26           |
| 20  | 20,588         | 1,742  |                       | 4,045                   | 17,766           | 0            |                         | 17,766                     | 328,584  | 6,929                  | 10,750                 | 0          |                                | 10,750      | N.A.                  | 0.25           |
| 21  | 23,529         | 1,991  |                       | 4,121                   | 20,804           | 0            |                         | 20,804                     | 355,631  | 6,113                  | 10,837                 | 0          |                                | 10,837      | N.A.                  | 0.25           |
| 22  | 25,884         | 2,191  |                       | 4,200                   | 23,220           | 0            |                         | 23,220                     | 385,608  | 9,056                  | 14,164                 | 0          |                                | 14,164      | N.A.                  | 0.31           |
|     |                |        |                       |                         |                  |              |                         |                            |          |                        |                        |            | <b>TASA INTERNA DE RETORNO</b> |             | <b>38.0%</b>          |                |
|     |                |        |                       |                         |                  |              |                         |                            |          |                        |                        |            | <b>VALOR PRESENTE NETO</b>     |             | <b>19,046</b>         |                |

Notas: (1) para el cálculo de la TRI, se deflacta el valor de la columna 15 y se divide entre el capital propio (CP).

**Tabla B-4 Flujo de efectivo, inversión privada 90%**

| Año | Datos Técnicos |        |                       |       | Datos Económicos       |                  |              |                         | Datos Financieros         |         |                        |                       | Capital propio | Flujo Neto | Razón cober. deuda | TRI tasa rendimiento inm. |      |    |             |          |             |
|-----|----------------|--------|-----------------------|-------|------------------------|------------------|--------------|-------------------------|---------------------------|---------|------------------------|-----------------------|----------------|------------|--------------------|---------------------------|------|----|-------------|----------|-------------|
|     | Energía        | Ventas | Bonos CO <sub>2</sub> |       | Resultado de Operación | Intereses reales | Depreciación | Resultado antes imptos. | Utilid./pérdida acumulada | ISR+PTU | Resultado desp. imptos | Pago deuda ppal + ins |                |            |                    |                           | 13   | 14 | 15=12-13-14 | 16=12/13 | 17=15/CP(1) |
|     |                |        | 4                     | 3     |                        |                  |              |                         |                           |         |                        |                       |                |            |                    |                           |      |    |             |          |             |
| 0   |                |        |                       |       | 0                      |                  |              |                         |                           |         |                        |                       |                |            |                    |                           |      |    |             |          |             |
| 1   |                |        |                       |       | 0                      |                  |              |                         |                           |         |                        |                       |                |            |                    |                           |      |    |             |          |             |
| 2   |                |        |                       |       | 0                      |                  |              |                         |                           |         |                        |                       |                |            |                    |                           |      |    |             |          |             |
| 3   | 38,782         | 1,660  |                       |       | 37,036                 | 550              |              |                         |                           |         |                        |                       |                |            |                    |                           |      |    |             |          |             |
| 4   | 34,644         | 1,401  |                       | 2,937 | 32,634                 | 4,598            | 138,968      | -106,530                | -107,091                  | 0       | 37,036                 | 15,238                | 13,924         | 21,799     |                    | 2,43                      |      |    |             |          |             |
| 5   | 36,137         | 1,462  |                       | 3,050 | 34,113                 | 3,879            |              | 28,384                  | -80,741                   | 0       | 32,634                 | 15,238                |                | 17,396     |                    | 2,14                      | 0,60 |    |             |          |             |
| 6   | 41,511         | 1,679  |                       | 3,108 | 39,581                 | 3,488            |              | 30,233                  | -52,042                   | 0       | 34,113                 | 15,238                |                | 18,875     |                    | 2,24                      | 0,64 |    |             |          |             |
| 7   | 34,925         | 1,413  |                       | 3,167 | 32,749                 | 3,072            |              | 36,094                  | -16,937                   | 0       | 39,581                 | 15,238                |                | 24,344     |                    | 2,60                      | 0,81 |    |             |          |             |
