



**Universidad Nacional Autónoma de México**

---

**Facultad de Ingeniería**

Propuesta para asimilar la tecnología  
de construcción y operación de parques eólicos

**TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**Ingeniero Industrial**

**PRESENTA:**

**Daniel Salvador López Valencia**

**DIRECTOR:**

**M.en I. Silvina Hernández García**



**México D.F. Octubre de 2011**

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

### DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicar este trabajo a mi familia por apoyarme siempre en las cosas que he emprendido

A mis padres por su amor, apoyo incondicional y porque a pesar de todo siempre creyeron en mi

A mi hermano Esteban por ser mi aliado y cómplice a pesar de ser tan diferentes

A mis abuelos Luz y Luis y mis tíos Cristina y Rubén por recibirme en su casa para poder continuar con mis estudios

A mi tío Jesús por su ayuda para orientar este trabajo y por todos sus consejos

A mi tía Angélica por estarme siempre echando porras para acabar esta tesis

A mis profesores por compartir conmigo su conocimiento, en especial a mi tutora Silvina Hernández por brindarme todo su apoyo y paciencia para realizar esta tesis y a la Rina Aguirre por los aportes hechos a esta tesis.

A mis camaradas del Grupo de Acción Revolucionaria porque junto a ustedes descubrí y aprendí la importancia del papel que tenemos los universitarios para el mejoramiento de la sociedad

A Walter, Alejandra, Laura, Alfredo, Daniel Vela, Eloísa, Esteban, Ricardo, Octavio, Abel, Mariana, Fátima, por su amistad y solidaridad.

A mis camaradas del Frente de Trabajadores de la Energía porque fueron una importante influencia para elegir y desarrollar el tema de esta tesis.

A mis compañeros de la Brigada Multidisciplinaria de Apoyo a las Comunidades de México porque junto a ustedes descubrí el camino que quiero seguir en la profesión de ingeniero

## Contenido

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS .....	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	6
1.1 Justificación .....	6
1.2 Objetivos .....	8
Objetivo general .....	8
Objetivos específicos .....	8
1.3 Alcances y límites .....	8
CAPÍTULO 2. PANORAMA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	9
2.1 Las energías renovables en el mundo.....	9
Bioenergía .....	9
Energía geotérmica.....	10
Energía solar .....	11
Energía Hidráulica .....	12
Energía eólica.....	12
2.2 Las energías renovables en México .....	13
Bioenergía .....	13
Energía Geotérmica.....	14
Energía Solar .....	14
Energía Hidráulica .....	15
Energía Eólica .....	16
2.3 El recurso eólico.....	17
2.4 Características del recurso eólico en la región del Istmo de Tehuantepec .....	18
2.5 Producción de energía .....	21
2.6 Componentes de un aerogenerador moderno .....	22
2.7 Aspectos económicos .....	30
2.8 Aspectos sociales.....	34
2.9 Aspectos ambientales .....	36
2.10 Financiamiento con bonos de carbono.....	37
2.11 Marco regulatorio de la energía en México .....	38
2.10 Metodología .....	41
Definición de objetivos .....	41
Herramientas a utilizar .....	41

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE MERCADO .....	43
3.1 Demanda de electricidad en México .....	43
Comportamiento de las ventas .....	46
Ventas de electricidad en Oaxaca.....	49
Tarifas en Oaxaca.....	49
Demanda Autoabastecida.....	51
Demanda de Energía Eólica.....	55
3.2 Oferta de Electricidad en México .....	55
Cogeneración y Autoabastecimiento.....	56
Temporada abierta de proyectos eoloelectricos para autoabastecimiento.....	58
3.3 Apoyos e incentivos .....	59
Importación y Exportación.....	60
3.4 Conclusiones .....	62
CAPÍTULO 4. ESTUDIO TÉCNICO .....	66
4.1 Localización del Proyecto .....	66
4.2 Tamaño de la planta .....	66
4.3 Conclusiones .....	71
CAPÍTULO 5. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO .....	72
5.1 Costos e ingresos del proyecto.....	72
Definición de los casos de estudio .....	72
Costo de inversión.....	72
Costos totales de producción.....	74
Costo Nivelado de Generación .....	74
Depreciación y amortización .....	76
Capital de Trabajo .....	76
Ingresos .....	76
5.2 Evaluación Económica.....	77
Plan de Inversión.....	77
Estado de resultados.....	78
Flujo de efectivo.....	79
5.3 Sensibilidad de algunas variables .....	80
Factor de Planta.....	80
Cantidad de excedente de energía .....	80

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Financiamiento.....	81
5.4 Bonos de carbono.....	82
5.5 Conclusiones .....	83
CAPÍTULO 6. FORMULACIÓN DE LA PROPUESTA.....	85
6.1 Lo que se ha hecho para impulsar el desarrollo de la energía eólica .....	86
Acciones por parte del gobierno y sus instituciones .....	86
Acciones por parte de la Iniciativa privada.....	88
Participación de las instituciones financieras.....	89
Industria eólica en México.....	90
6.2 Tendencias Mundiales de la energía eólica .....	90
6.3 Diagnóstico .....	92
6.4 Propuesta: Creación de línea de investigación sobre energía eólica.....	94
Objetivos académicos .....	94
Articulación de la línea de investigación .....	95
Vinculación con empresas y centros de investigación .....	97
7. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES .....	98
APÉNDICE 1. Cálculo del Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno.....	101
APÉNDICE 2. Cálculo de TIR y VPN con variación en la cantidad de excedente de energía .....	105
APÉNDICE 3. Cálculo de TIR y VPN con variación en el porcentaje de la inversión que es financiada .....	107
APÉNDICE 4. Cálculo de los bonos de carbono.....	112
Bibliografía .....	113

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Justificación

Hay en el país aún muchas comunidades que, a causa de su marginación geográfica y económica, no cuentan con los servicios básicos. En una gran cantidad de casos la electrificación de estas zonas (rurales en su mayoría), que no contaban con este servicio básico, ha significado notables mejoras en sus condiciones de vida, funcionando como factor de desarrollo económico.

Sumado a lo anterior, tenemos que este tipo de comunidades son muy vulnerables a los trastornos del clima derivados del calentamiento de la atmósfera, que ha provocado desde sequías hasta inundaciones sin precedentes. El agente causante de este calentamiento de la atmósfera es el bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el cual se desprende de las reacciones de combustión de gasolinas, diesel y otros combustibles fósiles en automóviles y plantas generadoras de electricidad, principalmente. Según el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), *la mayor parte del aumento observado en las temperaturas promedio globales desde mediados del siglo XX son muy probablemente debidas al observado incremento de las concentraciones de gases de invernadero originadas por el ser humano*. En el mismo documento el IPCC dice que *el efecto global neto de la actividad humana desde 1975 ha sido de calentamiento*. (IPCC, 2007)

Los expertos que elaboraron estos estudios pronostican para las siguientes dos décadas un calentamiento de 0.2°C por década. Aun manteniendo constantes las concentraciones de todos los gases de invernadero y aerosoles a los niveles del año 2000, se esperaría un calentamiento de 0.1°C por década (IPCC, 2007).

Si se continúa con las mismas o mayores tasas de emisión de gases de invernadero<sup>1</sup> se ocasionará calentamiento posterior que traerá muchos cambios en el sistema climático durante el siglo XXI que muy probablemente sean mayores a los observados en el siglo XX.

Existe hoy mayor y más confiable evidencia para asegurar que esos cambios continuarán con la tendencia observada (cambios en los vientos, precipitaciones sin precedentes, derretimiento del hielo polar).

El uso de energía a partir de fuentes renovables es una alternativa para disminuir las emisiones de gases de invernadero a la atmósfera. Debido a la necesidad de tomar acciones ante el calentamiento global y el cambio climático, se hace necesario el empleo de energías renovables para satisfacer la creciente demanda de energía en México. En el país, las energías renovables más desarrolladas son la geotermia, la hidroelectricidad, y la energía eólica<sup>2</sup>, pero hay un importante potencial de desarrollo para la energía solar y la proveniente de la biomasa.

---

<sup>1</sup> Se consideran gases de efecto invernadero el bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>), los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), el ozono (O<sub>3</sub>), los clorofluorocarbonos (denominados CFC's) y el vapor de agua (H<sub>2</sub>O)

<sup>2</sup> Manuel Viejo Zubicaray. Generación de energía eléctrica. Turbinas y plantas generadoras. Universidad Nacional Autónoma de México. 2004. p 250

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Otra razón que hace necesario el desarrollo de las energías renovables en México es el agotamiento de sus reservas petroleras y de gas natural. La producción de petróleo y gas natural se prevé llegue a su pico antes del 2020, por lo que hay la necesidad de diversificar la forma en que se genera energía eléctrica y disminuir la dependencia respecto de los hidrocarburos (Barbosa, 2006).

En México, una de las tecnologías que ha tenido más impulso recientemente ha sido la eólica y se han llevado a cabo diversos proyectos de este tipo en varios estados de la República. Existe un potencial superior a los 3000 MW en la zona del Istmo de Tehuantepec donde CFE tiene en operación la planta piloto de La Venta con una capacidad de generación de 1.5 MW. A finales de marzo de 2007 fue puesta en marcha La Venta II, una planta que entregará una potencia de 83.3[MW] a la red eléctrica . En 2009, la empresa Parques Eólicos de México puso en operación una planta de 80 MW bajo la modalidad de autoabastecimiento. En 2010 se ha puesto en operación la central Oaxaca I “La Mataventosa” con una capacidad de 67.5 MW, por parte de las empresas Acciona Energía y Wal Mart. (Obras, 2010)

Por otra parte, este tipo de energía tiene altos costos de inversión. Esto se debe a que en México, la tecnología con la que se construyen los aerogeneradores y se instalan y operan las plantas debe ser importada, lo que crea una dependencia tecnológica de empresas extranjeras que además contribuye a elevar el precio de esta energía en nuestro país.

De acuerdo a información de Comisión Federal de Electricidad, se tiene prevista la explotación del recurso eólico en todo el Istmo de Tehuantepec, cuyo potencial se cuantifica en 15 000 MW, de los cuales 6 000 MW son rentables de manera inmediata y el resto al largo plazo. (Mimiaga, 2009)

En síntesis, México enfrenta una situación en la que debe hacer uso de las energías renovables para satisfacer sus necesidades de desarrollo y contribuir a la disminución de los efectos negativos del cambio climático. El país posee los recursos energéticos para desarrollarlas, más no la tecnología para aprovecharlas.

Ante tal problemática se plantean las siguientes interrogantes:

- ¿A qué se deben los altos costos de inversión?
- ¿Cuáles de estos costos pueden disminuirse mediante la asimilación tecnológica?
- ¿Cómo se puede obtenerse un impacto social positivo de la energía eólica en la región del Istmo de Tehuantepec?

### 1.2 Objetivos

Los objetivos se fijan en relación con las interrogantes planteadas arriba.

#### Objetivo general

Formular una propuesta de asimilación de la tecnología de construcción y operación de un parque eólico por técnicos mexicanos que sirva para bajar sus costos e impulsar el desarrollo tecnológico de México en el ramo.

#### Objetivos específicos

Analizar cuál es la mejor opción de inversión en energía eólica de acuerdo al marco legal y al mercado eléctrico en nuestro país.

Identificar los rubros donde se concentra la inversión y pueden ser susceptibles de bajar su costo mediante la asimilación tecnológica.

Analizar el posible aumento en la rentabilidad y sustentabilidad de la energía eólica en México.

### 1.3 Alcances y límites

Se realizará un estudio, a nivel preproyecto, utilizando precios reales y estimaciones basadas en guías de inversión cuando la información de los costos reales no esté disponible. A partir de ese estudio se analizarán los rubros en donde es posible disminuir costos mediante investigación y desarrollo y se planteará una propuesta partiendo de los resultados del análisis.



## CAPÍTULO 2. PANORAMA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Se denominan energías renovables a las que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales. El concepto de “crisis energética” aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. El modelo económico actual, cuyo funcionamiento depende del continuo crecimiento, exige también una demanda creciente de energía. Las reservas de combustibles fósiles, que son en los que se basa la producción mundial de energía, son finitas y es inevitable que en algún momento la demanda de estos no pueda ser abastecida. La mayoría de los gobiernos de los países industrializados han instaurado programas e incentivos que fomentan el desarrollo de las energías renovables, ya que éste tipo de energías en la última década han demostrado ser viables para complementar la generación de electricidad, para disminuir la dependencia a los hidrocarburos y diversificar la producción de electricidad. Las principales energías renovables son la solar, eólica, biomasa, hidráulica, geotérmica y en un futuro no muy lejano, la obtenida del hidrógeno (Reyes, 2008).

Se consideran energías *limpias* a la energía solar, la energía hidroeléctrica, la energía geotérmica y la energía eólica, por el hecho de no generar residuos. Pero la construcción de centrales eléctricas con estos tipos de tecnología tienen un impacto ambiental importante y en casos como la fabricación de paneles solares, su producción se lleva a cabo con materiales peligrosos y se generan desechos altamente contaminantes. La energía producida a partir de la biomasa tiene un bajo rendimiento de conversión y se necesitan grandes cantidades de espacio (se necesitan 50 hectáreas de bosque para captar la misma cantidad de energía que captaría una hectárea de paneles solares) (Macancela Vivar, 2010). Los aerogeneradores afectan a las poblaciones de aves y murciélagos, ya que hay una incidencia de choques de estos animales con las aspas de las turbinas (Jiménez, 2001). No obstante, estas fuentes de energía son una alternativa frente a los combustibles fósiles que se están agotando.

### 2.1 Las energías renovables en el mundo

En esta sección se expone la situación actual de las energías renovables en el mundo. Se hace mención de las cifras globales de capacidad instalada, producción y consumo de energía para cada tecnología. También se hace mención de los países que poseen una mayor capacidad instalada de acuerdo al tipo de tecnología.

#### Bioenergía

La bioenergía es un componente muy importante de la energía que actualmente se consume en el mundo, llegando a cerca del 11% del consumo total mundial<sup>3</sup>. En muchos de los países en vías de desarrollo la biomasa es la más importante fuente de energía, llegando a cerca del 35% del total. En

---

<sup>3</sup> Los datos de esta sección se obtuvieron de (Masera, 2005)

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

total, se estima que 46 EJ ( $10^{18}$  Joules) de la energía primaria global se deriva de la biomasa, con 85% por uso tradicional (leña, abono, bagazo de caña, residuos agrícolas), y 15% en uso industrial (combustibles), procesos de calor y energía combinados (por ejemplo, estufas de leña) y electricidad. Los siguientes datos muestran la importancia del uso de la bioenergía en el mundo:

- 11 millones de hogares se iluminan con biogás
- 250 millones de estufas eficientes de leña
- 38 000 MW de capacidad instalada para producción de electricidad
- 30 mil millones de litros/año de etanol consumidos
- 180 millones de personas viven en países con normas para mezclar etanol con gasolina.

Los países desarrollados están incrementando el uso de la bioenergía con el fin de reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Se estima que la participación en cuanto a producción de energía por biomasa, vaya en aumento en los próximos años hasta conformar durante el presente siglo el 25% del total mundial.

Para aprovechar la energía de la biomasa se usan procesos termoquímicos de conversión, los cuales se basan en someter los combustibles biomásicos a altas temperaturas y pueden dividirse en tres categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (combustión), en presencia limitada de este (gasificación) o en ausencia completa del mismo (pirólisis). Los materiales más utilizados para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad y alto en lignocelulosa, tales como madera, paja, bagazo, residuos agrícolas y cáscaras en general.

Las tecnologías más usadas en el aprovechamiento de combustibles biomásicos a mediana y gran escala son: las calderas acuotubulares, pirotubulares, quemadores de ciclón, calderas de lecho fluidizado burbujeante y circulante, los quemadores de astillas y pellets, los gasificadores en sus diferentes modalidades y los hornos de pirólisis entre los que se encuentran el sistema Torrax y Landgar. Para el caso de pequeña escala se encuentra la tecnología de estufas de leña domésticas e industriales, así como los hornos de ladrillos cerámicos y alfareros.

### Energía geotérmica

En 1913 se generó por primera vez corriente eléctrica con una central geotérmica en Italia. A nivel mundial se genera actualmente en 21 países un total de 8 000 MW de energía eléctrica en base a la energía geotérmica. Más de 25% de la potencia de centrales se encuentran en los EE.UU., las Islas Filipinas se encuentran en segundo lugar con 1 909 MW de potencia instalada. Con distancia siguen México, Italia, Indonesia, Japón y nueva Zelanda. En los siguientes años se ampliará la generación de corriente eléctrica en base a la energía geotérmica a nivel mundial.

País	Capacidad [MWe]	País	Capacidad [MWe]
Estados Unidos	2,002	Guatemala	29
Islas Filipinas	1,909	china	28
México	953	Turquía	20
Italia	795	Portugal	16

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Indonesia	748	Etiopía	9
Japón	535	Nueva Guinea	6
Nueva Zelandia	436	Francia	4
Islandia	170	Taiwán	3
El Salvador	161	Rumanía	2
Costa Rica	153	Tailandia	0,3
Kenia	121	Austria	0,30
Nicaragua	77	Australia	0,2
Rusia	62	Zambia	0,2
<b>Capacidad Total:</b>			<b>8,240 MW</b>

**Cuadro 2.1 Capacidad geotermoelectrica mundial instalada al año 2004**

FUENTE:(Quijano, 2005).

Para poder explotar la geotermia, se requiere un medio por el cual se pueda desplazar hacia la superficie. Para esto existen dos posibilidades:

1.- El medio ya está existente en el subterráneo como vapor o agua caliente. A través de una perforación se desplaza hacia la superficie, se refrigera mediante utilización y se retorna a continuación.

2.- En el subterráneo hay formaciones de rocas calientes. Para poder explotar este calor, se bombea agua hacia la profundidad, se calienta y se sube nuevamente mediante bombeo (por ejemplo, procedimiento llamado hot-Dry-Rock).

Para la explotación de la energía existente para el abastecimiento de calor, la generación de frío o de corriente eléctrica, existen diferentes desarrollos tecnológicos: se aplican bombas térmicas, colectores geotérmicos, sondas geotérmicas, palos energéticos o también componentes de hormigón con contacto con la tierra.

### Energía solar

La Agencia Internacional de Energía informa que en el año 2008 el suministro total de energía eléctrica a nivel mundial fue de 10,469,461 GWh y el 17% fue proporcionado por fuentes de energía renovables. La participación de las llamadas nuevas renovables que incluye: energía solar, viento y marea, tienen una contribución todavía marginal, representando el 1.92% del suministro mundial y un 11.28% del total de las renovables<sup>4</sup>. (IEA, 2010)

En este contexto y con una experiencia de poco más de dos décadas, varios países entre los que figuran

---

<sup>4</sup> Los datos de el porcentaje que representan las energías solar, eólica y mareomotriz respecto del suministro de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y respecto al suministro total de energía eléctrica se obtuvo haciendo el cálculo con la información de la IEA.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

principalmente Estados Unidos, Alemania, Australia, España, Israel, entre otros, han establecido programas de Investigación y Desarrollo para la generación de electricidad a través de sistemas solares utilizando la conversión termodinámica (IEA, 2009).

Actualmente se pueden identificar tres tecnologías cuyo potencial de aplicación es altamente prometedor, estas son: Receptor Central (RC), Canal Parabólico (CP) y Plato Parabólico (PP) (Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1999). El principio de las tres tecnologías es similar, y se basa en la concentración de los rayos del sol por medio de espejos para lograr altas temperaturas en un proceso cuyo fin es accionar turbinas, acopladas a generadores eléctricos para producir electricidad.

### Energía Hidráulica

La energía hidráulica se aprovecha desde los inicios de la generación de electricidad a fines del siglo XIX, por ejemplo, como medio de propulsión en molinos o en aserraderos. Durante largo tiempo, la energía hidráulica constituyó la fuente energética renovable más importante. Hoy en día, la energía hidráulica es una tecnología madura que representa a nivel mundial (después de la explotación tradicional de las biomásas), la fuente energética renovable más utilizada. Alrededor del 19% del consumo neto total de corriente eléctrica del mundo provinieron en el año 2000 de esta fuente energética, mientras que otros lo hacen con una participación dominante, entre ellos también Australia, Brasil, Venezuela y Canadá. (SENER, 2006)

La tecnología es realmente sencilla: no es el agua la que genera la energía, sino el viento que desplaza esa agua. La planta consiste en un depósito en forma de pipa, que se encuentra debajo de la superficie del agua. El nivel del agua sube y baja con el oleaje y el aire, en las pipas es impulsado hacia arriba o succionado hacia abajo. El flujo de aires genera energía a través de turbinas Wells. Estas turbinas giran en el mismo sentido ya sea que se trate de una entrada o de una salida de aire. El uso óptimo de la energía hidráulica se logra cuando el generador, accionado por las turbinas, produce electricidad también cuando las olas bajan (Reyes, 2008).

### Energía eólica

El viento se ha empleado durante siglos para moler cereales y desplazarse por el mar, aprovechando la energía contenida en el viento. En 1887 Brush construyó lo que se considera la primera turbina eólica para generación de electricidad, un gigante de 144 palas de madera y un rotor de 17 metros de diámetro, a pesar de su tamaño, la potencia del aparato era de sólo 12 kW.

Fue hasta finales de la década de 1970, que gobiernos europeos, EE.UU. y Canadá, patrocinaron I+D para el desarrollo de aerogeneradores capaces de interconectarse a la red eléctrica.

La potencia instalada de esta tecnología creció dramáticamente durante la última década. La capacidad global instalada a finales de 2010 fue de alrededor de 195 GW, muy por arriba de los 18 GW que se tenían a finales del año 2000. Sólo en 2010 se instalaron cerca de 36 GW.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Durante los últimos dos años el centro del crecimiento de la energía eólica se movió de Europa y Norteamérica para Asia, que emerge como el líder global. En el 2010, China añadió 17 GW a su capacidad eolieléctrica y se convirtió en el líder global en términos de capacidad instalada. A pesar de ello, sólo el 1% de la electricidad que China consume proviene del viento. Contribuyendo al crecimiento eólico en Asia, India añadió 2 GW de capacidad eólica a su red en 2010.

Estados Unidos y Europa han desacelerado su ritmo de crecimiento de capacidad eólica debido a los efectos de la crisis económica. Los desarrollos eólicos marinos (offshore) se han concentrado mayormente en Europa, donde se instalaron 883 MW en el año 2010, llegando a una capacidad instalada total de cerca de 3 GW.

### 2.2 Las energías renovables en México

En México existe un uso importante de las distintas tecnologías de generación de energía a partir de fuentes renovables. A continuación se describe de manera general con qué recursos cuenta México en materia de energéticos renovables y los usos que se les da.

#### Bioenergía

Actualmente, la bioenergía representa el 8% del consumo de energía primaria en México. Los principales bioenergéticos empleados son el bagazo de caña (usado como combustible en calderas o para producir electricidad) y la leña (usada principalmente para la cocción de alimentos). En 2004 se consumieron 87.324 petajoules, ( $PJ = 10^{15}$  joules) de bagazo de caña y 250 PJ de leña (SENER, 2010). México produce al año en la industria cañera 45 millones de litros de bioetanol que actualmente no se usan como combustibles sino en la industria química. Al 2005 la Comisión Reguladora de Energía autorizó 19 MW para producir 120 GWh/año con biogás, 70 MW para generar 105 GWh/año con bagazo de caña y 224 MW para generar 391 GWh/año con sistemas híbridos (combustóleo-bagazo de caña) (Reyes, 2008).

El potencial técnico de la bioenergía en México se estima entre 2,635 y 3,771 petajoules al año, sin embargo, su uso actual es diez veces menor (REMBIO, 2005). Del potencial estimado, un 40% proviene de los combustibles de madera, 26% de los agrocombustibles y 0,6% de los subproductos de origen municipal. Se estiman además 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético, y aprovechando los residuos municipales de las diez principales ciudades<sup>5</sup> para generación de electricidad a partir de su transformación térmica, se podría instalar una capacidad de 803 MW y generar 4,507 MWh/año (Reyes, 2008). Además, se cuenta con un área agrícola significativa, potencialmente apta para la producción de bioetanol y biodiesel. (REMBIO, 2005)

Para la obtención de etanol a partir de almidones se estima a nivel internacional un costo de inversión de 0.8 USD/l; a partir de recursos ricos en azúcares (melaza), el costo de inversión es de 0.4 USD/l; a partir de aceite de soya, el costo es de 0.57 USD/l; y a partir de aceite de girasol el costo es de 0.52

---

<sup>5</sup> Ciudad de México, Puebla, Netzahualcóyotl, Tijuana, Ecatepec, Mérida, Acapulco, Ciudad Juárez y Tlalnepantla.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

USD/l (Reyes, 2008)

El proyecto de Bioenergía de Nuevo León S.A. en Monterrey, es el primero en el país que aprovecha el biogás liberado por un relleno sanitario para generar energía eléctrica con una capacidad de 7 MW (Reyes, 2008). El proyecto se desarrolló con un apoyo parcial del Banco Mundial.

El Grupo Energéticos S.A. en colaboración con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), firmaron un convenio para producir biodiesel a partir de grasa animal de desecho de rastros. En julio de 2005, en Nuevo León, se inauguró la planta con una inversión de 1.5 millones de dólares (capacidad de producción inicial de 500 mil litros por mes) (Reyes, 2008). El biodiesel, se utiliza como combustible en medios de transporte, en una primera etapa, para camiones industriales en el norte de México. La visión a futuro es comercializar el producto en la ciudad de Monterrey, ya que la planta tiene un potencial de producción de 1 millón de litros por mes (Reyes, 2008).

### Energía Geotérmica

Actualmente México ocupa en tercer lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica, con 960 MW instalados, con los que se generan más de 6,500 GWh/año. La CFE estima que el potencial geotérmico permitiría instalar otros 2,400 MW, pero esto depende en gran medida del desarrollo tecnológico en el rubro (Reyes, 2008). Dichos proyectos se muestran a continuación:

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>Generación [GWh/año]</b>
Cerro Prieto V, Baja California	100	813.2
Cerritos Colorados 2ª Etapa, Jalisco	26.9	218.7
Los Humeros II, Puebla	25	203.3
Los Humeros III, Puebla	55	447.3
<b>Total</b>	<b>220</b>	<b>1,901.2</b>

**Cuadro 2.2 Proyectos geotérmicos en etapa de factibilidad de la cartera del sector energía. (Reyes, 2008)**

Los montos de inversión en centrales geotermoeléctricas en México son del orden de 1,400 USD/kW. Por su parte, el costo de generación promedio es de 3.986 centavos de USD/kWh (Reyes, 2008).

### Energía Solar

La capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 14.261 MW, en el 2001, a 25.12 MW en 2009, generando más de 11,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración. Para sistemas termosolares, al 2009 se tenían instalados más de 1,392,921 m<sup>2</sup> de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 18,841 kJ/m<sup>2</sup> al día, generando más de 6.71 Petajoules útiles para calentar agua (ANES, 2011).

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Con una insolación media de 5 kWh/m, el potencial de México es de los más altos del mundo. Se espera tener instalados 25 MW con tecnología fotovoltaica para 2013, y generar 14 GWh/año. Además, se espera contar para 2011 con un sistema híbrido de ciclo combinado acoplado con un campo solar de 25 MW (Agua Prieta II, Sonora) (SENER, 2010).

Los sistemas fotovoltaicos son actualmente viables para sitios alejados de la red eléctricos y aplicables en electrificación y telefonía rural, bombeo de agua y protección catódica, entre otros usos. Los costos de generación e inversión para sistemas fotovoltaicos se encuentran en el rango de 3,500 a 7,000 dólares por kW y de 10 a 25 centavos de dólar por kWh (Reyes, 2008). El costo de inversión para los colectores solares planos es de 242 USD/m<sup>2</sup> instalado (Reyes, 2008).

La CFE cuenta con una planta híbrida en San Juanico, Baja California Sur, conformada por 17 kW fotovoltaicos, 100 kW eólicos y un motogenerador diesel de 80 kW (Reyes, 2008).

### Energía Hidráulica

México actualmente cuenta con casi 60 hidroeléctricas de las cuales las principales se encuentran en los estados de Michoacán, Jalisco, Nayarit, Oaxaca y Chiapas. Por el lado de las minihidráulicas, están operando en los estados de Veracruz y Jalisco tres centrales con una capacidad instalada de 16 MW, que generan un total de 67 GWh/año. Adicionalmente están en operación tres centrales híbridas (minihidráulicas-gas natural) en los estados de Veracruz y Durango (Reyes, 2008).

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, estimó en 2005 el potencial hidroeléctrico nacional en 53,000 MW, de los cuales, para centrales con capacidades menores a los 10 MW, el potencial es de 3,250 MW (Reyes, 2008). En la actualidad CFE planea ampliar la capacidad de 5 centrales hidroeléctricas en 778 MW y tiene en proceso de licitación, construcción o diseño 27 más que suman una capacidad de 7624 MW. (CFE, 2010)

En México, los costos de instalación en el 2004 eran en promedio de 1,600 USD por kW instalado, con un costo de generación de 11.50 centavos de USD por kWh generado. El país cuenta con un potencial macro hidroeléctrico de 137,977 GWh/año distribuido en 583 sitios o proyectos. La explotación de dicho potencial en 72 centrales era en el año 2000 del 18.2% en términos de generación media anual y del 19.4% en términos de potencia instalada (Reyes, 2008).

Comexhidro es una empresa al aprovechamiento energético de presas de riego agrícola ya existentes. Inauguró en el 2003 su primer proyecto, "Las Trojes", en el estado de Colima, una minihidroeléctrica "Chilatán", ubicada en el estado de Michoacán, con una capacidad de 14 MW. El proyecto más importante de la empresa, "El Gallo", en el estado de Guerrero, contará con una capacidad de 30 MW, y está en construcción desde 2004. La empresa cuenta con el primer proyecto en energías renovables en América Latina que obtiene los incentivos adicionales provenientes de los bonos de carbono. Otra más es la hidroeléctrica "El Cajón", la cual entró en operación en marzo de 2007 y cuenta con una capacidad de generación de 375 MW, ubicada en Santa María del Oro, Nayarit. (SENER, 2010)



## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

### Energía Eólica

En 1994 fue puesta en marcha la central eólica La Venta, en La Venta, Oaxaca. Fue la primera planta en ser integrada a la red eléctrica en México y América Latina. Tiene una capacidad instalada de 1575 MW. En Baja California Sur, en Guerrero Negro, hay instalado un aerogenerador de 600 MW de capacidad que opera de forma automática. En el área de El Cardón, Baja California Sur, hay instalados 15 aeroturbinas que alcanzan un factor de aire-turbina de 25%, por lo cual es un sitio que se considera favorable para el desarrollo de la energía eólica a nivel rural. En la Isla Santa Margarita, Baja California, está la planta híbrida de Puerto Alcatraz, que tiene una capacidad de 77.3 kW y cuenta con tres aerogeneradores de 5 kW cada uno, 2 arreglos fotovoltaicos de 1.15kW cada uno, y una máquina diesel de 60kW. Además, cuentan también con una batería de 200kWh, 120V CD y un inversor de 15kW. En San Juanico, Baja California Sur, existe una planta híbrida que cuenta con diez aerogeneradores con una capacidad conjunta de 100 kW, celdas solares de 17 kW y un motor generador diesel de 80 kW. En el municipio de Ramos Arizpe, Coahuila, la cementera Apasco instaló en 1997 un aerogenerador de 38 kW de capacidad, bajo la modalidad de autoabastecimiento (GONZÁLEZ ÁVILA, 2006).

Los estudios del National Renewable Energy Laboratory (NREL) y diversas instituciones mexicanas (Asociación Nacional de Energía Solar, ANES, Asociación Mexicana de Energía Eólica, AMDEE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE) han cuantificado un potencial superior a los 40,000 MW, siendo las regiones con mayor potencial, el Istmo de Tehuantepec y las penínsulas de Yucatán y Baja California (NREL, 2003).

Las condiciones eólicas en el Istmo de Tehuantepec son de las mejores a nivel mundial. En Oaxaca hay zonas con velocidades del viento medidas a 50 m de altura superiores a 8.5 m/s, con un potencial de 6,250 MW, y otras con velocidades entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial de 8,800 MW (NREL, 2003).

En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW). Yucatán (352 MW) y la Riviera Maya (157 MW) tienen suficiente potencial para sustituir plantas que operan con combustóleo, diesel y generadoras de turbogás (Reyes, 2008).

A principios de 2004 la NREL publicó el Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca y la región istmica en W/m<sup>2</sup> a 50 metros de altura. Según este estudio, el 7.3% del estado (6,637 km<sup>2</sup>) cuenta con recurso eólico de bueno a excelente (mayor o igual a 400 W/m<sup>2</sup>) (Reyes, 2008).

De acuerdo con CFE, los montos de la inversión para estos sistemas son de 1,400 USD/kW, con un costo de generación de 4.34 centavos de dólar por kWh y se estima que para el 2020 sean menores a los 3 centavos de USD por kWh (Reyes, 2008).

En el 2005, la CFE inició la construcción en la Venta, Oaxaca, de la primera planta eólica de gran escala en México (83.3 MW) nombrada La Venta II, que entró en operación en Marzo de 2007, con una inversión de 111.4 millones de dólares; la cual con su capacidad de poco más de 83 MW, sustituirán a 19,784 toneladas equivalentes de petróleo al año y evitará la emisión de gases en 400 mil toneladas de CO<sub>2</sub> (Reyes, 2008). En el período del año 2008 al 2010 han entrado en operación, bajo el esquema de autoabastecimiento, Parques Ecológicos de México (Iberdrola) con 80 MW, Electricidad del Valle de



## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

México (Endesa-Wal Mart) con 67.5 MW y Eurus (Acciona-Cemex) con 37.5 MW; bajo la modalidad de productor independiente se tiene La Venta III con 101.4 MW (CNN Expansión, 2010). Adicionalmente, la Secretaría de Energía tiene programada la construcción de otros 404 MW de capacidad eólica (en la modalidad de productor independiente) en la misma región en los siguientes años, con lo que se espera tener instalados 507 MW en 2013 (SENER, 2010). Los permisos otorgados por la CRE para proyectos privados de autoabastecimiento con tecnología eólica aportarán en los próximos años poco más de 950 MW al Sistema Eléctrico Nacional. La Comisión Reguladora de Energía tiene previsto que la capacidad instalada llegue al menos a 2500 MW en el estado de Oaxaca (Notimex, 2009).

### 2.3 El recurso eólico

La energía eólica es una consecuencia de la energía que irradia el Sol hacia la Tierra, alrededor de 174.423.000.000.000 kWh por día. Tan sólo el 1% de esa energía es convertida en energía eólica y esto supone una energía de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra. Las diferencias de temperatura debidas al calentamiento desigual por la cantidad de energía recibida entre el ecuador y las diferentes latitudes hasta los polos provocan la circulación de grandes masas de aire. Así el aire caliente es más ligero que el frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Se debe tener en cuenta la rotación de la Tierra, ya que sin esto el aire llegaría simplemente al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador. (Jaramillo Salgado, 2010)

Cerca de la latitud 30° la fuerza de Coriolis, debida a la rotación de la Tierra, evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos habrá altas presiones debido al aire frío. De esta manera se crean los vientos geostrofos dominantes. Sin embargo, la rapidez y dirección del viento están influenciadas por la suma de los efectos global y local. De tal suerte que existen diferentes mecanismos en la creación del viento local. Por ejemplos se pueden citar la brisa marina y terrenal, vientos de valle-montaña y los que ocurren en las grandes planicies. De cuales quiera de estos, siempre son consecuencia de los cambios de temperatura que afecta la densidad y la diferencia de presión de una región. (Jaramillo Salgado, 2010)

La rugosidad del terreno y los obstáculos adyacentes influyen en la velocidad del viento, es decir, tanto en su rapidez como dirección. Un parámetro para caracterizar la topología del terreno, además de ser plano o escarpado, es su factor de rugosidad que describe que tan fácilmente pasa el viento sobre el terreno, por ejemplo, un terreno con nieves es menos rugoso que aquel que tiene gran cantidad de vegetación.

Para cualquier proyecto de desarrollo eólico, se necesita de la evaluación del recurso disponible. Para esta tarea se emplean anemómetros y veletas para medir la rapidez y dirección del viento, respectivamente. Tales dispositivos son colocados a diferentes alturas respecto al nivel del terreno, esto es, a partir de 10 metros hasta 80 metros de altura. Es práctica común utilizar los datos tomados cada segundo y promediados cada 10 minutos ya que las variaciones en la rapidez del viento en periodos

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

mayores de un segundo y menores de 10 minutos presentan un carácter estocástico y se considera que representan la turbulencia. Para las aplicaciones de la energía eólica, las fluctuaciones de turbulencia en el flujo deben ser cuantificadas para el diseño de la turbina sobre la base de consideraciones de carga máxima, fatiga estructural, control, operación del sistema y calidad de la potencia generada.

La energía generada por un aerogenerador se estima sobre un año típico de funcionamiento. La estimación implica la reducción estadística de los datos a través de la función de densidad de probabilidad de Weibul. Las distribuciones de la velocidad del viento en la mayoría de las ocasiones no son simétricas, además dicha distribución varía de un lugar a otro del globo debido a las diferentes condiciones climáticas locales y a la orografía de la superficie. Por lo tanto, la distribución de Weibul o alguna otra pueden variar tanto en la forma como en el valor medio. (Jaramillo Salgado, 2010)

### 2.4 Características del recurso eólico en la región del Istmo de Tehuantepec

Para todo proyecto eólico es muy importante contar con un buen recurso de viento, que principalmente se refleje en el valor promedio de la velocidad anual del viento. El cuadro 2.3 muestra las clasificaciones de la potencia del viento para aplicaciones a escala comercial en Oaxaca. Las áreas de recurso eólico de Clase 4 y mayores se consideran adecuadas para el desarrollo de energía eólica a escala comercial. Las aplicaciones rurales o fuera de la red requieren de un menor recurso eólico para que un proyecto sea viable. Para estos tipos de aplicaciones, los recursos de Clase 2 y mayores pueden ser suficientes para un desarrollo eoloelectrónico viable.

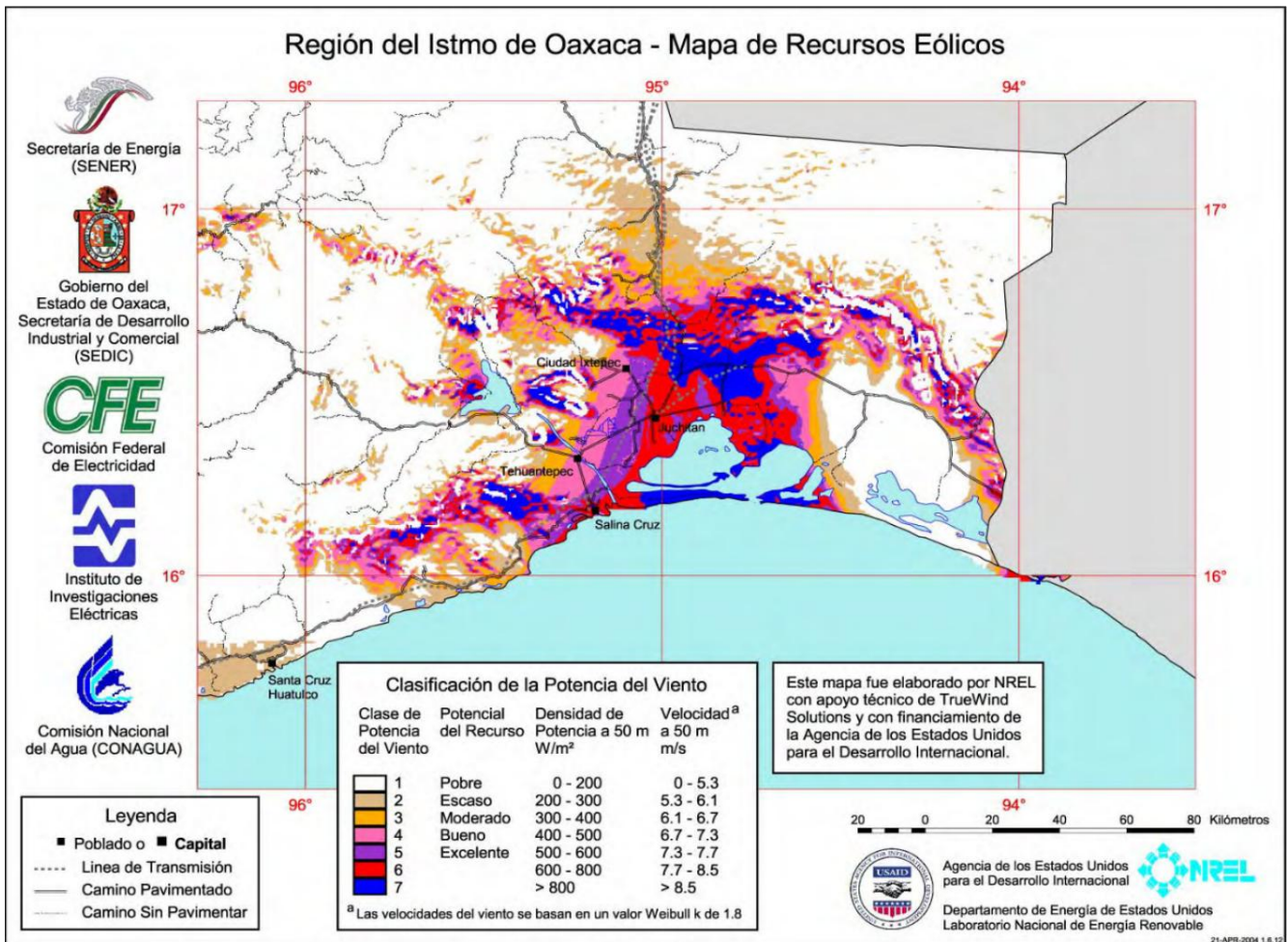
Clasificación de la Potencia del Viento			
Clase	Potencia del Recurso (Escala Comercial)	Densidad de Potencia del Viento @ 50 m agl	Velocidad del Viento (a) [m/s] @ 50 m agl
1	Pobre	0 – 200	0.0 – 5.3
2	Escaso	200 – 300	5.3 – 6.1
3	Moderado	300 – 400	6.1 – 6.7
4	Bueno	400 – 500	6.7 – 7.3
5	Exelente	500 – 600	7.3 – 7.7
6	Exelente	600 – 800	7.7 – 8.5
7	Exelente	> 800	> 8.5

**Cuadro 2.3 Clasificación de la potencia del viento**

(a) La velocidad media del viento se estima asumiendo una elevación sobre el nivel del mar y una distribución Weibull de velocidades del viento con un factor de forma (k) de 1.8. La velocidad media real del viento puede diferir de estos valores estimados por hasta 20%, dependiendo de la distribución real de la velocidad del viento (o valor k de Weibull) y de la elevación sobre el nivel del mar. (NREL, 2004)

Oaxaca es influenciada por tres flujos eólicos predominantes: un viento de noreste a norte de octubre a febrero, un viento del este de marzo a mayo y un viento alisio de este a noreste de junio a septiembre.

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS



**Figura 2.1 Mapa de recursos eólicos del estado de Oaxaca**  
FUENTE: (NREL, 2004)

El mapa que se muestra en la figura 2.1 muestra la localización y la magnitud del recurso eólico en la región del Istmo. El viento fluye con mayor fuerza de noreste a norte y debido a que se presentan episodios de este fuerte flujo en marzo y abril, este es el flujo de viento más predominante en Oaxaca. El origen de este flujo del norte es el gradiente de presión entre la mayor presión del Golfo de México y la menor presión del Océano Pacífico. En la Región del Istmo de Tehuantepec, donde el viento se canaliza con gran fuerza debido a la topografía, el viento puede provenir principalmente del norte a mayor elevación. Los vientos fuertes libres de aire, mayores de 10 m/s en el este de Oaxaca durante esta temporada pueden extenderse de apenas unos cientos de metros sobre el nivel del mar hasta aproximadamente 1200 m sobre el nivel del mar. Por lo tanto, los lugares totalmente expuestos a estos fuertes vientos libres, tales como aquellos lugares en la región canalizada del Istmo y en las cordilleras y terreno expuesto donde estos vientos se canalizan o realzan, pueden tener un recurso eólico anual de Clase 6 o Clase 7. En el oeste de Oaxaca, los vientos libres son de 8 m/s a 10 m/s en esta temporada y se extienden a elevaciones mayores de 2000 m a 2400 m sobre el nivel del mar. Por lo tanto, las áreas expuestas del oeste de Oaxaca donde se canalizan o realzan estos vientos pueden tener un recurso

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

eólico de Clase 4 o mayor.