| 8   | 34,671         | 1,402  |                       | 3,227 | 32,427                 | 2,632            |              | 29,677                  | 12,418                    | 4,843   | 27,906                 | 15,238                |                | 12,669     |                    | 1,83                      | 0,41 |    |             |          |             |
| 9   | 35,019         | 1,417  |                       | 3,288 | 32,725                 | 2,165            |              | 29,796                  | 42,450                    | 11,820  | 20,807                 | 15,238                |                | 5,569      |                    | 1,37                      | 0,18 |    |             |          |             |
| 10  | 40,021         | 1,619  |                       | 3,351 | 37,806                 | 1,670            |              | 30,560                  | 73,816                    | 11,918  | 20,806                 | 15,238                |                | 5,569      |                    | 1,37                      | 0,18 |    |             |          |             |
| 11  | 44,027         | 1,781  |                       | 3,414 | 41,861                 | 1,145            |              | 36,136                  | 111,354                   | 14,093  | 23,713                 | 15,238                |                | 8,475      |                    | 1,56                      | 0,26 |    |             |          |             |
| 12  | 41,686         | 1,686  |                       | 3,479 | 39,389                 | 589              |              | 40,716                  | 154,186                   | 15,879  | 25,982                 | 15,238                |                | 10,745     |                    | 1,71                      | 0,33 |    |             |          |             |
| 13  | 20,602         | 1,744  |                       | 3,545 | 18,279                 | 0                |              | 38,800                  | 195,916                   | 15,132  | 24,257                 | 15,238                |                | 9,020      |                    | 1,59                      | 0,27 |    |             |          |             |
| 14  | 22,800         | 1,930  |                       | 3,613 | 20,541                 | 0                |              | 18,279                  | 217,917                   | 7,129   | 11,150                 | 0                     |                | 11,150     |                    | N.A.                      | 0,33 |    |             |          |             |
| 15  | 20,367         | 1,724  |                       | 3,681 | 17,895                 | 0                |              | 20,541                  | 242,598                   | 8,011   | 12,530                 | 0                     |                | 12,530     |                    | N.A.                      | 0,36 |    |             |          |             |
| 16  | 21,245         | 1,798  |                       | 3,751 | 18,755                 | 0                |              | 17,895                  | 265,103                   | 6,979   | 10,916                 | 0                     |                | 10,916     |                    | N.A.                      | 0,31 |    |             |          |             |
| 17  | 24,405         | 2,065  |                       | 3,823 | 22,031                 | 0                |              | 17,855                  | 288,895                   | 7,315   | 11,441                 | 0                     |                | 10,916     |                    | N.A.                      | 0,32 |    |             |          |             |
| 18  | 20,533         | 1,738  |                       | 3,895 | 17,856                 | 0                |              | 22,031                  | 316,414                   | 8,592   | 13,439                 | 0                     |                | 13,439     |                    | N.A.                      | 0,36 |    |             |          |             |
| 19  | 20,383         | 1,725  |                       | 3,969 | 17,624                 | 0                |              | 17,856                  | 340,283                   | 6,964   | 10,892                 | 0                     |                | 10,892     |                    | N.A.                      | 0,29 |    |             |          |             |
| 20  | 20,588         | 1,742  |                       | 4,045 | 17,766                 | 0                |              | 17,624                  | 364,372                   | 6,873   | 10,750                 | 0                     |                | 10,750     |                    | N.A.                      | 0,28 |    |             |          |             |
| 21  | 23,529         | 1,991  |                       | 4,121 | 20,804                 | 0                |              | 17,766                  | 389,060                   | 6,929   | 10,837                 | 0                     |                | 10,837     |                    | N.A.                      | 0,28 |    |             |          |             |
| 22  | 25,884         | 2,191  |                       | 4,200 | 23,220                 | 0                |              | 20,804                  | 417,256                   | 8,113   | 12,690                 | 0                     |                | 12,690     |                    | N.A.                      | 0,32 |    |             |          |             |
|     |                |        |                       |       |                        |                  |              |                         | 448,404                   | 9,056   | 14,164                 | 0                     |                | 14,164     |                    | N.A.                      | 0,35 |    |             |          |             |

Notas: (1) para el cálculo de la TRI, se deflacta el valor de la columna 15 y se divide entre el capital propio (CP).

TASA INTERNA DE RETORNO  
VALOR PRESENTE NETO

51.8%  
29,942