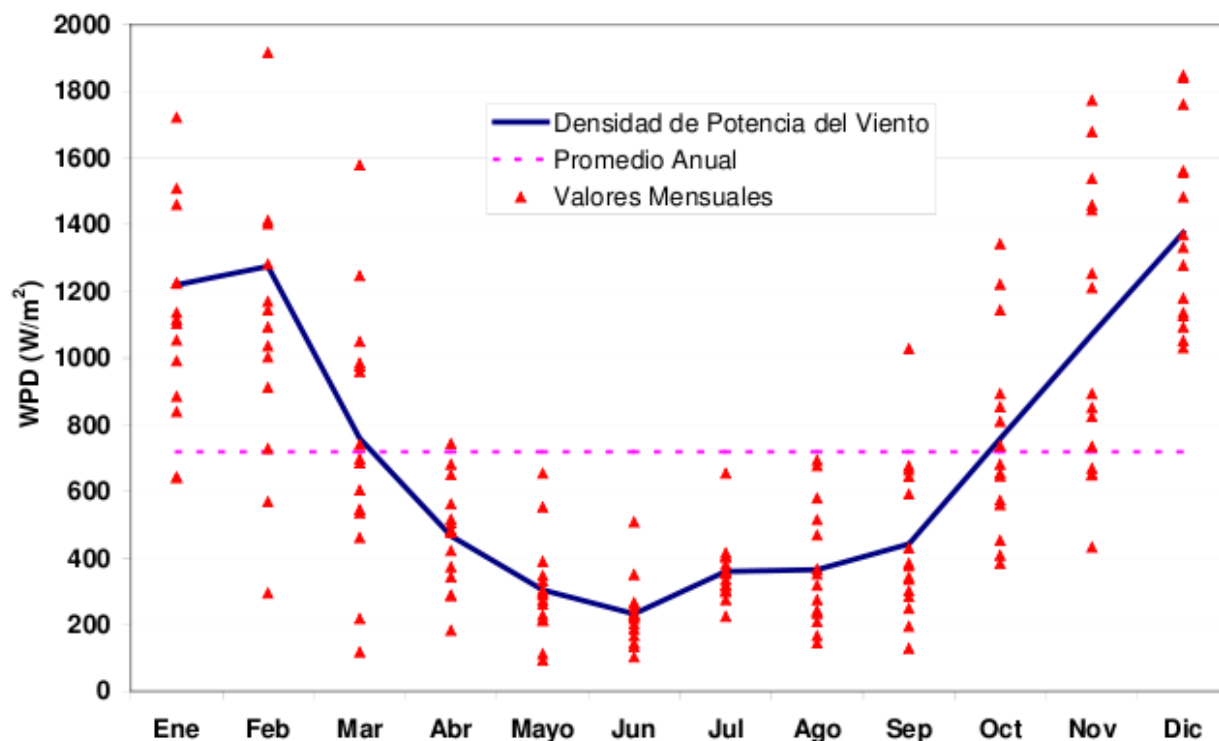


Figura 2.2 Densidad de potencia del viento en el Istmo de Tehuantepec  
FUENTE: (NREL, 2004)

En la figura 2.2 se puede apreciar la potencia del viento a lo largo de los meses del año. Los vientos son generalmente más débiles durante los flujos dominantes del viento del oeste de abril a mayo y durante los flujos del viento alisio del noreste de junio a septiembre. Durante estos meses, los vientos libres pico tienen un promedio de aproximadamente 6 m/s a 7 m/s. El flujo del viento alisio del verano se extiende a 1500 m en el este de Oaxaca. A pesar de que los vientos alisios del verano son sustancialmente menores que los vientos de otoño-invierno, las áreas que canalizan o realzan los vientos de verano del noreste pueden tener un buen recurso eólico durante esta temporada. Ejemplos de estas áreas son La Mata y La Venta, las cuales cuentan con un buen recurso eólico durante los meses de verano.

La distribución estacional exacta del recurso eólico para un sitio en particular de Oaxaca depende de la elevación, su ubicación y su exposición a los flujos de vientos dominantes y más fuertes. En la mayor parte de Oaxaca, los lugares que están bien expuestos a los vientos del norte y del noreste tendrán un recurso máximo de octubre a marzo. Casi todos los lugares con un recurso eólico bueno a excelente en Oaxaca cuentan con una buena exposición a estos vientos y tienen el máximo recurso eólico durante este periodo. Estos lugares incluyen las áreas de viento del Istmo y cordilleras específicas así como otras zonas de Oaxaca donde los vientos del noreste se canalizan o realzan.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

De acuerdo con datos satelitales del viento oceánico (costa afuera), medidos del año 1988 al 2002, los meses de octubre a marzo cuentan con el promedio más alto de potencia del viento, con valores mayores a 600 W/m<sup>2</sup> a una altura de 10 metros. Los meses de potencia pico del viento son diciembre, enero y febrero, cuando los valores exceden 1200 W/m<sup>2</sup>. La temporada baja de potencia del viento es de abril a septiembre, ocurriendo los valores más bajos en mayo y junio. Sin embargo, incluso durante los meses de bajos vientos, el recurso es razonablemente bueno.<sup>5</sup>

### 2.5 Producción de energía

La velocidad con que un aerogenerador gire depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento. A mayor densidad del aire mayor energía recibirá la turbina; lo mismo ocurre con el área de barrido del rotor, mientras más grande sea ésta, mayor cantidad de energía capturaré. La densidad del aire es de 1,225 kg/m<sup>3</sup> a presión atmosférica normal y a 15° C, disminuye ligeramente con la humedad y aumenta cuando hace frío. La potencia obtenida por un aerogenerador se define como:

$$P = 1/2\rho v^3 \pi r^2$$

donde:

P = potencia del viento medida en Watts.

$\rho$  = densidad del aire seco = 1.225 kg/m<sup>3</sup>.

v = velocidad del viento medida en m/s.

$\pi$  = 3.1415926535...

r = radio del rotor en metros

De acuerdo con el régimen de vientos del emplazamiento, es decir, de la velocidad del viento y su variabilidad (turbulencia), se debe elegir un tipo de aerogenerador adecuado para tales condiciones. En el cuadro 2.4 se muestran la clasificación de los aerogeneradores conforme al régimen de vientos donde se pueden aplicar.

Parámetros	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV
V ref [m/s]	50	42.5	37.5	30
V anual [m/s]	10	8.5	7.5	6
sv/v turbulencia	0.17	0.17	0.17	0.17

V ref : valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de diez minutos.

V anual : velocidad media anual a la altura del eje de la turbina.

sv/v turbulencia : turbulencia máxima en un rango de diez minutos.

#### **Cuadro 2.4 Clasificación de aerogeneradores por tipo de régimen de viento de aplicación.**

(Reyes, 2008)

Como las clases I a IV no cubren sitios con velocidades medias anuales mayores que 10 m/s,

<sup>5</sup> Según el NREL, estos datos son la fuente más confiable para caracterizar el comportamiento de los vientos superficiales a lo largo del año. Estos datos fueron comparados con los de cuatro sitios de medición tierra dentro y se comprobó que la distribución estacional del recurso eólico para sitios terrestres con viento en el Istmo puede caracterizarse bien por los datos marinos. <http://www.osti.gov/bridge>



## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

informalmente se habla de una clase 0, que correspondería a los aerogeneradores aplicables en sitios con un régimen de viento excelente.

Las turbulencias son ráfagas de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección; la mayoría de las turbulencias son creadas por los obstáculos que va encontrando el viento a su paso.

Las características del emplazamiento y la disposición de los aerogeneradores en el terreno traen consigo otros aspectos a tener en cuenta con el fin de aprovechar mejor el recurso del viento (Reyes, 2008):

- **Efecto estela.** Parte de la energía del viento que pasa a través de una turbina eólica es aprovechada por el aerogenerador para ser convertida en energía, por lo que el viento que abandona la turbina tiene un contenido energético menor que el que entra y presenta un cambio en sus características de flujo al salir del rotor. Este efecto crea una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento con bastante turbulencia si se compara con el viento que llega a la turbina.
- **Efecto parque.** Si las distancias entre aerogeneradores (tanto en la dirección del viento como en la dirección perpendicular) no son las adecuadas, los efectos del parque tienden a reducir significativamente la cantidad de energía producible; además de que la turbulencia que inducen los rotores pueden incrementar las cargas dinámicas en las máquinas que están atrás de otras, con relación a la dirección del viento, y con ello disminuir su vida útil o aumentar la probabilidad de fallas.
- **Obstáculos.** Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc., pueden disminuir la velocidad del viento en forma significativa (lo cual puede llegar a representar una pérdida de energía del viento de alrededor del 10%) y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

Además de que ocasionan turbulencias, los obstáculos disminuyen la velocidad del viento. La presencia de turbulencias en un emplazamiento provoca roturas y desgastes mayores en la turbina eólica, además de que la energía del viento en estas condiciones no es utilizada eficientemente por las turbinas. Aunque las torres de los aerogeneradores son construidas suficientemente altas para tener velocidades del viento más o menos constantes y evitar así las turbulencias, existen ocasiones que no es suficiente.

### 2.6 Componentes de un aerogenerador moderno

En esta sección se describen los elementos tecnológicos que constituyen un parque eólico así como los conceptos y aspectos técnicos que se toman en cuenta para planear un proyecto de generación eoloeléctrica.

Los subsistemas principales en un aerogenerador moderno se describen a continuación:

**Chasis principal.-** Es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y en su caso, las unidades hidráulicas. Normalmente, está construido a

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

partir de placa y perfiles estructurales de acero soldados; es el principal receptor de los esfuerzos generados en el frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco del freno (las mordazas). Su dimensión y peso depende de las cargas que debe soportar, además está encargado de proteger a los componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

**Rotor.-** Es el subsistema formado por las aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. Las aspas son construidas con perfiles aerodinámicos para capturar la mayor cantidad de energía cinética del viento. Las dimensiones de un aspa van desde los 13 metros para capacidades de 200 kW, hasta 57.5 metros para capacidades de 5MW, éstas últimas para emplazamientos fuera de costa. El material más utilizado para la fabricación de aspas es la fibra de vidrio reforzada con resina de poliéster o con resina epóxica los cuales logran una mejor resistencia.

**Cubo.-** El cubo del rotor es el elemento al que se ensamblan las aspas y el que recibe la potencia que capta el rotor y la transmite a la flecha principal. El diseño de aerogeneradores de dos y tres aspas ha dado lugar a los siguientes tipos de cubo:

- Los *cubos rígidos*, los cuales son utilizados para aerogeneradores de tres aspas, consisten en una estructura metálica hueca que permite que las aspas tengan un acoplamiento perfecto.
- Los *cubos basculantes* son utilizados para aerogeneradores de dos aspas. La diferencia con los rígidos es que permiten que las aspas se puedan mover ligeramente en dirección perpendicular al plano del rotor y así reducir las cargas dinámicas.

**Nariz.-** Es una cubierta frontal en forma de cono que sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior, para eliminar turbulencia indeseable en el centro frontal del rotor y para mejorar el aspecto estético.

**Sistema de transmisión.-** Está compuesto por la flecha principal, la caja de engranes y la flecha de alta velocidad. Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio de su rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal, ésta energía se transmite a la flecha de un generador para producir electricidad (flecha de alta velocidad).

Las cajas de engranes o de transmisión deben ser confiables y fáciles de mantener. Así mismo, deben operar con eficiencia alta y emitir poco ruido. La labor de la caja de transmisión es convertir las 22 revoluciones por minuto (RPM) del rotor a las 1500 RPM's a que necesita girar el generador.

**Generadores eléctricos.-** En la construcción de aerogeneradores son utilizados tanto generadores eléctricos asíncronos como síncronos; ello depende del tipo de generador que se requiera: aerogenerador de velocidad constante o de velocidad variable.

**Asíncronos.-** Existen dos tipos de generadores: tipo jaula de ardilla o tipo rotor devanado. Este tipo de generadores son utilizados para construir aerogeneradores de velocidad constante; son llamados así porque la velocidad angular del rotor no depende de la velocidad del viento, sino de la frecuencia de la

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

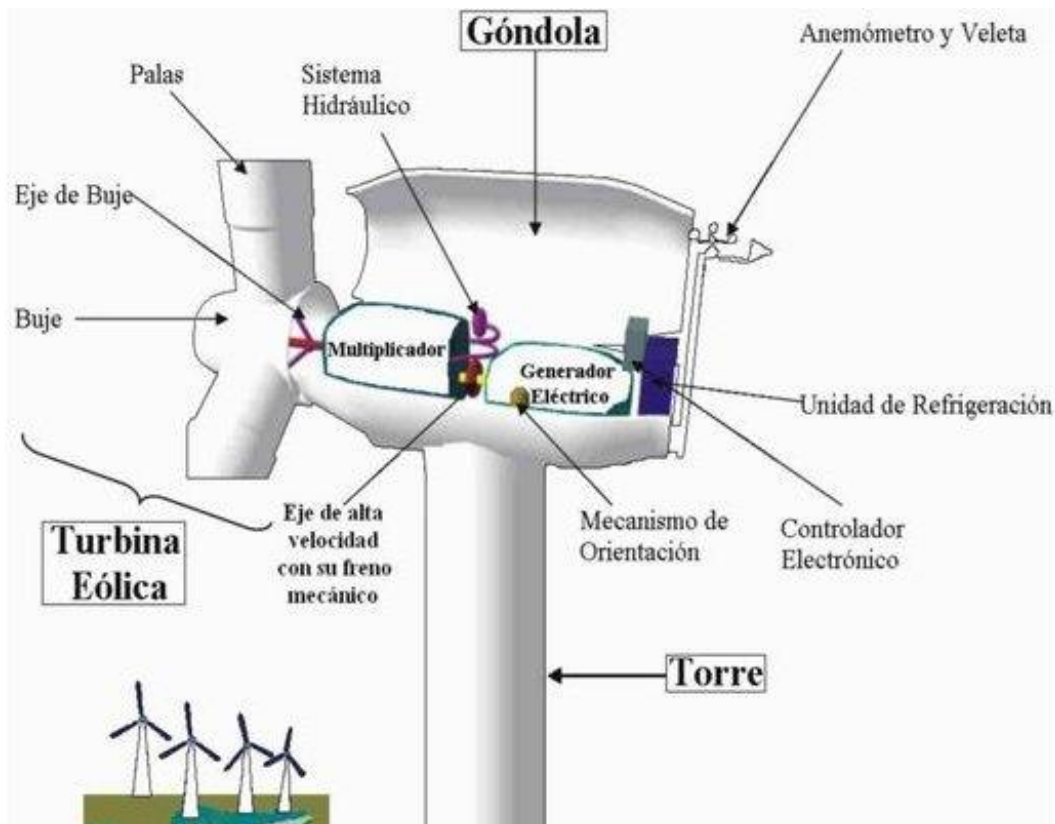


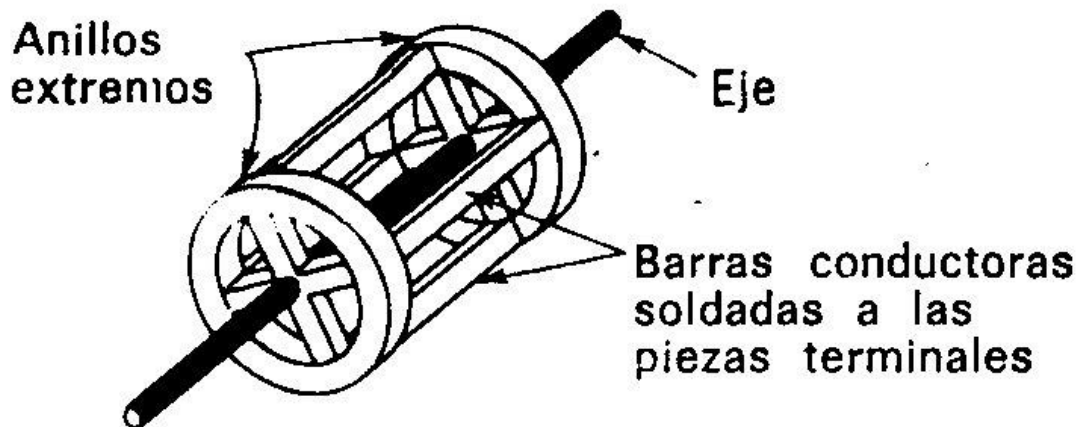
Figura 2.2 Esquema de un aerogenerador

red de interconexión, por lo que la velocidad del rotor permanece constante; no ocupan el recurso eólico al cien por ciento, en la práctica se ha comprobado que por cuestiones técnicas y económicas, esta velocidad de diseño es de 1.7 veces la velocidad promedio del emplazamiento. El generador se conecta directamente a la red mediante un arrancador y un banco de capacitores que reducen su consumo de potencia reactiva.

Los sistemas de velocidad constante en aerogeneradores tienen la ventaja de ser sencillos, confiables, de fácil mantenimiento y que sus componentes eléctricos y electrónicos son de bajo costo. Sus desventajas radican en el desgaste mecánico de algunos de sus componentes, en el consumo de potencia reactiva y en el que su eficiencia está limitada por la frecuencia de la red.

Por otro lado, debido al principio de funcionamiento de las aspas de rotor, los cambios de velocidad del viento son transmitidos a la caja de engranes y por consiguiente, a la flecha y al generador. En el caso de una red eléctrica pequeña, los cambios en la velocidad del viento llegan a producir variaciones de voltaje que se traducen en mayores pérdidas en las líneas de transmisión y en mala calidad de la energía.





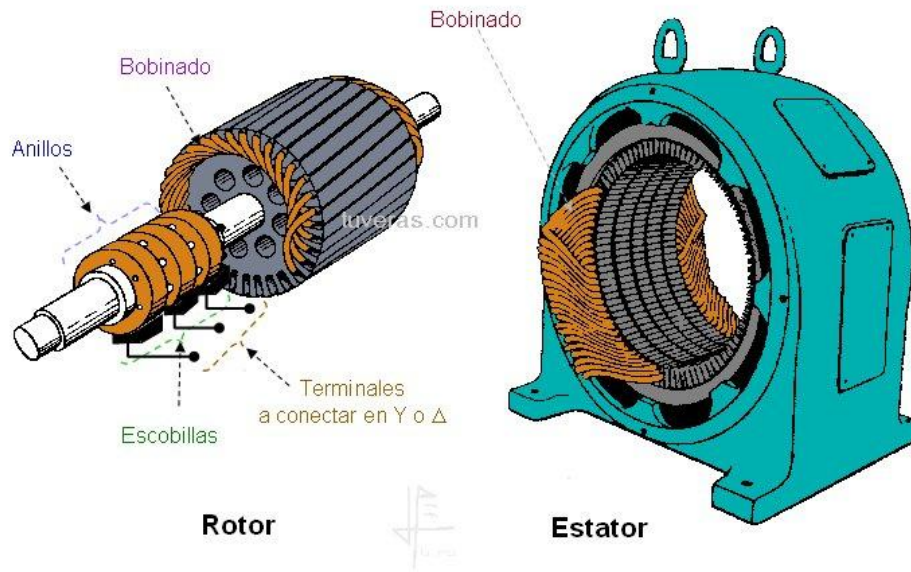
**Figura 2.3 Generador tipo “jaula de ardilla”**

**Síncronos.-** Este tipo de generadores son normalmente utilizados para construir aerogeneradores de velocidad variable; nombrados así porque la velocidad angular de su rotor depende totalmente de la velocidad del aire, por lo tanto extraen más eficientemente la velocidad del viento en el emplazamiento. En los últimos años, estos sistemas han dominado el mercado eoloelectrico por estas características.

En los aerogeneradores con sistemas de velocidad variable los generadores eléctricos no se conectan directamente a la red eléctrica, para permitir que la velocidad de rotación siga a la velocidad del viento produciendo electricidad de frecuencia variable. Para que esta electricidad se pueda transferir a una línea eléctrica convencional, es necesario convertirla a la frecuencia con que se opera dicha línea. Para lograrlo, se utiliza un acondicionador electrónico de potencia que se integra con un rectificador (para convertir la corriente alterna en corriente directa) y un inversor (para convertir la corriente directa en corriente alterna).

Como conclusión estudios teóricos y de campo indican que un aerogenerador con un sistema de velocidad variable, es más eficiente en un 20% a 30% que uno de velocidad constante.

**Sistemas de regulación de potencia de salida y velocidad angular.-** Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica al menor costo posible (generalmente para rendir al máximo a velocidades de 15 m/s). Los aerogeneradores no son diseñados para aumentar su eficiencia en vientos fuertes, porque no son muy comunes. Cuando existen vientos fuertes, es necesario gastar parte del exceso de energía en el viento para evitar daños en el aerogenerador, por lo que todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad: por ángulo de paso y por pérdida aerodinámica o desprendimiento de flujo.



**Figura 2.4 Generador tipo “rotor devanado”**

Los aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled") cuentan con un controlador electrónico ubicado en la turbina del aerogenerador, el cual va comprobando varias veces por segundo la potencia generada; cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio de ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando este disminuye de nuevo; así las palas tienen la característica de que son capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere de una ingeniería muy desarrollada para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el controlador generalmente girara las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades del viento. El mecanismo de cambio de ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

En los aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica o desprendimiento de flujo ("Stall controlled"), las aspas están diseñadas aerodinámicamente de tal modo que, en el momento en el que la velocidad del viento sea demasiado alta, se forme turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Por medio de la aerodinámica, conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación. La pala del rotor de un aerogenerador de este tipo está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación en forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. La principal ventaja de este

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

sistema es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control, por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, además del diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

Los aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica, técnicamente, se parecen a las de regulación activa por cambio de ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar y en que el mecanismo de cambio del ángulo de paso se opera mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva y que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades del viento; por lo que a altas velocidades de viento la producción de potencia eléctrica se mantiene constante. Sus principales desventajas radican en su costo y complejidad.

**Sistemas de orientación.-** Para que un aerogenerador opere con una eficiencia alta, su rotor debe mantenerse perpendicular a la dirección del viento; existen dos formas de hacerlo con rotor a *barlovento* y con rotor a *sotavento*. En el primero, los aerogeneradores se colocan con el rotor de cara al viento; su principal ventaja radica en que evitan el abrigo del viento tras la torre (la mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño). Para aerogeneradores con rotor a *sotavento*, su rotor se sitúa en la dirección contraria al viento, es decir, a *sotavento*. Una ventaja importante es que el rotor puede hacerse más flexible, lo que conlleva a tener una ventaja tanto en cuestión de peso, como en dinámica estructural del aerogenerador, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre. Su desventaja radica en los cambios de potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba.

La mayoría de los aerogeneradores en el mercado actual son del tipo viento arriba o barlovento y utilizan servomecanismos para mantener el plano del rotor en posición perpendicular a la posición del viento; básicamente estos mecanismos son construidos a partir de un cojinete y una corona dentada. La corona está acoplada a piñones montados sobre dos o más servomotores (eléctricos o hidráulicos). Normalmente el subsistema se encuentra habilitado, además, con un freno mecánico. El servomecanismo responde a señales de control que son generadas por el controlador electrónico del aerogenerador, en respuesta a la medición de la dirección del viento hecha por sensores como veletas.

**Sistemas de seguridad.-** Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad enfocados a minimizar la ocurrencia de fallas que pudieran traducirse en daño a los humanos y al equipo mismo. Los subsistemas operan en forma individual o coordinada, su funcionamiento consiste en controladores electrónicos locales que detectan anomalías en la operación de los equipos como: velocidad angular y temperaturas por arriba del máximo aceptable, pérdida de presión en controladores hidráulicos, exceso de vibraciones, pérdida de carga, etc.

Comúnmente, la acción de seguridad es el paro forzado del aerogenerador, el cual puede ser llevado a cabo por distintos medios como: freno de disco de alguna de las flechas, por ángulo de paso de las aspas. Control de orientación al viento. Dependiendo del modelo del aerogenerador se le asigna uno de ellos como el medio principal de frenado.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

**Sistema de control local.-** Cada aerogenerador en una central eoloelectrica tienen un sistema electrónico para controlar y tomar datos (SCADA); la constitución física de los SCADA está basada en microcontroladores o en controladores lógicos programables (PLC's). Sus funciones principales son las siguientes:

- Controlar el proceso de inicio de operación y de conexión a la línea eléctrica, regular la velocidad y la potencia de salida, orientar el rotor con respecto a la dirección del viento, controlar el proceso de paro forzado; además de controlar los elementos auxiliares dedicados a mantener las mejores condiciones de operación normal.
- Ser la interfaz local entre el operador y la máquina.
- Adquirir y procesar los datos del comportamiento operacional de cada aerogenerador.
- Transmisión de datos con los centros de supervisión.
- Cada SCADA está diseñado de acuerdo al modelo de aerogenerador al que sea aplicado; es decir, cada sistema cuenta con sus propios algoritmos y secuencias lógicas. Los SCADA tienen características comunes, pero pueden llegar a ser muy diferentes de una marca de aerogenerador a otra.

**Sistema de refrigeración.-** Los aerogeneradores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de las turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores enfriados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta. Lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque cuentan con un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

**Torres de aerogeneradores.-** La torre del generador soporta la góndola y el rotor. En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las más utilizadas hoy en día son las de acero, las otras dos prácticamente han desaparecido de la industria eólica.

Las torres tubulares de acero son fabricadas en secciones de 20 a 30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". Las torres son troncocónicas (con diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material. Ese tipo de torres integran medios seguros para que el personal de mantenimiento suba al chasis, tienen un aspecto estético agradable, su instalación es fácil y rápida, requieren poco mantenimiento, su base ocupa poco espacio y proporciona el medio de protección e instalación para equipos de control y sistemas eléctricos en piso. Algunas de sus desventajas son que tienen un costo alto, su fabricación requiere de maquinaria especializada y su transportación es difícil y costosa.

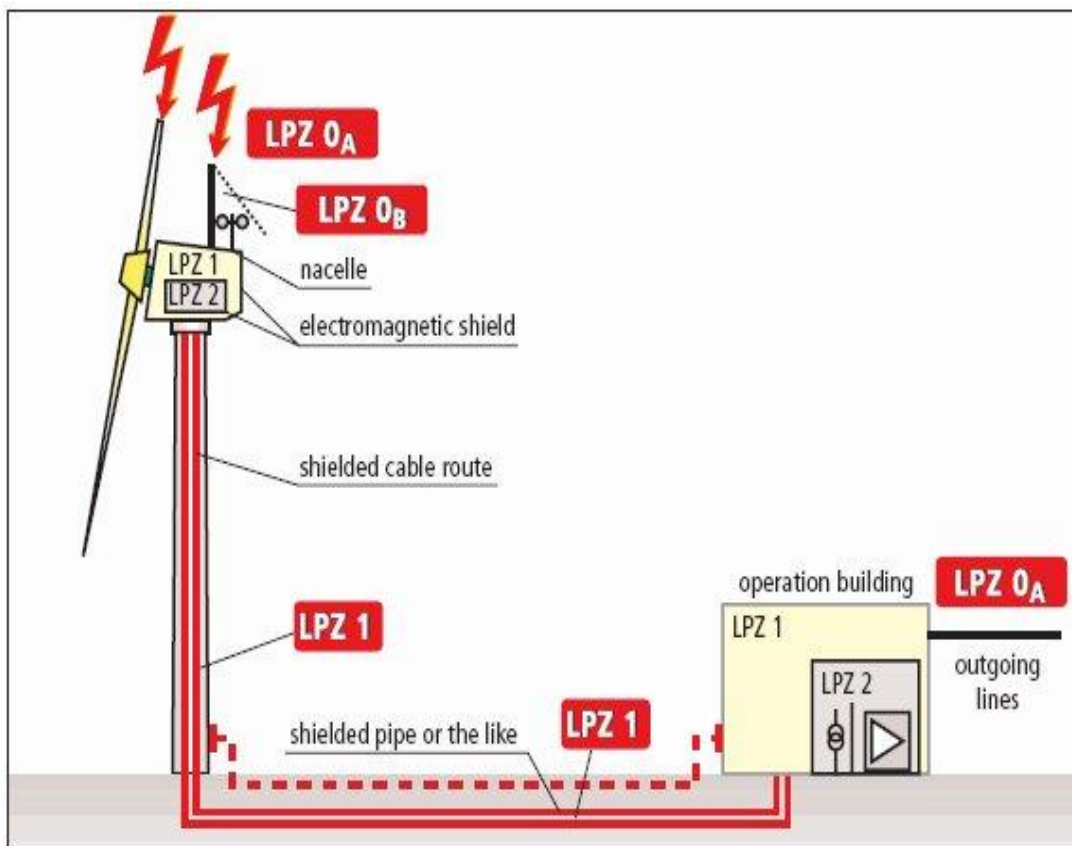
**Sistemas de protección contra descargas eléctricas atmosféricas.-** Los impactos de rayos en aerogeneradores ocasionan daños severos a componentes importantes; en particular las aspas pueden sufrir daños catastróficos. Otras áreas de posible daño son los sistemas eléctricos., los sistemas de control y las líneas de comunicación de datos. La probabilidad de ocurrencia de este tipo de problemas depende del nivel ceraúnico (intensidad de rayos y tiempo de retorno de tormentas eléctricas) del emplazamiento. En mayor o menor medida, los aerogeneradores comerciales cuentan con medios de protección contra rayos, los cuales se refuerzan incorporando dispositivos supresores de transitorios

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

(tubos de descarga por gas o varistores de óxido metálico) como se muestra en la figura 2.4.

Los equipos que van conectados al sistema de tierras son desde la torres del aerogenerador, la carcasa y neutro del generador, la caja de engranes, tanque y neutro del transformador de distribución, pantallas metálicas de los cables de energía, tableros de fuerza y control, sistema de protección contra sobretensiones (apartarayos); entre sus funciones principales, los sistemas de tierras establecen un camino de retorno para las corrientes de falla y previenen daños en el sistema eléctrico.

**Sistemas auxiliares.-** Los equipos e instalaciones que conforman los sistemas auxiliares en un parque eólico son: alumbrado, sistemas contra incendio, transformador de servicios, planta de emergencia y baterías.



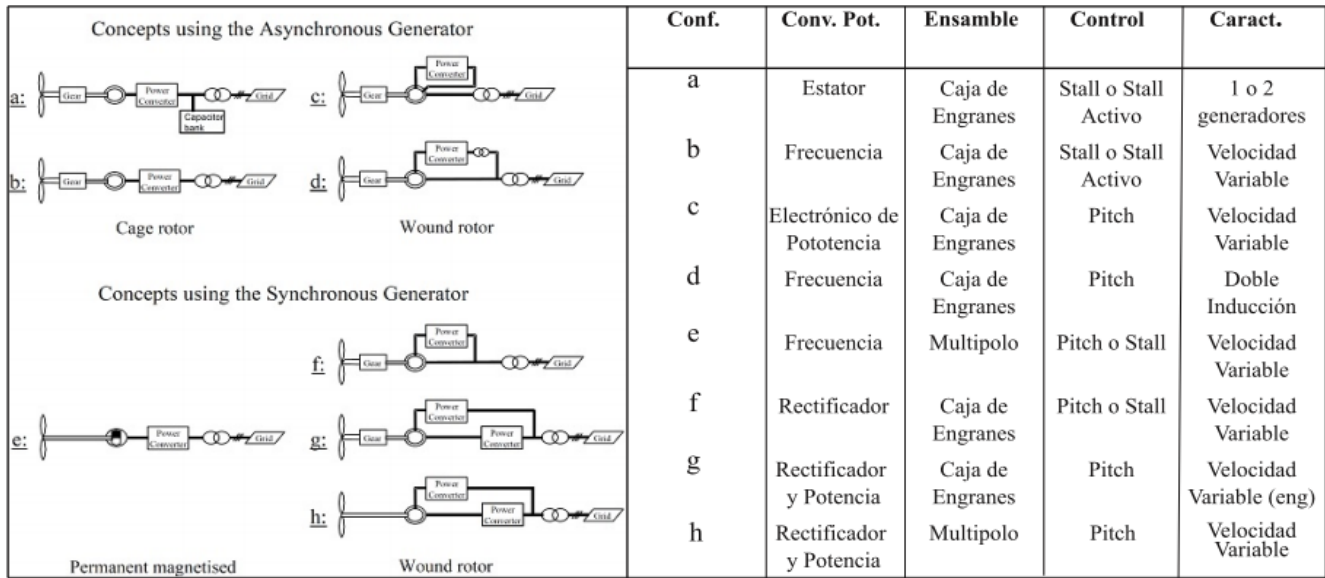
**Figura 2.5 Sistema de protección contra descargas eléctricas.**

FUENTE: (Noriega Estefanova, 2006)

**Generadores eoloeléctricos y redes eléctricas.-** La electricidad generada por un parque eólico se inyecta típicamente a la red de transmisión de energía eléctrica; sin embargo, proyectos relativamente pequeños (menores que 10 MW) se pueden conectar a la red de distribución. Los aerogeneradores individualmente están interconectados a media tensión (por lo general 345 kV). Es en una subestación donde los transformadores incrementan el voltaje para la conexión a la red de transmisión a alta tensión. Existen varias configuraciones del sistema eléctrico que dependen fundamentalmente del tipo

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

de generador eléctrico que se emplea y del subsistema de acondicionamiento de potencia. Algunas configuraciones presentan ventajas en costo, mientras que otras presentan ventajas en su desempeño y grado de compatibilidad con las redes eléctricas. La tendencia de diseño apunta hacia las configuraciones que pueden satisfacer las más altas exigencias con relación a su mejor integración a la red eléctrica (p. ej., reglas conocidas como códigos de red).



**Figura 2.6 Configuraciones típicas de aerogeneradores**  
(Jaramillo Salgado, 2010)

En la figura 2.6 se muestran las configuraciones típicas de aerogeneradores donde se utiliza el generador asíncrono y el generador síncrono. Dependiendo de cada configuración es el convertidor de potencia que se emplea.

Es importante tener en mente que en las redes eléctricas las variaciones de potencia y de voltaje, así como las de frecuencia se deben controlar para mantener el balance entre la potencia real y reactiva, además de evitar la generación de armónicos indeseables en el suministro eléctrico. Otro aspecto que ha cobrado gran importancia es dotar a los aerogeneradores de capacidad para mantenerse en línea ante una falla transitoria de la red eléctrica y aportar potencia reactiva para contribuir a la recuperación de la operación normal. La potencia suministrada por los aerogeneradores interconectados a la red eléctrica debe ser constantemente supervisada y controlada para asegurar la calidad del suministro eléctrico

## 2.7 Aspectos económicos

Los costos de inversión en una planta de energía eólica se muestran en el siguiente cuadro:

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

INVERSIÓN	
CONCEPTO	% DE LA INVERSIÓN
Aerogeneradores	74-82%
Cimentación	1-6%
Obra eléctrica	1-9%
Conexión a la red	2-9%
Consultoría	1-3%
Costos financieros	1-5%
Construcción de caminos	1-5%

**Cuadro 2.5 Costos de inversión de un parque eólico**

FUENTE: (Borja Díaz, Aspectos económicos de la generación eoloelectrica, 2009)

A continuación se describen los aspectos que se muestran en el cuadro 2.4. Por un lado se menciona los costos de los aerogeneradores y por el otro los costos de instalación donde ven incluidos todos los demás con excepción de los costos financieros.

**Costo de los aerogeneradores.-** Los aerogeneradores representan la mayor parte de la inversión, tal como puede verse en el cuadro 2.4. El precio medio de los aerogeneradores para los grandes parques eólicos está alrededor de 1000 USD por kilowatt de capacidad instalado (Danish Wind Industry Association, 2003). Así mismo, para un proyecto a nivel prefactibilidad el porcentaje del costo de las turbinas respecto al total de la inversión se recomienda que se use 75% (Snell, 2009).

**Costos de instalación.-** Incluyen las cimentaciones, normalmente hechas de hormigón armado, la construcción de carreteras (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción), un transformador (necesario para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 10-30 kV para la red eléctrica local), conexión telefónica para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los costos de cableado, es decir, el cable que va desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV (Danish Wind Industry Association, 2003).

Los costos de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las condiciones del suelo, es decir, de lo barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la distancia a la carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una grúa móvil hasta el sitio, y la distancia a una línea de alta tensión capaz de manejar la producción de energía máxima de la turbina (Danish Wind Industry Association, 2003).

Los costes de transporte de la turbina pueden entrar en los cálculos, si el emplazamiento es muy remoto, aunque normalmente no son superiores a unos 15.000 dólares americanos (Danish Wind Industry Association, 2003).

Es más barato conectar muchas turbinas en la misma localización que conectar una sola. Por otra parte, hay limitaciones a la cantidad de energía eléctrica que la red local puede aceptar. Si la red eléctrica es demasiado débil para manejar la producción de la turbina, puede ser necesario un refuerzo de red, es decir, una extensión de la red eléctrica de alta tensión. Quién debe pagar por el refuerzo de red (si el propietario de la turbina o la compañía eléctrica) varía de un país a otro.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

En México se llevó a cabo un proceso de temporada abierta para el registro de proyectos de generación eoloelectrica en el Istmo de Tehuantepec, de esta forma se tiene una capacidad reservada de 1491 MW, misma que ha permitido cuantificar las necesidades de infraestructura de transmisión. Hoy se están llevando a cabo las obras de tendido de 425.8 km de líneas de transmisión en 400 kV y la instalación de una subestación (La Ventosa) para recibir la electricidad generada por los proyectos asociados a la Temporada Abierta y las centrales Oaxaca II, III y IV (CFE, 2010).

**Costos de operación y de mantenimiento en aerogeneradores.-** Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120.000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años. Esto supone mucho más que un motor de automóvil, que dura generalmente alrededor de 4.000 a 6.000 horas. La experiencia muestra que los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo (Danish Wind Industry Association, 2003).

Actualmente los costos de operación son:

- Costo del terreno (entre 0.5% y 1% del costo inicial de las turbinas); si es alquiler. Usualmente está fijado en un porcentaje (2% a 4%) de la venta de energía.
- Costo del seguro (entre 0.7% y 1% anual del costo inicial de las turbinas)
- Costo del personal dedicado a la operación (0.5% anual del costo inicial de las turbinas)
- Costo de administración (0.5% del costo inicial de inversión)

Para efectos de un estudio de prefactibilidad, se recomienda contar con un costo total de operación y mantenimiento de un 5% del costo inicial de las turbinas (Snell, 2009).

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0,01 dólares americanos/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción (Danish Wind Industry Association, 2003).

Los costos de operación y mantenimiento pueden variar con el tamaño de la turbina, puede haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

**Reinversión en la turbina (reacondicionamiento, revisión general).-** Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las palas y para el multiplicador. Los propietarios de aerogeneradores que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la turbina haciendo una revisión general de la turbina, p.ej. reemplazando las palas del rotor. El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 10 por ciento del precio de la turbina. (Borja Díaz, Aspectos económicos de la generación eoloelectrica, 2009)

**Tiempo de vida de proyecto.-** Los componentes de la mayoría de los aerogeneradores del mercado están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para



## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto. La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años. La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento (Danish Wind Industry Association, 2003).

**Producción de energía en un aerogenerador.-** El gráfico muestra como la producción de energía anual (en millones de kWh) varía con la intensidad del viento de la localización. Con una velocidad de viento media de, digamos, 6.75 m/s a la altura del buje, obtendrá alrededor de 1,5 millones de kWh de energía anuales.

La producción de energía anual varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento a la altura del buje. El grado de variabilidad de la producción de energía respecto a la velocidad del viento varía con la distribución de probabilidad del viento. En este gráfico tenemos tres ejemplos con diferentes valores de  $k$  (factores de forma).

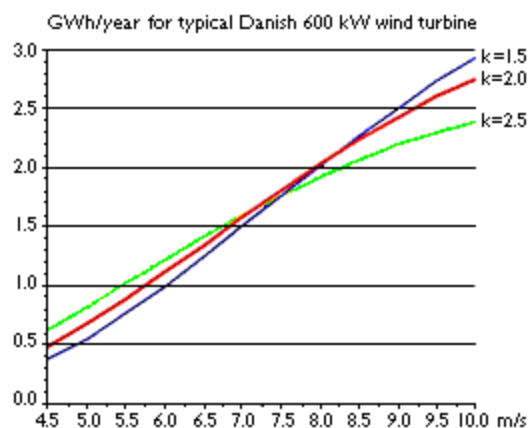
**Factor de disponibilidad.-** Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan factores de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo. La producción de energía total se ve generalmente afectada en menos de un 2 por ciento, dado que los aerogeneradores nunca están en funcionamiento durante los vientos fuertes. Un grado tan alto de fiabilidad es extraordinario, comparado con otros tipos de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (p.ej. la variabilidad del viento) que son mucho mayores.

**Costos de potencia reactiva.-** La mayoría de aerogeneradores están equipados con los denominados generadores asíncronos, también llamados generadores de inducción. Estos generadores necesitan corriente de la red eléctrica para crear un campo magnético dentro del generador con el fin de funcionar. Como resultado, la corriente alterna de la red eléctrica cercana a la turbina se verá afectada (desplazamiento de fase). En algunos casos esto puede hacer que disminuya (aunque en algunos casos aumenta) la eficiencia de la transmisión de electricidad en la red vecina, debido al consumo de potencia reactiva.

En casi todo el mundo las compañías eléctricas exigen que los aerogeneradores estén equipados con una batería de condensadores eléctricos conmutables, que compensan parcialmente este fenómeno (por razones técnicas no quieren una compensación total). Si la turbina no cumple las especificaciones de la compañía eléctrica, el propietario puede tener que pagar cargos adicionales.

Normalmente, este no es un problema que preocupe a los propietarios de aerogeneradores, ya que los fabricantes experimentados suministran por rutina de acuerdo con las especificaciones de la compañía eléctrica local.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS



**Figura 2.5 Producción de energía de un aerogenerador de 600 KW**

**Amortizaciones.-** Antes de impuestos, esto es: generalmente, las inversiones que tienen una alta tasa de rentabilidad antes de impuestos, no obstante, tendrán una tasa de rentabilidad incluso mayor después de impuestos. Esto sorprende a la mayoría. Sin embargo, la razón es que los reglamentos de amortización para toda esta clase de negocios tienden a ser muy favorables en la mayoría de países. Con rápidas amortizaciones de los impuestos se obtiene una mayor rentabilidad de la inversión, dado que se permite deducir la pérdida de valor del activo más rápidamente de lo que en realidad lo hace. Esto no es nada particular de los aerogeneradores. Es cierto para todo tipo de inversiones financieras (Danish Wind Industry Association, 2003).

En el caso de México, el 1° de diciembre de 2004 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la modificación a la Ley de Impuesto sobre la Renta (ISR). De acuerdo a lo que establece la nueva fracción XII del Artículo 40, los contribuyentes del ISR que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, pueden deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio (Castro, 2007).

### 2.8 Aspectos sociales

La generación eoloelectrónica es una de las fuentes de energía renovable que más fuentes de empleo genera, sobre todo en medianas y pequeñas empresas. Para finales de 1996, la Asociación Europea de Energía Eólica estimó que en Europa ya existían más de 20 000 personas trabajando en la industria eoloelectrónica. Al día de hoy, esa cifra es casi el triple. Se estima que por cada puesto de trabajo en la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores se crea al menos otro puesto de trabajo en sectores asociados (asesorías, investigación, finanzas, etc.) (Martínez, 1997)

Componentes	Empleos: Hombres / año
Palas	50
Torre	37

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Capota + Protección del buje	11
Chasis	10
Transformador	5
Otros	12
<b>Total</b>	<b>125</b>

**Cuadro 2.6 Relación Componentes – Empleos**  
(Martínez, 1997)

Dinamarca, un país en que la industria eólica tiene más de tres décadas de existir, es un buen ejemplo para observar el papel de la industria eólica en la generación de empleos.

La industria eólica danesa tenía alrededor de 8.500 empleados en 1995. A continuación se muestra cómo se dividen entre los diferentes componentes:

En realidad la producción de aerogeneradores crea un 50 por ciento más de empleos, dado que los fabricantes daneses importan muchos de los componentes, como multiplicadores, generadores, bujes, etc. del extranjero. Además, los empleos generados por la instalación de los aerogeneradores en otros países.

Como ya se vio, la construcción de una planta de generación eléctrica en cualquier región puede traer consigo beneficios económicos y sociales, como la creación de empleos. Además puede traer otros beneficios como mejoramiento de la infraestructura en la región como caminos, puentes, creación de industrias, etc.

<b>Componente del aerogenerador</b>	<b>Número de empleos</b>
Ensamblaje de la turbina	3 600
Palas del rotor	2 000
Controladores	700
Frenos, hidráulica	200
Torres	1 500
Instalación de las turbinas	300
Otros	300
<b>Total</b>	<b>8 300</b>

**Cuadro 2.7 Relación de Empleos por componente en Dinamarca (1995)**

FUENTE: (Danish Wind Industry Association, 2003)

El tema de la seguridad en torno a los parques eólicos es un tema importante para la sociedad, sobre todo para los pobladores de lugares cercanos a alguna central eoloeléctrica.

Sin embargo, los riesgos de accidentes en la industria eólica están asociados a la fabricación de sus componentes (generadores, cajas de transmisión, etc.) más que a la construcción o armado de los mismos aerogeneradores.

Algunos de los aspectos que más preocupan a los pobladores cercanos a un parque eoloeléctrico es que

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

falle la estructura de alguna de las aspas y ocasione que un fragmento salga disparado hacia sus poblados; al respecto se han hecho estudios y pruebas para situaciones críticas como una falla general en los sistemas de seguridad o una falla estructural de un aspa, para lo que se estima que un proyectil no viajaría más de 800 metros y que sin la condición de *embalamiento* no llegaría más allá de 350 metros. Asimismo, estos estudios sugieren que es muy poco probable que caigan sobre una persona, sobre todo si dentro de dicho perímetro no existen viviendas, caminos, zonas de esparcimiento, etcétera. (Reyes, 2008)

A la fecha, existen miles de aerogeneradores instalados en centrales eoloeléctricas alrededor del mundo, algunos de ellos ya tienen operando más de 15 años. Aunque en ciertas ocasiones han ocurrido fallas graves en centrales eoloeléctricas, también lo es que no han ocasionado daños a personas ajenas a las centrales (Reyes, 2008).

En cuanto a la seguridad pública, una central eoloeléctrica no implica riesgos importantes. Es decir, una falla catastrófica que llegue a destruir todos los aerogeneradores de una central eoloeléctrica no significaría nada al compararse con una catástrofe en otro tipo de centrales o un gran incendio que involucre cantidades importantes de combustibles fósiles.

### 2.9 Aspectos ambientales

Aun cuando la energía eólica es una energía limpia, una instalación de gran tamaño produce alteraciones en el medio físico y socioeconómico. Las alteraciones del medio físico sólo afectan a la superficie ocupada y áreas colindantes, mientras que las del medio socioeconómico suelen afectar a escala local y regional.

Impacto sobre las comunicaciones.- Los sistemas de gran tamaño llegan a interferir con las señales de alta frecuencia, como las de televisión y comunicación, cuando la aeroturbina está ubicada entre el emisor y receptor. Estas interferencias ocurren debido a que la señal transmitida es reflejada en las aspas de la aeroturbina interactuando con la señal original y provocando fluctuaciones en su amplitud y frecuencia. Estudios preliminares indican que esto ocurre en un área de 400 m de radio de la turbina para señales de muy alta frecuencia (VHF) y de 4800 m para señales de ultrafrecuencia (UHF) (Jiménez, 2001).

Impacto sobre la fauna.- Los lugares más apropiados para construir parques eólicos suelen coincidir con las rutas de las aves migratorias, o donde las aves aprovechan vientos de ladera, lo que hace que entren en conflicto los aerogeneradores con aves y murciélagos. Consiste en colisiones o electrocución de aves con la torre y la aeroturbina cuando el aerogenerador está instalado en la ruta de aves migratorias. El vuelo nocturno de los pájaros puede ser perturbado al ser atraídos por las luces de la parte alta de la estructura, incrementando la posibilidad de choque. Con el tiempo ocurre que la colisión contra los aerogeneradores deja de producirse, ya que las aves se acostumbran a ellos y a su movimiento desviando su trayectoria. Sin embargo persiste la colisión con las líneas de transmisión aéreas. Para minimizar estos riesgos se deben instalar elementos de fácil visibilidad alrededor del cable (cinas, balones, espirales, etc) o enterrar las líneas (alternativa de mayor costo). Normalmente, las líneas aéreas situadas en paralelo con los aerogeneradores no precisan de estos aditamentos, ya que

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

como se ha indicado, las aves salvan el obstáculo de los aerogeneradores (Jiménez, 2001). Cada temporada transitan millones de aves migratorias de 130 especies por la zona del istmo de Tehuantepec; entre las especies en peligro de extinción se encuentran la aguililla de alas anchas, la aguililla migratoria mayor y el halcón peregrino. Por eso es necesario llevar a cabo medidas precautorias si se quiere evitar un daño ecológico (Henestrosa Orozco, 2009).

**Impacto al paisaje.-** Los parques eólicos deben de estar en áreas expuestas a los vientos para que sean económicamente viables y por lo tanto están visibles. La reacción a la vista de una granja es altamente subjetiva. Muchas personas lo ven como un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía y otras lo ven como una adición no deseada al paisaje.

La industria eólica ha desarrollado técnicas utilizando fotomontaje y animación por computadora y mapas zonales de la influencia visual para prever la apariencia que tendrá un parque eólico. Así se tiene que una turbina eólica de 1,5 MW luce ligeramente diferente que una máquina de 500 kW, así que la tendencia es a disponer de máquinas de mayor potencia para reducir el efecto visual subjetivo de una dada capacidad instalada. Otro aspecto estético importante lo da la estructura que soporta al aerogenerador. La mayoría de las turbinas son actualmente instaladas sobre esbeltas torres de acero tubular, las cuales son para la mayoría de las personas estéticamente más agradables que las torres enrejadas clásicas de las líneas de alta tensión (Rapallini, 2002).

**Ruido.-** Las turbinas eólicas modernas son bastante silenciosas y lo serán más en el futuro. Cuando se planifica una granja eólica, se debe prestar especial cuidado cualquier sonido que pueda ser escuchado desde el exterior de las casas vecinas. Adentro de las casas el nivel será mucho menor, aún con las ventanas abiertas. El potencial efecto del sonido es usualmente evaluado estimando el nivel sonoro que será alcanzado cuando el viento sople desde las turbinas hacia las casas, consideración que es conservativa. El sonido de las turbinas eólicas aumenta ligeramente con la velocidad del viento. Se ha puesto mucho esfuerzo para crear la presente generación de turbinas como máquinas silenciosas a través tanto del diseño de las palas como el de las partes mecánicas de la máquina (Rapallini, 2002). En realidad no existen normas ambientales que regulen la contaminación por ruido que hayan sido emitidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y que sean específicas para la energía eólica (Henestrosa Orozco, 2009). Por ello resulta necesario que las instituciones correspondientes generen una normatividad que considere los límites aceptables del ruido producido no sólo por un aerogenerador sino por un grupo de aerogeneradores que serán instalados en la región del Istmo de Tehuantepec.

### 2.10 Financiamiento con bonos de carbono

Para ayudar a los países desarrollados a cumplir con sus metas de reducción de emisiones, y para fomentar la participación del sector privado y de los países en desarrollo al esfuerzo global de mitigación del cambio climático, el Protocolo de Kyoto incluye tres mecanismos de flexibilidad: el Sistema de Comercio de Emisiones (SCE), el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y el Mecanismo de Implementación Conjunta (MIC). Esto dio origen a los “mercados de carbono”, los ámbitos donde se comercian reducciones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

El MDL permite a proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo ganar créditos de reducción certificada de emisiones (CER), cada uno equivalente a una tonelada de CO<sub>2</sub>. Esos CER pueden ser comercializados, vendidos y utilizados por los países industrializados para cumplir con una parte de sus objetivos de reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kyoto.

Los precios de los CER se cotizan en euros (€) o, menos frecuentemente, en dólares estadounidenses (USD) para su venta en el mercado global. Las estructuras de precios usuales en el mercado son fija, flotante, o estimada a partir de un modelo de comisiones. Los precios fijos derivan de un acuerdo de compra-venta entre las partes que no variará en los años futuros y no se verá afectado por las fluctuaciones del mercado. El precio flotante es un porcentaje del promedio del precio de los EUA (los permisos de emisión transados en el mercado europeo) o bien del precio de los CER en el mercado secundario (mercado de valores) (Finanzas Carbono, 2011).

El precio de los CER en el mercado primario (directo del Mecanismo de Desarrollo Limpio) ha presentado fluctuaciones que van desde los 22 hasta los 8 €/CER del 2008 a la fecha. En diciembre de 2010, el precio promedio del CER fue de 12.21 €/CER y se prevé que para este año sea aproximadamente 12.05 €/CER (Natsourse, 2010).

### 2.11 Marco regulatorio de la energía en México

La reciente reforma energética del 2008 ha transformado de manera importante al Sector Eléctrico Mexicano, ya que abre más las oportunidades de que el sector privado participe en la producción de energía a través de las distintas modalidades de inversión. Dentro de esta reforma, se les asigna un importante lugar a las energías renovables, en particular a las tecnologías de minihidroeléctrica (de capacidad menor a 30 MW), hidroeléctrica y eolieléctrica para autoabastecimiento, cogeneración y para el servicio público. No obstante, fue desde 1992, con la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que se empezó a permitir la participación de particulares en el sector. En conjunto con dichas leyes, el ejecutivo federal publicó la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que tiene como objetivo “promover la utilización, desarrollo e inversión, en las energías renovables y en la eficiencia energética” (SENER, 2011).

En el caso específico de la energía eolieléctrica, organismos nacionales como la SENER e internacionales como el Banco Mundial, la ONU y los países que suscribieron el Protocolo de Kyoto, apoyan el desarrollo de esta tecnología en países subdesarrollados y en los llamados países emergentes como México, mediante créditos, subsidios e inversiones como sucede con los bonos de carbono.

Por otra parte, la crisis financiera internacional y la recesión económica que vive México, han provocado ajustes en los pronósticos de crecimiento económico que apuntan a una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.7% en el escenario base, y de 1.8% en el escenario de menor crecimiento para el periodo 2010-2024 (CFE, 2010). Esto significa que se espera un bajo consumo de bienes y servicios como la electricidad.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

En esta parte del trabajo se tratará la información relevante sobre el mercado eléctrico en México, quién y cómo se produce la electricidad, las tendencias de consumo, ventas, demanda máxima, a nivel nacional y a nivel local para el proyecto que aquí se expone. Se estudiará de manera más profunda lo que corresponde al desarrollo de la energía eólica y en específico en la zona de Oaxaca, que es donde se localiza nuestro proyecto y donde existe el mayor desarrollo de parques eólicos en la actualidad.

A continuación se citan las principales leyes que regulan al sector eléctrico en México. Se hace una síntesis de los aspectos relevantes para este trabajo.

**Artículo 27 constitucional, Párrafo 6º.-** “Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.” (Reformado mediante decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de Febrero de 1975).

Este artículo ha permanecido así desde entonces. Sin embargo, se han reformado leyes secundarias donde se abre la posibilidad de que particulares participen en la generación de energía, inclusive en el servicio público (ver parte II del artículo 3º de la LSPEE).

**Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.-** (LSPEE) Es reformada en 1992 por decreto del entonces presidente Carlos Salinas de Gortari. En esta se establece que (Art. 3º) “No se considera servicio público:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- II. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;
- III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y
- V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. **D. O. F. 23 de diciembre de 1992 ”**

La modalidad de *autoabastecimiento* permite a personas físicas o morales generar su propia electricidad; *cogeneración* se refiere a producir electricidad a partir de vapor u otro tipo de energía secundaria, destinada al autoabastecimiento de los productores; generar electricidad proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación se denomina producción independiente; generar electricidad (hasta 30 MW) para ser vendida exclusivamente a CFE, la cual estaría obligada a comprarla, mediante un contrato, o destinada a la exportación o al autoabastecimiento de zonas rurales, en cuyo caso el límite máximo sería de 1 MW, se denomina *pequeña producción* (Reyes, 2008). *Productor Independiente de Energía* (PIE) es un esquema que consiste en Generación de electricidad por parte de permisionarios (particulares) para su venta exclusiva a CFE.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

**Ley de la Comisión Reguladora de Energía.-** En torno a la energía eléctrica, esta comisión tiene como objeto (Art. 2) “promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

- I. El suministro y venta de energía a los usuarios del servicio público;
- II. La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;
- III. La adquisición de energía eléctrica que se destine a servicio público;
- IV. Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre estas y los titulares de servicios para la generación, explotación e importación de energía eléctrica;...”

Según el Artículo 3 de esta ley la comisión tiene las siguientes atribuciones concernientes a la energía eléctrica:

- I. Participar en la determinación de tarifas de suministro y venta de energía eléctrica;
- II. Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, de los ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquéllos para el suministro de energía eléctrica;
- IV. Opinar, a solicitud de la Secretaría de Energía, sobre la formulación y seguimiento del programa sectorial en materia de energía; sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación del sistema eléctrico nacional; sobre la conveniencia de que la Comisión Federal de Electricidad ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes;
- XII. Otorgar y revocar los permisos que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas;
- XIII. Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de actividades reguladas;
- XV. Proponer a la Secretaría de Energía actualizaciones al marco jurídico en el ámbito de su competencia, así como los términos en los que la Comisión pueda participar con las dependencias competentes en la formulación de los proyectos de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias y normas oficiales mexicanas relativas a las actividades reguladas;

**Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables.-** *Tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética. (Art. 1º)*

La SENER tiene como atribuciones para la Estrategia las de “elaborar y coordinar el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables; coordinar el Consejo Consultivo para las Energías Renovables; definir, en conjunto con la secretaría de economía, políticas y medidas para fomentar una mayor integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las



## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

energías renovables y su transformación eficiente; observar el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales adquiridos en materia de aprovechamiento de energías renovables y cambio climático.” (Art. 6º)

La CRE, “ sin perjuicio de las que su propia ley le otorga, tendrá dentro de sus atribuciones expedir las normas, directivas y metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría” (Art. 7º)

### 2.10 Metodología

Para este estudio se hará uso de técnicas de evaluación de proyectos.

#### Definición de objetivos

- Analizar el mercado de la energía eléctrica en México, sus tendencias y posibilidades de desarrollo.
- Formular un proyecto de parque eólico localizado en el Istmo de Tehuantepec, de manera general, para poder definir costos.
- Evaluar el proyecto.
- Identificar los principales rubros a atacar para reducir costos y generar propuestas para el desarrollo de la energía eólica en el país.

#### Herramientas a utilizar

Se va a utilizar la metodología de evaluación de proyectos como herramienta para conseguir los objetivos de este trabajo. De esta, se utilizan las herramientas del estudio de mercado, el estudio técnico y el estudio económico (Baca Urbina, 2005).

**Estudio de Mercado.** Tomando como base la metodología de evaluación de proyectos, en lo referente a estudio de mercado, se analizará la composición de la oferta y la demanda; la participación que tiene el estado y los particulares; la participación de las distintas tecnologías de generación; la participación de las energías renovables; la proyección y las tendencias de la energía eólica; las modalidades bajo las cuales pueden participar los particulares; los incentivos fiscales por parte del gobierno mexicano y los apoyos por parte de organismos internacionales a este tipo de energía. Se deben conocer los porcentajes de energía que provienen de proveedores privados así como de las empresas paraestatales y el precio de la energía (capacidad instalada) (Baca Urbina, 2005).

**Estudio Técnico.** Se sabe de antemano que existe la posibilidad técnica de aprovechar los recursos eólicos que tiene México en La Ventosa, ya que existen plantas operando ya en esta región, además de que este tipo de energía se ha venido explotando desde hace casi dos décadas por países como Dinamarca, Alemania y España.

Se determinará el tamaño de proyecto en base a la información disponible en guías y manuales de

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

inversión. Se debe conocer las características del recurso eólico y del terreno para poder determinar una distribución favorable de las turbinas en el emplazamiento. Además se compararan distintos modelos de turbinas con la finalidad de obtener un modelo que busque maximizar la producción de energía.

**Estudio Económico.** Se determinarán los costos de producción (estudio técnico), costos de administración, costos de venta, costos financieros y otros costos asociados como costos para combatir la contaminación. El objetivo de esto es obtener el monto de la inversión total fija y diferida del proyecto, que se presentará en forma de un cronograma de inversiones y una tabla detallada sobre las depreciaciones y amortizaciones.

Del mismo modo, se obtendrá el monto del capital de trabajo. Este incluye todos los valores e inversiones necesarios para operar el proyecto.

Por último se llegará a establecer un estado de resultados pro forma, con los pronósticos de producción de la planta y con la información actual que pueda ser usada. Se obtendrá el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno del proyecto.

### CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE MERCADO

Todos los datos que aquí se presentan fueron obtenidos del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024 (POISE 2010-2024), ya que es una fuente que reúne toda la información del sector eléctrico mexicano.

#### 3.1 Demanda de electricidad en México

En el 2008 el consumo de energía eléctrica en el país fue de 227, 559 Gwh y la demanda máxima bruta se situó en 36, 143 MW. Los datos históricos y el pronóstico para el escenario base de planeación<sup>7</sup> que hace CFE para el periodo 2008-2018 para las variables anteriores se muestran a continuación:

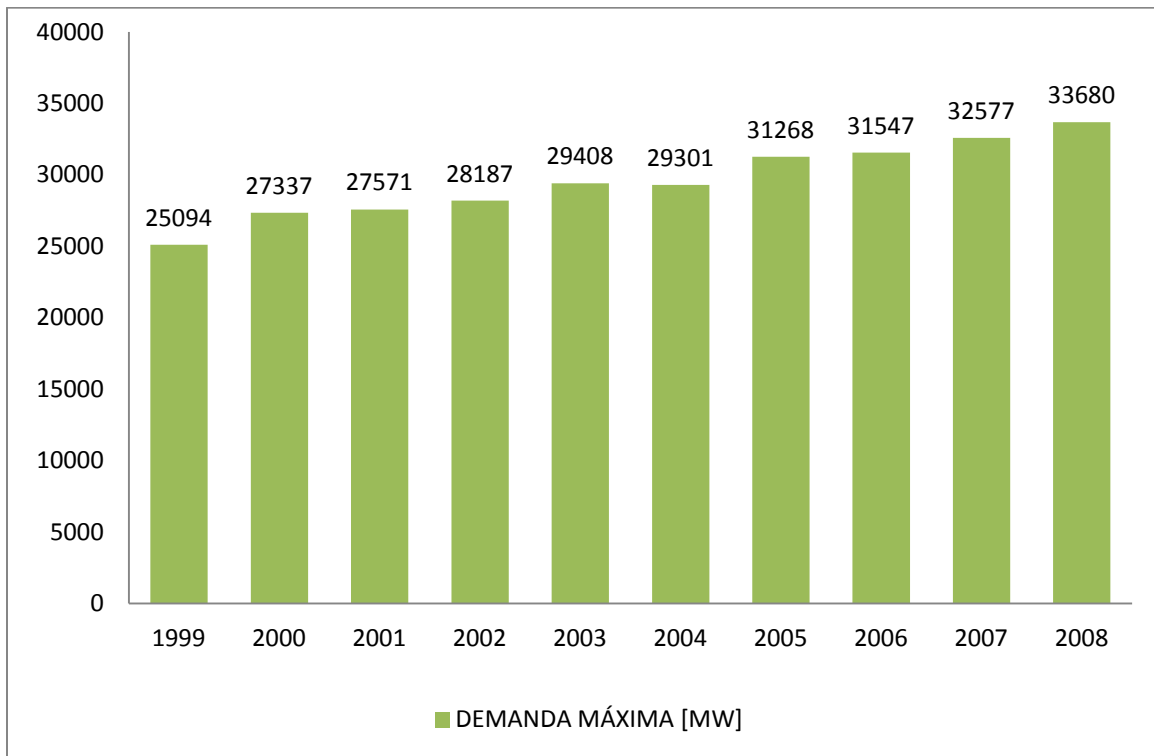
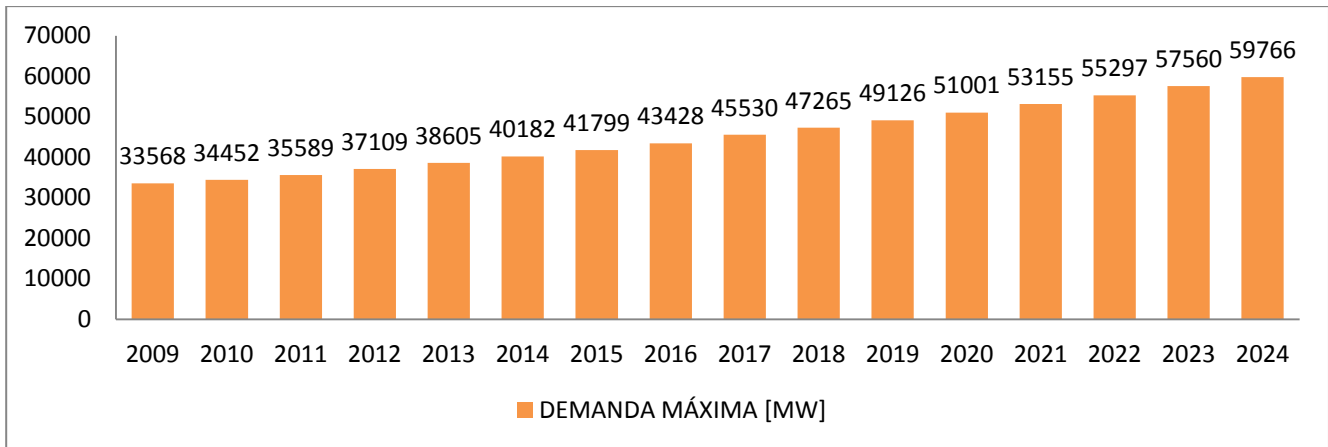
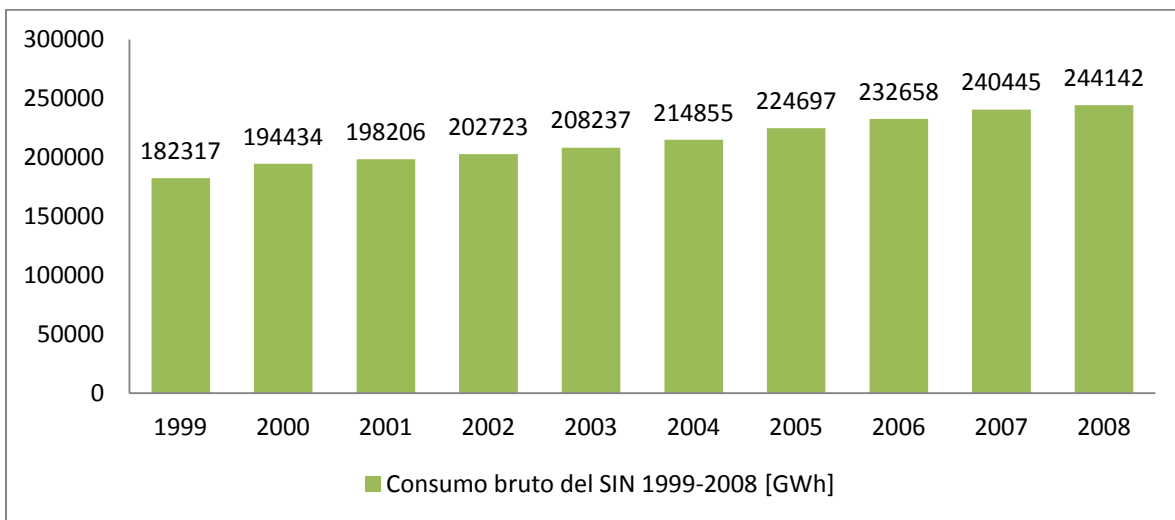


Figura 3.1 Demanda máxima bruta del SIN 1999-2008

<sup>7</sup> Las estimaciones del escenario base son las que consideran el escenario de crisis económica por el que atraviesa el país con una tasa media de crecimiento anual (tmca) de la economía de 2.7%. POISE 2010-2024



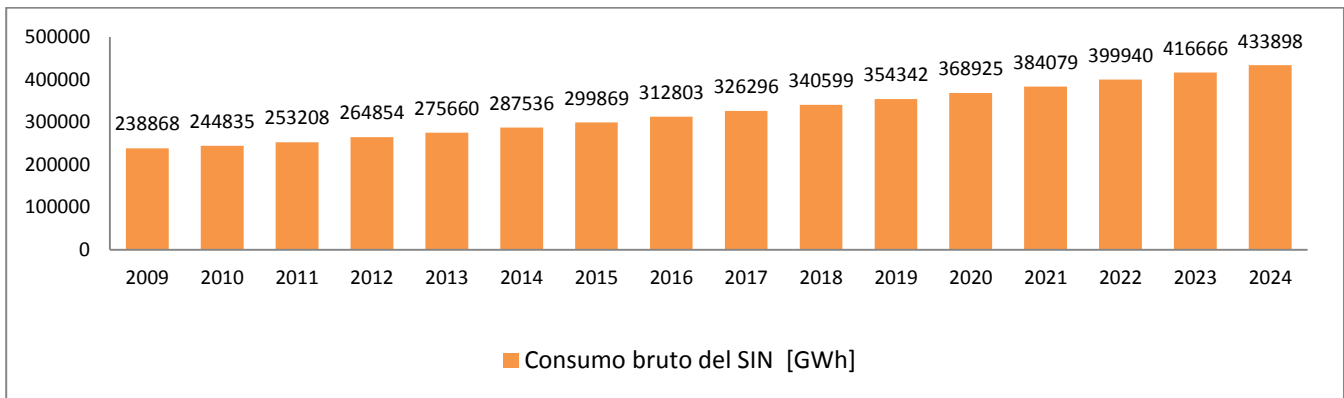
**Figura 3.2 Demanda máxima bruta del SIN. Escenario base 2009-2024**



1/ Incluye ventas, autoabastecimiento remoto y usos propios

**Figura 3.3 Consumo bruto del SIN 1999-2008**

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS



1/ Incluye ventas, autoabastecimiento remoto y usos propios  
 Fuente: (CFE, 2010)

**Figura 3.4 Consumo bruto del SIN. Escenario Base 2009-2024**

En la figura 3.1 se puede observar una tendencia creciente de la demanda máxima bruta con una tmca de 3.5% misma que se prevé se sostenga para el periodo de planeación 2009-2024 (figura 3.2) con una tmca de 3.6%.

El consumo bruto presentó también una tendencia creciente con una tmca de 3.5% en el período de 1999-2008. El escenario base de planeación prevé una tmca de 3.7% para el consumo bruto, muy cercana a la tasa real de crecimiento de 1999-2008.

El Sector Eléctrico Nacional se divide en nueve áreas o sistemas tal como lo muestra la figura 3.5. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por los sistemas Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular, mientras los sistemas de Baja California y Baja California Sur no están enlazados con el SIN.

La distribución de la demanda máxima en el 2008 fue la siguiente:

SISTEMA	MW	%
Sistema Interconectado Nacional	33, 680	93.2
Baja California	2, 092	5.8
Baja California Sur	341	0.9
Sistemas aislados	30	0.1
TOTAL	36, 143	100

**Cuadro 3.1 Distribución de la demanda máxima en 2008**

La figura 3.5 muestra la distribución de las áreas del SIN en el territorio Nacional y la demanda máxima correspondiente para el año 2008.

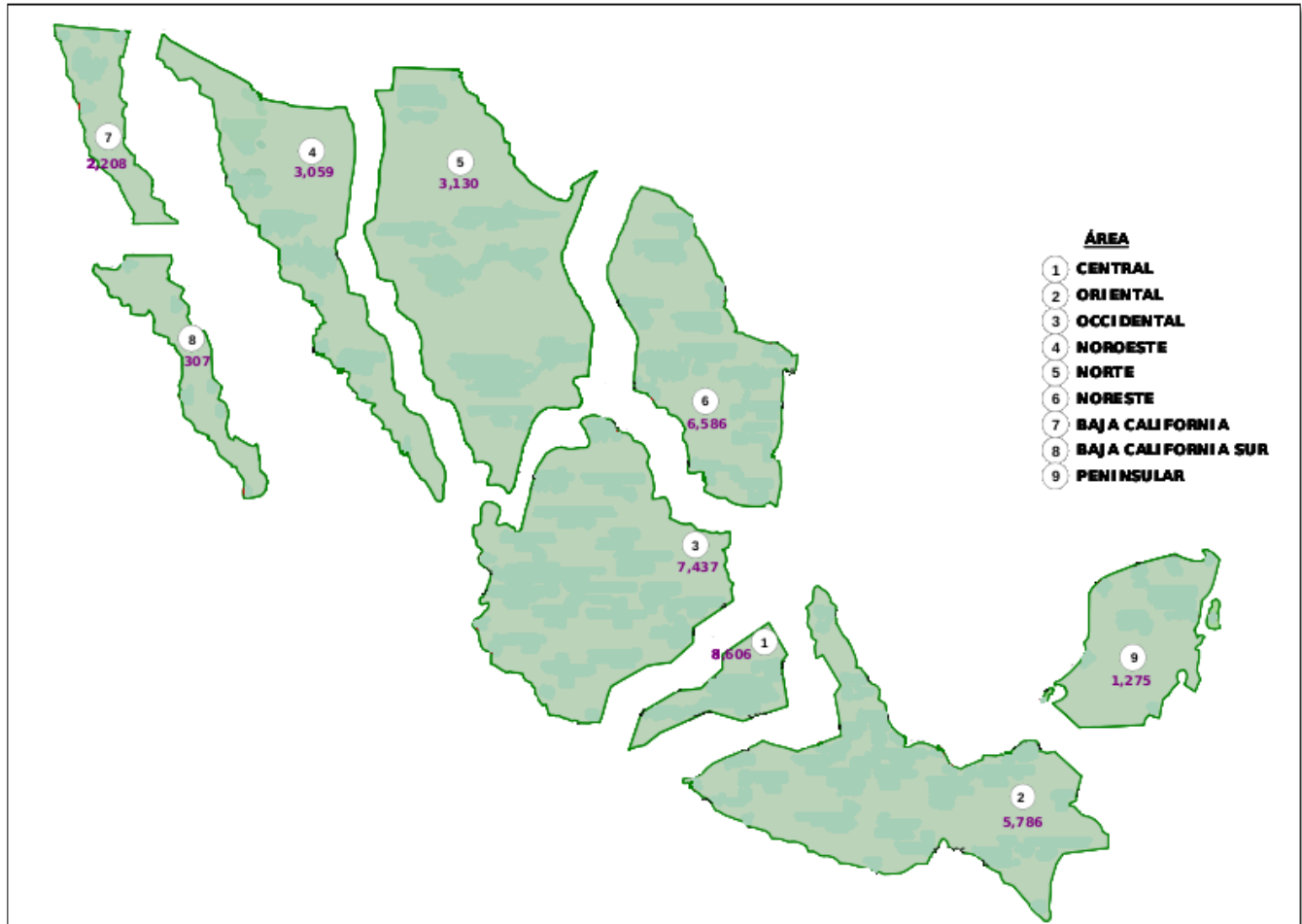


Figura 3.5 Áreas del Sistema Interconectado Nacional

Las distintas áreas que componen el Sector Eléctrico Nacional (SEN), tienen características diferentes; distintos tipos y cantidad de recursos naturales, distintas dinámicas económicas, cantidad y densidad de población, etc. Por tal razón es que los ritmos de consumo de energía eléctrica son distintos.

### Comportamiento de las ventas

Durante el decenio de 1999-2009 las ventas más autoabastecimiento crecieron 3.6% como consecuencia de una evolución anual de 3.0% para las de sector público y de 10.2% para las de autoabastecimiento.

Como resultado de este comportamiento CFE estima que las cantidades globales de energía para 2024 serán de: 365.3 TWh en el escenario base, 405.7 TWh en escenario alto y 312.5 Twh en el bajo.

En lo fundamental, la dinámica de las ventas del servicio público de electricidad descansa en las efectuadas a la industria y los grandes comercios, que actualmente representan 58.7% de las ventas

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

totales: 37.7% a la empresa mediana y 21.0% a la gran industria.

En el periodo de pronóstico, estos dos sectores incrementarán sus tasas medias anuales en 3.8% y 4.4%, para quedar conjuntamente (total industrial) en 4.0%, prácticamente igual al de las ventas totales, por lo cual en 2024 representarán 60.9% de estas últimas.

Los sectores residencial, comercial y servicios, que integran el denominado desarrollo normal, crecerán 3.5% al año en conjunto, tasa mayor en 0.2% a la del año pasado (3.3%), pero menor a la de 2007 (5.1%).

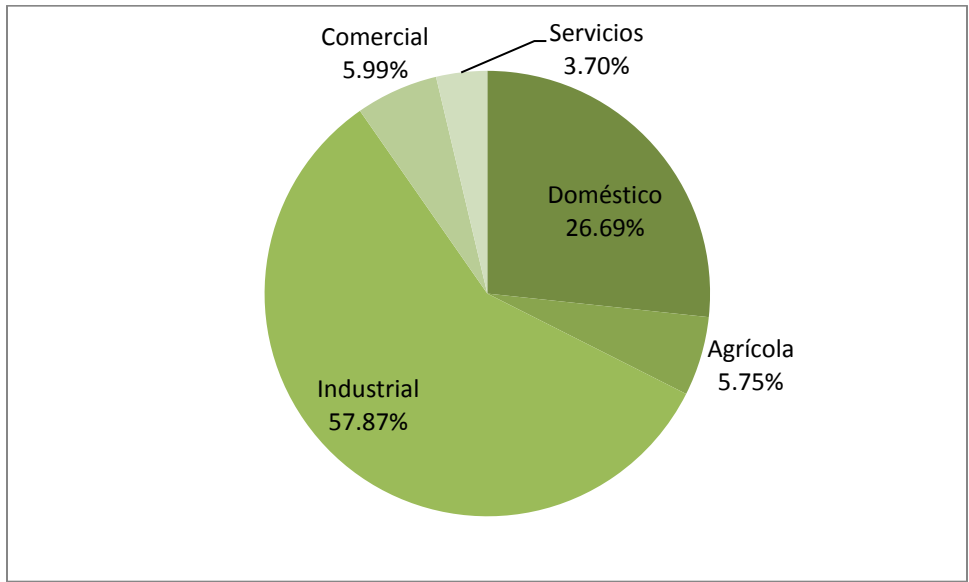
Finalmente se estima que las ventas al sector agrícola registren un nivel de volumen ligeramente mayor: su tmca resultó de 2.0%, medio punto porcentual por encima del 1.5% del ejercicio de planeación anterior. Ver cuadro 3.2.

<b>Concepto</b>	<b>1999-2008 Tmca (%)</b>	<b>2009-2024 Tmca (%)</b>
<b>Ventas más autoabastecimiento</b>	<b>3.6</b>	<b>3.6</b>
<b>Autoabastecimiento</b>	<b>10.1</b>	<b>2.2</b>
<b>Ventas del servicio público</b>	<b>3.0</b>	<b>3.7</b>
<b>Desarrollo Normal</b>	<b>3.7</b>	<b>3.5</b>
Residencial	4.1	3.9
Comercial	2.6	2.7
Servicios	3.1	2.1
<b>Agrícola</b>	<b>0.5</b>	<b>2.0</b>
<b>Industrial</b>	<b>2.7</b>	<b>4.0</b>
Empresa mediana	4.1	3.8
Gran industria	0.7	4.4

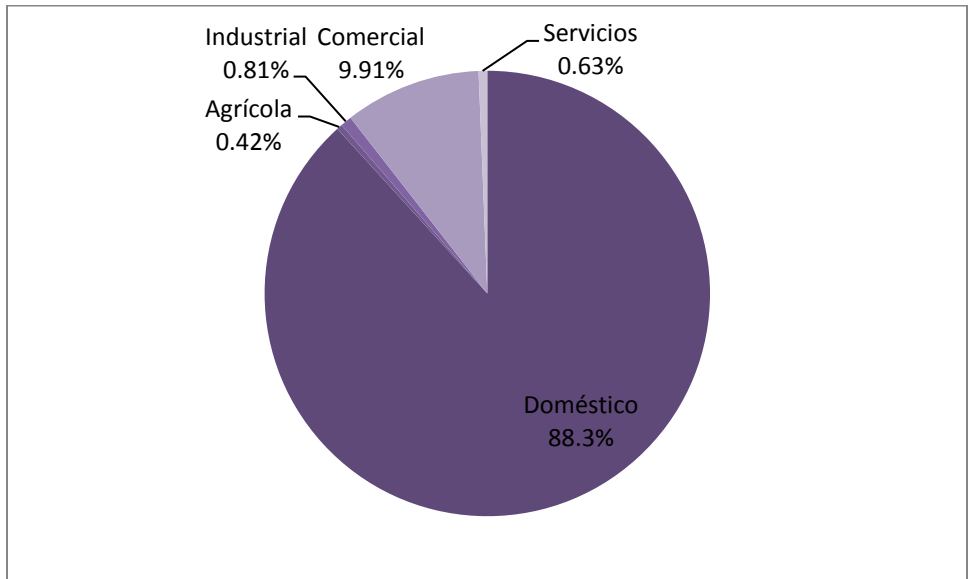
**Cuadro 3.2 Crecimiento promedio anual de las ventas más autoabastecimiento  
Historia 1999-2008 y escenario de planeación 2009-2024**

FUENTE: (CFE, 2010)

El volumen de las ventas del servicio público, por sector, al mes de Abril de 2009 es el siguiente:



**Figura 3.7 Ventas directas al público, por sector (%)**



**Figura 3.8 Clientes por sector (%)**

FUENTE: (CFE, 2011)

En la figura 3.7 se puede ver que el sector doméstico agrupa 88.30% de los clientes, pero la figura 3.8 muestra que sus ventas representan 26.69% 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.

Es necesario mencionar que en la prospectiva de ventas regionales de 2009-2024 se incluyó la energía asociada a los proyectos eólicos de autoabastecimiento de la Temporada Abierta (5.5 Twh a partir de 2011), en virtud de que dichos permisionarios aun no han definido la ubicación de las cargas que abastecerán remotamente.

### Ventas de electricidad en Oaxaca

Este trabajo se centra en la producción de energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, por lo que el estudio de mercado se hace también para esta área en específico. Oaxaca está incluida en el **Área Oriental** del SEN, ahí se localiza la zona llamada “La Ventosa”, ubicada geográficamente en la región del Istmo de Tehuantepec. Debido al gran potencial eólico de esta zona, los nuevos desarrollos eoloeléctricos se concentran ahí.

Con relación al desarrollo de esta región, y bajo la consideración de una recesión en la economía nacional, CFE destaca lo siguiente:

- Para el 2008 en el Área Oriental se estimó un crecimiento de 3.4% pero el valor real fue de 2.4% (29,864 GWh), principalmente por el menor consumo en los rubros del sector industrial.
- La tasa prevista para el 2009-2024 es de 3.6%, mayor al registro medio anual de 2.9% en 1999-2008. La recuperación del sector industrial es un elemento importante en el cumplimiento de las expectativas.

### Tarifas en Oaxaca

Las tarifas de energía eléctrica de la CFE se dividen en: Domésticas, Baja Tensión, Servicios Públicos, Temporal, Agrícola, Media Tensión y Alta Tensión. Cada una de ellas tiene a su vez precios específicos para niveles determinados de consumo. Se muestran a continuación algunos ejemplos de tarifas eléctricas:

Ejemplo n° 1

Cargos	01/12/10	Ene.	Feb.
Demanda (\$/kW)	145.02	144.48	142.93
Energía (\$/kWh)	1.301	1.039	0.970

**Cuadro 3.3** Tarifa de Media Tensión O-M (Área Sur/Oriente)

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Ejemplo n° 2

Tarifa Doméstica 1F (Área Sur/Oriente) [\$/kWh]

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Para consumo de hasta 1,200 MWh mensuales

Rango de consumo	01/12/10	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-300	0.511	0.513	0.515	0.517	0.519	0.521	0.523	0.525	0.527	0.529	0.531	0.533	0.535
Excedente	0.660	0.662	0.664	0.666	0.668	0.670	0.672	0.674	0.676	0.678	0.680	0.682	0.684

**Cuadro 3.4 Tarifa doméstica 1F**

Para consumo superior a 250 KWh mensuales

Rango de consumo	01/12/10	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Bsico 1-300	0.511	0.513	0.515	0.517	0.519	0.521	0.523	0.525	0.527	0.529	0.531	0.533	0.535
Intermedio													
Bajo 301-1,200	0.843	0.846	0.849	0.852	0.855	0.858	0.861	0.864	0.867	0.870	0.873	0.876	0.879
Intermedio													
Alto 1,201-2,500	1.575	1.580	1.585	1.590	1.595	1.600	1.605	1.610	1.615	1.620	1.625	1.630	1.635
Excedente	2.497	2.505	2.513	2.521	2.529	2.537	2.545	2.553	2.561	2.569	2.577	2.585	2.593

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2,500 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto consumo que le corresponda, de acuerdo a tu localidad.

**Cuadro 3.5 Tarifa doméstica 1F**

FUENTE: (CFE, 2011)

La gran mayoría de los usuarios en Oaxaca corresponden al uso doméstico, con 970,246 usuarios, de un total de 1,177,906. En contraste, los usuarios de media y alta tensión suman 2,582 y 6 usuarios, respectivamente.

En el cuadro 3.6 se muestra el número de usuarios en relación con las tarifas:

Tarifa	No. de usuarios	%
Doméstica	1037738	88.1002
Baja tensión	121846	10.3443
Servicios Públicos	4547	0.3860
Temporal	1720	0.1460
Agrícola	9173	0.7788
Media tensión	2873	0.2439
Alta tensión	9	0.0008
<b>TOTAL</b>	<b>1177906</b>	

**Cuadro 3.6 Número de clientes en relación con la tarifa**

FUENTE: (CFE, 2011)

Al igual que en el caso nacional, en Oaxaca tenemos una importante concentración del volumen de ventas en pocos usuarios. Resalta que 9 usuarios concentren el 18.52% de las ventas de electricidad en el Estado.

Tarifa	MWh	%
Doméstica	1050453	89.18
Baja tensión	302159	25.65
Servicios Públicos	191542	16.26
Temporal	1708	0.15
Agrícola	29906	2.54
Media tensión	393845	33.44
Alta tensión	337551	28.66
<b>TOTAL</b>	<b>2307164</b>	

**Cuadro 3.7 Ventas por tipo de tarifa**

FUENTE: (CFE, 2011)

### **Demanda Autoabastecida**

Los nuevos proyectos de aprovechamiento de energías renovables y sobre todo los de energía eólica, se están llevando a cabo bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), para el servicio público, y Autoabastecimiento para el caso del sector privado. En el cuadro 3.9 y 3.10 se muestra la evolución de la demanda máxima autoabastecida en el país y el pronóstico para el periodo de planeación 2009-2024. Las plantas de autoabastecimiento y cogeneración que satisfacen cargas ubicadas en el mismo sitio de la central se agrupan en el concepto de autoabastecimiento local. A su vez, las que proveen de energía a cargas alejadas del sitio de generación, se consideran en el rubro de autoabastecimiento remoto.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

En las figuras 3.9 y 3.10 la demanda máxima autoabastecida muestra una tendencia creciente desde el 2005 que se ha sostenido hasta el 2008. La tasa media de crecimiento anual (tmca) del autoabastecimiento remoto fue de 31.4%, mientras que la del autoabastecimiento local fue de 5.30%. El conjunto del autoabastecimiento de el periodo 1999-2008 fue de 5.54%. Se espera que en el futuro la tendencia creciente del consumo autoabastecido remoto baje a 4.3%, y la del consumo local baje a 0.70%, por lo que el crecimiento conjunto del consumo autoabastecido será de 6% anual.

En las figuras 3.11 y 3.12 se observa una tendencia creciente del consumo autoabastecido durante el periodo 1999-2008. El consumo autoabastecido remotamente creció con una tmca de 31%, mientras que el consumo autoabastecido localmente creció a una tmca de 4.3%. El conjunto del consumo autoabastecido creció con una tmca de 10.07% durante este periodo. Se espera que en el periodo de planeación de 2010-2024 el consumo autoabastecido remotamente crezca a una tasa de 2.6%, mientras el local se prevé en 0.7% para dar un pronóstico de crecimiento conjunto de 2.2%

Las figuras 3.11 y 3.12 muestran la evolución histórica y el pronóstico que hace CFE para el consumo de cargas autoabastecidas. En las figuras 3.10 y 3.12 la demanda y el consumo asociados a los proyectos de Temporada Abierta para proyectos eólicos de autoabastecimiento se identifican con la etiqueta "T.A."

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

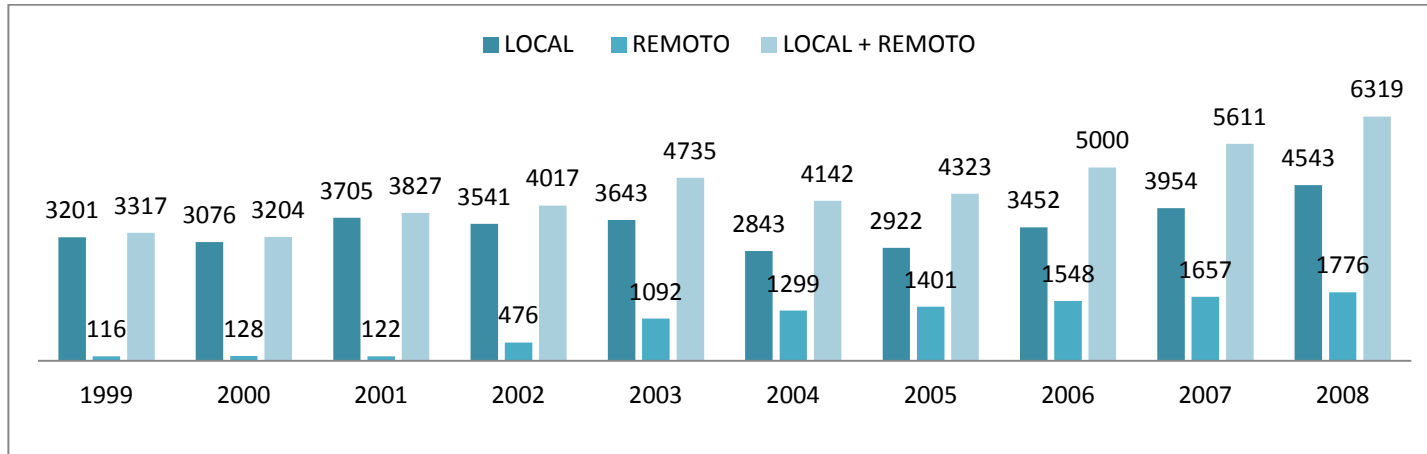


Figura 3.9 Demanda Máxima Autoabastecida (MW) 1999-2008

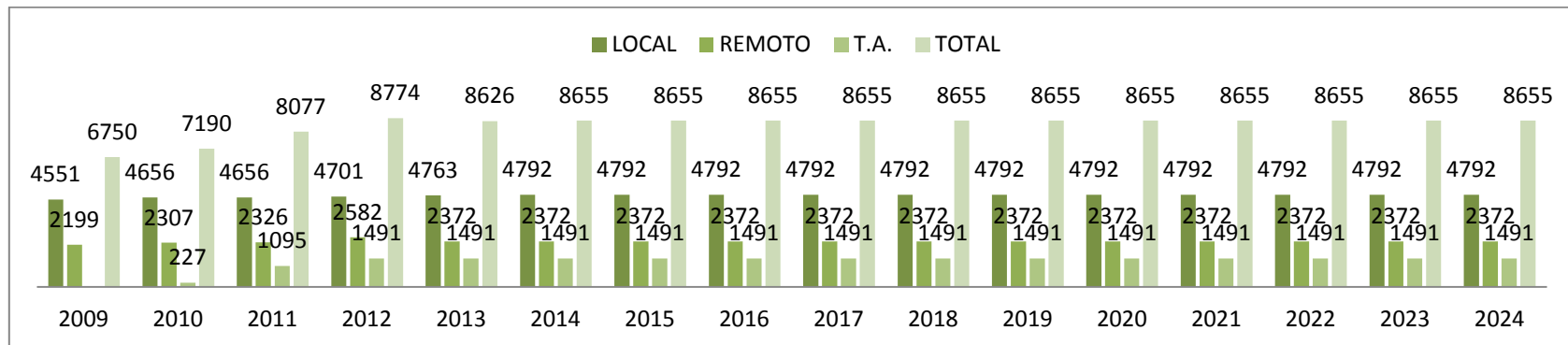


Figura 3.10 Demanda Máxima Autoabastecida (MW) 2009-2024

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

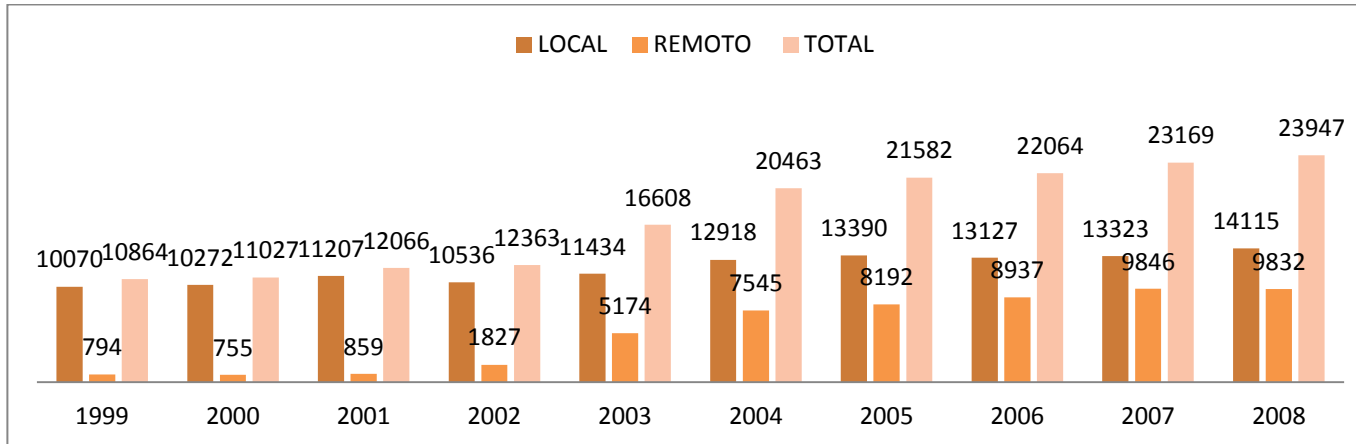


Figura 3.11 Consumo Autoabastecido (GWh) 1999-2008

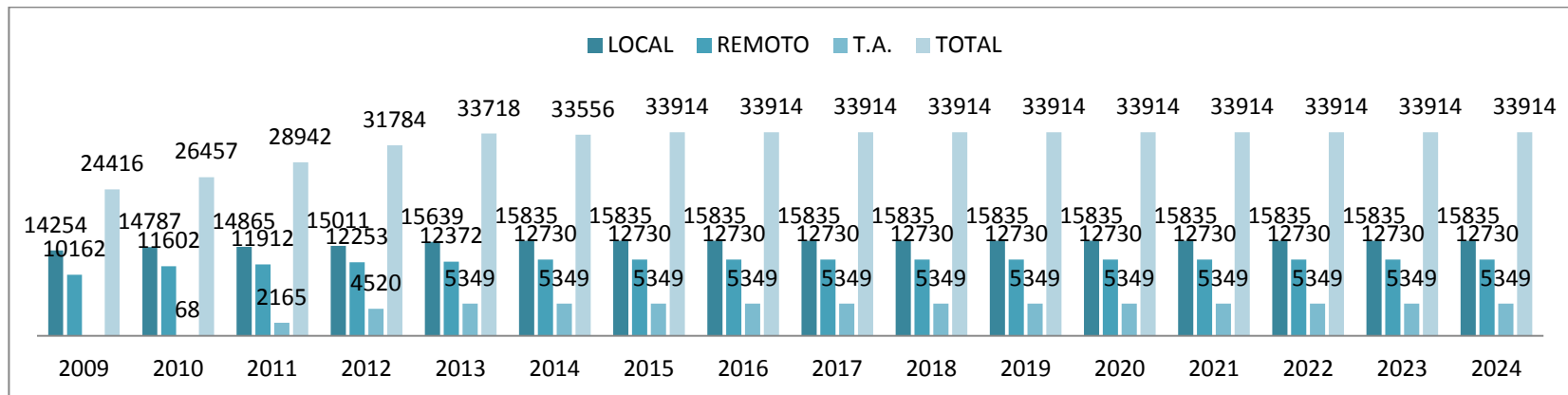


Figura 3.12 Consumo Autoabastecido (GWh) 2009-2024

### **Demanda de Energía Eólica**

A partir de 2011, se prevé la entrada de un grupo de permisionarios de autoabastecimiento de tipo eólico, definidos como Proyectos de Temporada Abierta (TA), los cuales a la fecha no han precisado sus sociedades de autoabastecimiento, por lo cual en las figuras 3.10 y 3.12, la demanda máxima y el consumo asociados a estos, se denominan de manera genérica.

En la figura 3.12 se observa que, a partir de 2013, el consumo remoto supera al local debido a que los nuevos proyectos atenderán en mayor grado a cargas distantes del centro de generación. Para este periodo se considera el autoabastecimiento asociado a 17 proyectos.

En 2008 se pronosticó que el autoabastecimiento llegaría a 23,876 GWh de consumo. El valor real al cierre fue de 23,946 GWh, lo que significa una desviación de 0.3%, por arriba de lo previsto. Los proyectos que iniciaron operación en este año fueron la hidroeléctrica Cajón de Peña (1.2 MW) y Proenermex (2 MW). Para ilustrar mejor la desviación del pronóstico se muestra el siguiente cuadro:

<b>Área</b>	<b>2008-2018 Tmca (%)</b>	<b>2009-2024 Tmca (%)</b>
<b>Central</b>	<b>3.6</b>	<b>5.4</b>
<b>Oriental</b>	<b>5.2</b>	<b>4.7</b>
<b>Occidental</b>	<b>4.7</b>	<b>3.9</b>
<b>Noroeste</b>	<b>56.0</b>	<b>18.6</b>
<b>Norte</b>	<b>2.3</b>	<b>3.1</b>
<b>Noreste</b>	<b>1.1</b>	<b>3.2</b>
<b>Baja California</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>BajaCalifornia Sur</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>Peninsular</b>	<b>8.3</b>	<b>12.2</b>
<b>SEN</b>	<b>4.1</b>	<b>3.9</b>

**Cuadro 3.8 Crecimiento Promedio Anual del Consumo Autoabastecido Remotamente**

FUENTE: (CFE, 2011)

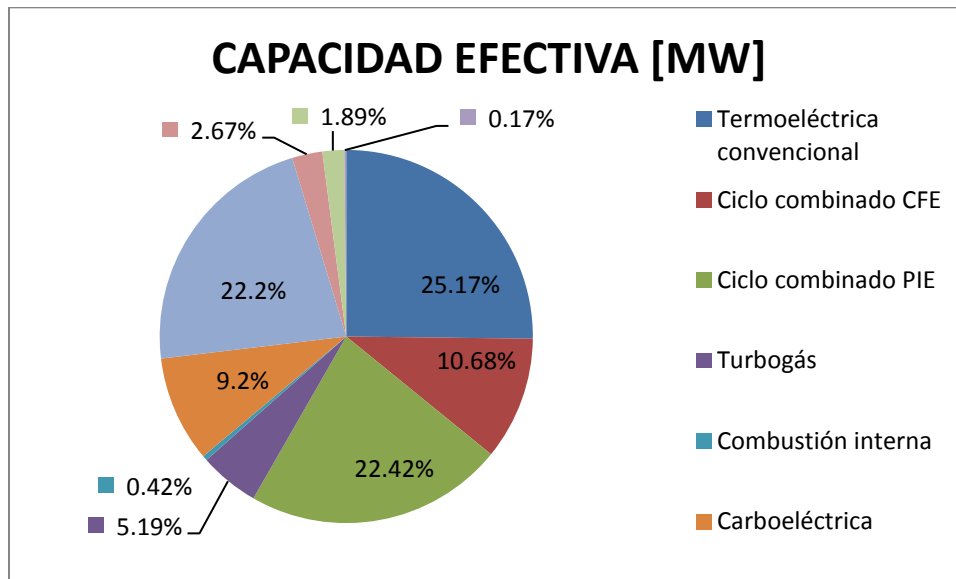
### **3.2 Oferta de Electricidad en México**

Al 31 de diciembre de 2008, el SEN contaba con una capacidad efectiva de 51,105 MW para el servicio público y un total de 803,712 km de líneas de transmisión y distribución.

El cuadro 3.9 y la figura 3.13 muestran la capacidad instalada del Servicio Público

Tipo de Generación	Capacidad efectiva en MW	Porcentaje
Termoeléctrica convencional	12,865	25.17%
Ciclo combinado CFE	5,456	10.68%
Ciclo combinado PIE	11,457	22.42%
Turbogás	2,653	5.19%
Combustión interna	216	0.42%
Carboeléctrica	4,700	9.20%
Hidroeléctrica	11,343	22.20%
Nucleoeléctrica	1,365	2.67%
Geotermoeléctrica	965	1.89%
Eoloeléctrica	85	0.17%
<b>Total</b>	<b>51,105</b>	<b>100.00%</b>

**Cuadro 3.9 Capacidad Efectiva Instalada por Tipo de Generación<sup>8</sup>**



**Figura 3.13 Efectiva Instalada por Tipo de Generación**  
FUENTE: (CFE, 2011)

### Cogeneración y Autoabastecimiento

En el cuadro 3.10 se presenta la evolución 1999—2008 de la capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración.

<sup>8</sup> Los datos se obtuvieron sumando los reportes más recientes de CFE.



PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Proyectos existentes (sin PEMEX)	1,263	1,390	1,462	1,396	1,436	1,283	1,938	1,992	2,170	2,735
PEMEX	1,727	2,075	2,060	2,095	2,271	2,406	2,088	2,514	2,178	2,143
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
ENERTEK	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
PEGI	177	177	177	177	177	0	0	0	0	0
MICASE		11	11	11	11	11	11	11	11	11
Energía y Agua Pura de Cozumel			32	32	32	32	32	32	32	32
Iberdrola Energía de Monterrey				285	619	619	619	619	619	619
Energía Azteca VIII				55	131	131	131	131	131	131
Tractebel (ENRON)					284	284	284	284	284	284
Bioenergía de Nuevo León					7	7	7	7	8	13
Termoeléctrica del Golfo						250	250	250	250	250
Termoeléctrica Peñoles						260	260	260	260	260
Impulsora Mexicana de Energía						24	24	24	24	24
AGROGEN						10	10	10	12	12
Hidroelectricidad del Pacífico						8	8	8	9	9
Proveedora de Electricidad de Occidente							19	19	19	19
Italaise									5	5
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro									30	36
Generadora Pondercel									65	65
BSM Energía de Veracruz									13	13
Hidroeléctrica Cajón de Peña										1
Proenemex										2
<b>Total</b>	<b>3,316</b>	<b>3,802</b>	<b>3,891</b>	<b>4,201</b>	<b>5,118</b>	<b>5,475</b>	<b>5,835</b>	<b>6,315</b>	<b>6,270</b>	<b>6,271</b>

**Cuadro 3.10 Capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración<sup>1/</sup> (MW)**

FUENTE: (CFE, 2010)

En el cuadro 3.11 se indica la evolución de la capacidad para atender cargas remotas autoabastecidas durante 1999—2008.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
ENERTEK	67	75	69	87	79	72	75	75	75	75
PEGI	40	40	40	47	0	0	0	0	0	0
MICASE		4	4	4	4	5	7	7	7	7
Iberdrola Energía de Monterrey				277	474	450	439	527	530	530
Energía Azteca VIII				52	15	21	15	20	77	77
Tractebel (ENRON)					270	255	208	229	229	229
Bioenergía de Nuevo León					7	3	5	7	7	12
PEMEX					222	79	132	158	156	210
Energía y Agua Pura de Cozumel					12	12	11	12	12	12
Termoeléctrica del Golfo						166	230	230	230	230
Termoeléctrica Peñoles						198	230	230	230	230
Impulsora Mexicana de Energía						8	12	10	15	15
AGROGEN						2	6	6	6	6
Hidroelectricidad del Pacífico						8	8	9	8	17
Proveedora de Electricidad de Occidente							13	18	19	29
Italaise							1	1	1	1
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro									30	53
Generadora Pondercel									15	15
BSM Energía de Veracruz									3	2
Hidroeléctrica Cajón de Peña										1
Proenemex										2
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>128</b>	<b>122</b>	<b>476</b>	<b>1,092</b>	<b>1,288</b>	<b>1,401</b>	<b>1,548</b>	<b>1,659</b>	<b>1,762</b>

**Cuadro 3.11 Autoabastecimiento remoto (MW)**

FUENTE: (CFE, 2010)

**Temporada abierta de proyectos eoloeléctricos para autoabastecimiento.**

Debido al interés de los particulares por participar en la modalidad de autoabastecimiento con esta tecnología, la SENER solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ejercer las acciones necesarias para conducir un procedimiento de TA, con el propósito de identificar las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer los compromisos necesarios por parte de CFE y los particulares.

El desarrollo de esta infraestructura permitirá evacuar la energía producida por las centrales eólicas instaladas en el Istmo de Tehuantepec.

Como resultado de las reuniones entre CFE, CRE y los interesados en reservar capacidad de transmisión para el proyecto de TA, la CRE registró 1,911 MW de capacidad de generación de proyectos eólicos de autoabastecimiento.

Debido al reacomodo de varios de los mismos en la red de CFE existente de 230 kV y 115 kV, así como al retiro de uno de ellos, la capacidad reservada en el proceso de TA disminuyó a 1,491 MW.

CENTRALES EN OPERACIÓN	Modalidad	MW
Guerrero Negro	CFE	1
La Venta	CFE	15
LA Venta II	PIE	83.3
Parques Ecológicos de México	Autoabastecimiento	79.9
Eléctrica del Valle de México	Autoabastecimiento	67.5
Eurus	Autoabastecimiento	250
La Rumorosa (Municipio de Mexicalli)	Autoabastecimiento	10

**Cuadro 3.12 Modalidad en la que operan las centrales eoloeléctricas actualmente en funcionamiento**

En el cuadro 3.13 que se muestra a continuación se muestran los proyectos de plantas eoloeléctricas que se planea entren en operación en los años siguientes. Para determinar el año de entrada en operación y su capacidad se toma como base el Programa de Requerimientos de Capacidad de CFE, que se encuentra dentro del POISE 2010-2024<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Se toma como base el programa de requerimientos de capacidad y la evolución esperada de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración del POISE 2010-2024. Se actualiza con información de la AMDEE ([www.amdee.org](http://www.amdee.org)), CFE en [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx) y Secretaria de Economía del Estado de Oaxaca ([www.economía.e-oaxaca.gob.mx](http://www.economía.e-oaxaca.gob.mx)).

CENTRALES PROGRAMADAS	Esquema en el que opera	MW
<b>2010</b>		
Eoliatec	autoabastecimiento	22
Eoliatec del Istmo	autoabastecimiento	142
Eoliatec del Pacífico	autoabastecimiento	160.5
Fuerza Eólica del Istmo (1ª Etapa)	autoabastecimiento	50
Preneal México	autoabastecimiento	395.9
Unión Fenosa	autoabastecimiento	227.5
Oaxaca I	PIE	101.4
<b>2011</b>		
Oaxaca II	PIE	101.4
Oaxaca III	PIE	104.4
Fuerza Eólica del Istmo (2ª Etapa)	autoabastecimiento	50
<b>2012</b>		
Oaxaca IV	PIE	101.4
<b>2014</b>		
GDC Generadora	autoabastecimiento	480

**Cuadro 3.13 Centrales programadas para entrar en operación**

### 3.3 Apoyos e incentivos

**Fondo para Fomentar el Desarrollo de las Energías Renovables.-** El gobierno mexicano, con respaldo del BM, presentó una solicitud al Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF) para establecer en México un fondo que permita fomentar el desarrollo de las energías renovables. Ya fue aprobado por el GEF, el cual tiene contemplado aportar 70 millones de dólares para su constitución (Barnés de Castro, 2007).

La estrategia del Fondo está basada en otorgar un incentivo temporal a la energía eléctrica generada con recursos renovables y sea destinada al servicio público, con objeto de salvar la brecha entre los costos de la energía renovable y el precio que la CFE puede pagar.

El Fondo permitirá la licitación, por parte de CFE, de proyectos de generación con energía renovable, desarrollados por productores independientes de energía, bajo los siguientes términos:

- Contrato de largo plazo celebrado con la CFE para adquirir la totalidad de la energía generada.
- Pago de CFE por KWh despachado, al menos igual al costo marginal de corto plazo.
- Pago complementario del Fondo por los primeros cinco años a determinarse a través de la licitación.
- Pago del Fondo únicamente por electricidad producida (Barnés de Castro, 2007).

Se tienen previstos 25 millones de dólares para la primera fase del programa y 45 millones de dólares para la segunda (Barnés de Castro, 2007).

Son requisitos indispensables para pasar a la segunda fase:

- a) que el Fondo se encuentre en operación, bajo un esquema claro de política, contractual y de mercado,
- b) que la CFE haya contratado al menos 70 MW de energía renovable;
- c) que la CFE haya puesto en vigor una metodología que permita reconocer un pago justo por capacidad, y
- d) que se logre una reducción efectiva del apoyo máximo otorgado a menos de 1.0 US¢/KWh (Barnés de Castro, 2007).

Durante la segunda fase se espera poder licitar al menos 400 MW adicionales (Barnés de Castro, 2007).

**Incentivos Fiscales.-** El 1° de diciembre de 2004 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la modificación a la Ley de Impuesto sobre la Renta. De acuerdo a lo que establece la nueva fracción XII del Artículo 40, los contribuyentes del ISR que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, pueden deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio. Con el fin de que estas inversiones no se hagan con el único fin de reducir la base gravable del impuesto, se contempla como obligación el que la maquinaria y equipo que se adquiera se mantenga en operación durante un periodo mínimo de cinco años (Barnés de Castro, 2007).

### Importación y Exportación

En 2008 la exportación fue de 1,452 GWh, de los cuales 1,201 GWh se enviaron a los sistemas eléctricos de EUA, 248 GWh a Belice y 3 GWh a Guatemala. En el mismo año la importación fue de 351 GWh, de los cuales 340 GWh correspondieron al área Baja California, 6 GWh a la Noroeste, 3 GWh a la Norte y 3 GWh a la Noreste.

Con la diferencia entre las cifras totales de exportación e importación en 2008, se obtiene un balance neto de exportación de 1,102 Gwh.

Para 2009 se prevén importar 391 GWh, de los cuales 335 GWh corresponderán al área Baja California, 6 GWh a la Noroeste, 3 GWh a la Norte y 47 GWh a la Noreste.

La exportación total se estima en 1,452 GWh, igual a la del año anterior, de la cual 1,197 GWh corresponden al área Baja California, 248 GWh a la Peninsular, 4 GWh a la Noreste y 3 GWh a la Oriental.

En el cuadro 4.24 se muestran las transacciones de energía de exportación e importación por área de control de 1999 a 2008.

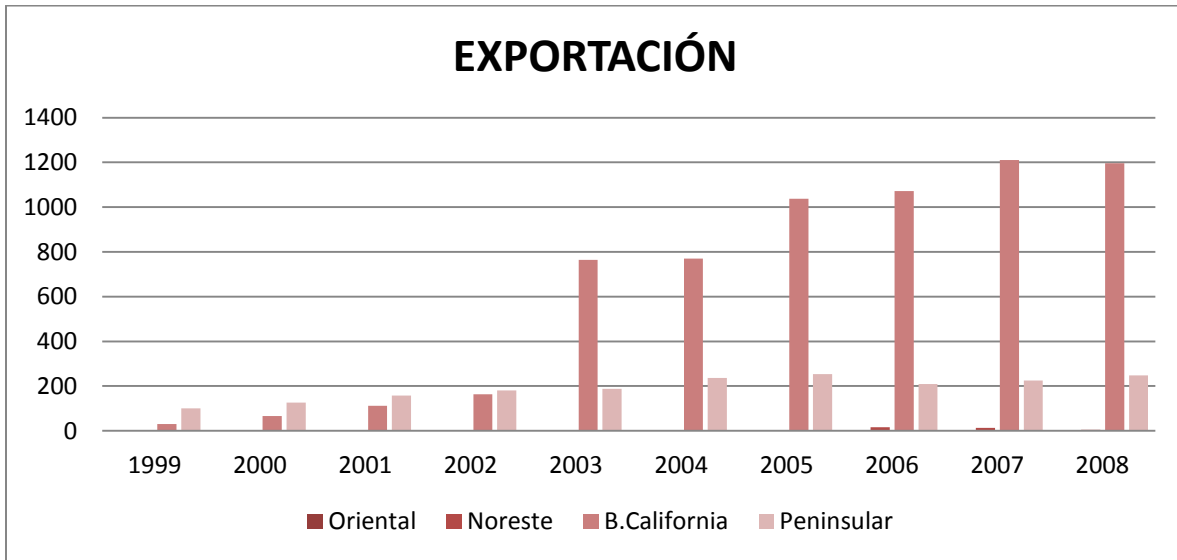


Figura 3.14 Exportación de energía eléctrica 1999-2008 (Gwh)

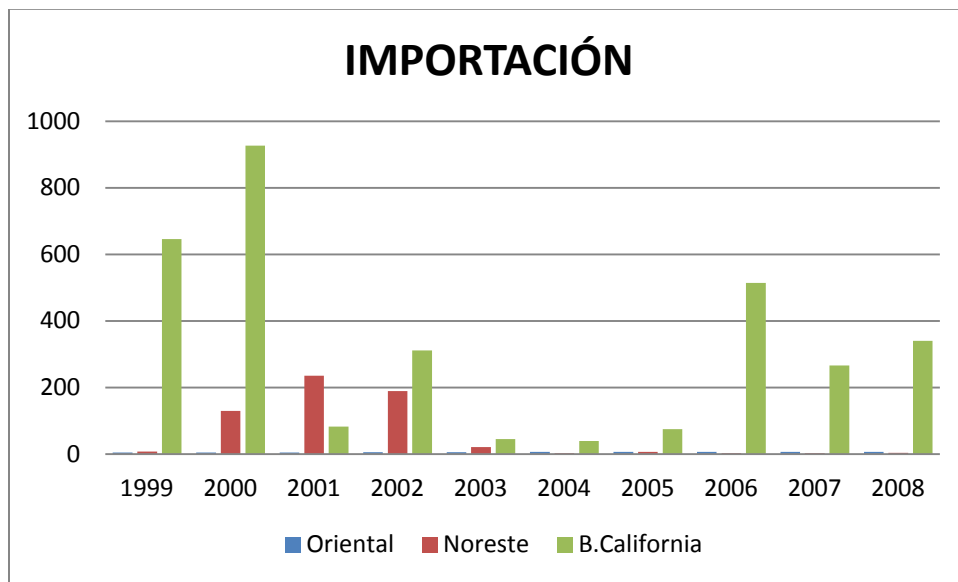


Figura 3.15 Importación de energía eléctrica 1999-2008 (GWh)  
FUENTE: (CFE, 2010)

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Area	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Exportación</b>										
Oriental	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3
Noreste	0	2	1	0	0	0	0	16	13	4
B. California	31	66	112	164	765	770	1,037	1,072	1,211	1,197
Peninsular	100	127	158	180	188	236	253	209	225	248
<b>Total</b>	<b>131</b>	<b>195</b>	<b>271</b>	<b>344</b>	<b>953</b>	<b>1,006</b>	<b>1,291</b>	<b>1,299</b>	<b>1,451</b>	<b>1,452</b>
<b>Importación</b>										
Noroeste	4	4	4	5	5	6	6	6	6	6
Norte	7	129	235	189	21	2	6	2	2	3
Noreste	2	9	6	26	0	0	0	1	3	3
B. California	646	927	82	311	45	39	75	514	266	340
<b>Total</b>	<b>659</b>	<b>1,069</b>	<b>327</b>	<b>531</b>	<b>71</b>	<b>47</b>	<b>87</b>	<b>523</b>	<b>277</b>	<b>352</b>
<b>Balance Neto</b>										
<b>Exportación-Importación</b>										
	-528	-874	-56	-187	882	959	1,204	776	1,174	1,100

**Cuadro 3.14 Exportación e importación de energía eléctrica 1999-2008 (Gwh)**

**FUENTE:** (CFE, 2010)

### 3.4 Conclusiones

Las expectativas de crecimiento en la demanda máxima y consumo de electricidad muestran el efecto que se espera que la recesión de la economía del país tenga en el sector eléctrico, ya que demuestran una desaceleración de esas variables.

Para el Servicio Público se prevé un crecimiento promedio de las ventas de 3.6% anual, basado principalmente en proyectos de ciclo combinado, termoeléctrica y carboeléctrica, y en menor medida otros tipos de energía termoeléctrica y energías renovables. En el cuadro 4.25 se muestra la capacidad adicional que se plantea para 2009-2024.

Sin embargo, se observa un crecimiento importante en el consumo autoabastecido con una tmca de 4.3% en el periodo de 1998-2007 en el caso del autoabastecimiento local y de 31.0% en el remoto, que en a finales del 2008 representaron 4,543 MW y 1,778 MW, respectivamente. Esto se debe principalmente a las reformas hechas en materia energética (LSPEE, Art.27 Constitucional, Ley del Servicio Público Federal).

En el pasado año 2010 se arrancó el parque eólico Oaxaca I “Lamataventosa” (Walmart) (CNN Expansión, 2010). Sin embargo, no arrancaron otros 5 proyectos que estaban previstos para ese año, a causa de la difícil situación económica que atraviesa el país<sup>10</sup>.

Se prevé que el rubro del consumo autoabastecido local y remotamente crezca en promedio 0.7% y 2.6%, respectivamente, por año, en el periodo de planeación 2009-2024, y que la capacidad eoloeléctrica alcanzará 2,628 MW al final del periodo.

<sup>10</sup> Para obtener el dato de las plantas programadas que no entraron en operación se comparó la información del POISE 2009-2018 con la del POISE 2010-2024

Tecnología	En construcción o licitación	Licitación futura	Total
Ciclo combinado	2,722	10,654	13,376
Hidroeléctrica	750	2,764	3,514
Carboeléctrica	678	1,400	2,078
Geotermoeléctrica	161	150	308
Turbogas 2/	284	175	299
Combustión Interna	11	212	223
Eoloeléctrica	507	304	507
Libre 3/	0	2,368	2,368
Incremento en RM 4/	376	30	406
<b>TOTAL 5/</b>	<b>5,489</b>	<b>32,126</b>	<b>37,615</b>

1/ Resultados de estudios de planificación, no incluye autoabastecimiento local ni remoto

2/ Incluye TG (160 GW) en el área Central

3/ La tecnología de estos proyectos se definirá posteriormente. Algunas opciones son: Ciclo combinado (util nucleoeeléctrica o importación de energía).

4/ Incrementos en RM de Laguna Verde, Río Bravo, CH Villita y CH Infiernillo

5/ Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no coincidir exactamente

**Cuadro 4.25 Capacidad Adicional por Tecnología 2009-2024 <sup>1/</sup>  
Servicio Público (MW)**

FUENTE: (CFE, 2010)

Como resultado de la Temporada Abierta de proyectos eólicos para autoabastecimiento se tienen en construcción o licitación 13 proyectos eoloeléctricos para autoabastecimiento localizados en Oaxaca que suman 1,937 MW. Se sabe también que el NREL cuantificó el potencial eólico de Oaxaca en más de 15,000 MW de los cuales 6,000 MW son rentables de manera inmediata y 9,000 MW a largo plazo. Esto indica que queda aún un gran potencial por explotar en la región del Istmo que puede ser aprovechada por nuevos inversionistas. Además la CRE no establece límites respecto a un consumo mínimo para autoabastecimiento, por lo que hay oportunidad de inversión para proyectos pequeños, en el mismo rango de la pequeña producción (hasta 30 MW).

En la actualidad, una parte de los terrenos con potencial para la generación eólica se encuentran comprometidos con 11 empresas o CFE las ha reservado para el servicio público (ver MAPA de figura 4.4) (NREL, 2003). No obstante una parte importante de las áreas con potencial Bueno, Excelente y de las clases 6 y 7, que son zonas con un recurso eólico catalogado como superior a Excelente, están todavía sin asignársele a ningún permisionario (NREL, 2003). De la naturaleza de estos emplazamientos respecto a su cercanía con vías de comunicación, líneas de transmisión y características del suelo, queda por describirse en el estudio técnico.

La Exportación e Importación de CFE presentan un desplazamiento en los últimos años hacia la exportación, principalmente en las áreas de Baja California (1,197 GWh) y Peninsular (248GWh), y en menor grado de la Oriental (2 GWh) y Noreste (4 Gwh) (CFE, 2010). Sin embargo en el 2008 se aprecia un cambio negativo de la tendencia (hacia la importación), sobre todo en el área de Baja California y Noreste. Se sabe que la CRE otorga permisos para generar energía con la finalidad de exportarla (Pequeña Producción); por ejemplo, en Baja California existe información de un proyecto eólico para exportación de capacidad de 1,000 MW (Borja Díaz, Generación eoloeléctrica, 2010).

Además de los incentivos fiscales y subsidios que se mencionó que existen para apoyar el desarrollo de las energías renovables, existe el financiamiento por bonos de carbono con el cual se contribuye a hacer rentable este tipo de energía.

Existe en Baja California dos proyectos eólicos para autoabastecimiento: Baja California 2000 (10 MW) y Fuerza Eólica de Baja California (300 MW). Además existe una planta eoloeléctrica en operación en Guerrero Negro (1 MW) operando desde 1982 (Reyes, 2008). El área de Baja California tiene un gran potencial eólico y constituye una oportunidad de inversión a futuro.

En la Figura 3.16 se muestra el Mapa de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca, elaborado por el National Laboratory of Renewable Energy de los Estados Unidos. En él se muestra la distribución del recurso eólico y su clasificación así como la localización de las líneas de transmisión y caminos.



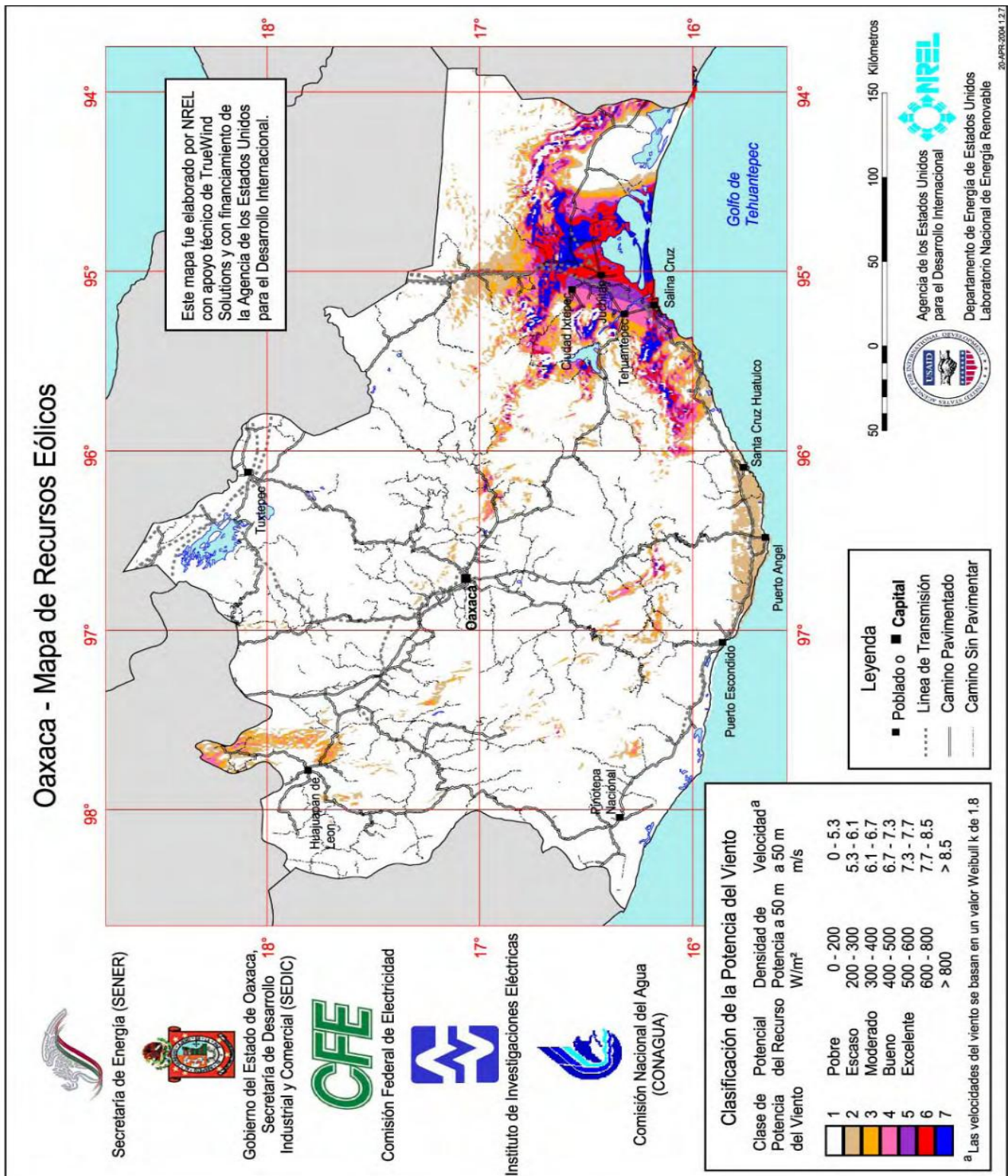


Figura 3.16 Mapa de recursos eólicos del estado de Oaxaca  
FUENTE: (NREL, 2004)

## CAPÍTULO 4. ESTUDIO TÉCNICO

En esta parte se van a analizar los aspectos técnicos que se deben tomar en cuenta para construir un parque eólico en la región del Istmo de Tehuantepec. Tales aspectos son: las características del recurso eólico, la localización del proyecto, el tipo de aerogenerador adecuado, tamaño de la planta, distribución espacial de los aerogeneradores y cantidad anual de energía que se va a producir con el proyecto.

### 4.1 Localización del Proyecto

La localización óptima del proyecto es un aspecto muy importante, ya que la rentabilidad depende de la calidad del emplazamiento donde se sitúe, es decir, de la velocidad anual promedio del viento. Un terreno que cuente con un recurso eólico excelente tiene más valor que uno ubicado en un lugar con un recurso eólico moderado o bajo. Una velocidad promedio anual de viento de 5 m/s (medido a 10 m de altura sobre el piso) puede considerarse suficiente (bajo), pero es preferible que sea mayor. Desde 7.5 m/s puede considerarse muy adecuada y a partir de 10 m/s es excelente (Snell, 2009). En general un “terreno eólico” tiene más valor cuando:

- Está ubicado cerca de carreteras y caminos de acceso,
- Está ubicado cerca de líneas y/o subestaciones eléctricas,
- Entre menor sea su altura sobre el nivel del mar,
- Entre menor sea su complejidad topográfica (entre más plano sea es mejor),
- Entre menor sea su sensibilidad ambiental,
- Entre mayor sea la aceptación pública local de la actividad eólica (Borja Díaz, Aspectos económicos de la generación eoloelectrónica, 2009).

La zona del Istmo de Tehuantepec tiene recurso eólico de nivel 6 y 7 que se considera excelente. Así mismo, hay aún grandes extensiones de terreno que no han sido asignadas a ningún permisionario y que tienen potencial para explotar la energía del viento (ver figura 4.1). Al oeste De Juchitán de Zaragoza, por ejemplo, tenemos una zona que no está demarcada por ningún polígono. Así mismo hay extensiones de terreno alrededor de esta misma zona cuyo recurso eólico cae dentro de la calificación de excelencia. Se elige esta zona como base para este estudio.

### 4.2 Tamaño de la planta

Los criterios para elegir el tamaño de planta fueron los siguientes:

- La información disponible para hacer proyectos de prefactibilidad está basada en un tamaño mediano de planta (alrededor de 30 MW instalados).
- La cantidad instalable aproximada es de 12 MW por Km<sup>2</sup>, en un terreno más o menos cuadrado.
- Que la superficie fuera razonablemente extensa para albergar dicha capacidad.

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Debido a este criterio se determinó que la extensión del terreno debe ser 1 Km<sup>2</sup>, 2 Km<sup>2</sup> o 3 Km<sup>2</sup>.



Figura 4.1 Parques eólicos en desarrollo

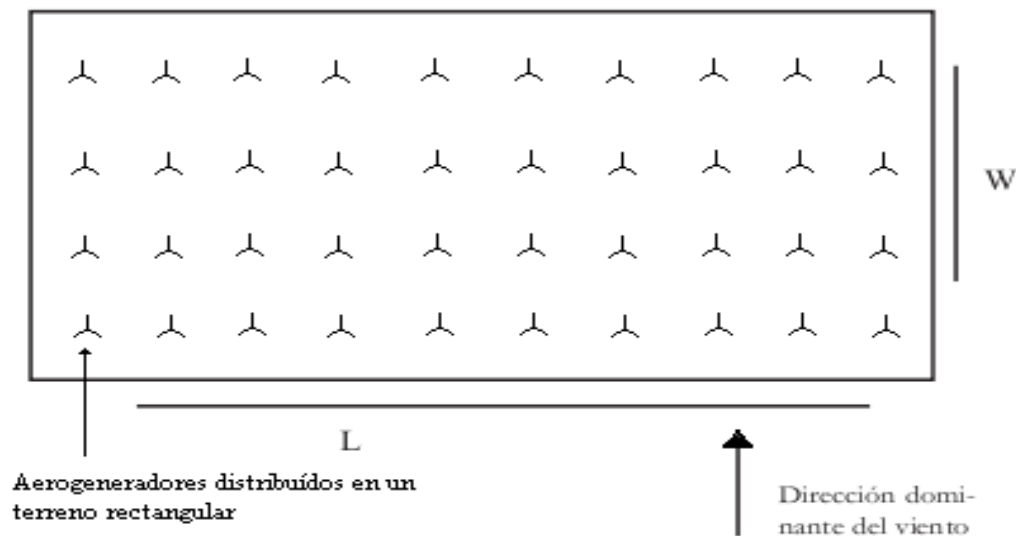
FUENTE: (Mimiaga, 2009)



Para determinar el tamaño de la planta es necesario hacer un plano de distribución de las turbinas y comparar entre distintos modelos de distintas capacidades.

Para determinar la cantidad de potencia instalable se consideró lo siguiente<sup>11</sup>:

- Se considera un terreno de dimensiones L y W, en el que L es la cara más perpendicular a la dirección dominante del viento como se muestra en la Figura 4.10.
- La turbina a instalar tiene un diámetro igual a D. La distancia entre turbinas será proporcional a D.
- Se define como la distancia entre turbinas en la misma fila a  $\eta_f D$ , donde  $\eta_f$  es el número de diámetros entre turbinas de la misma fila. De igual forma se define a la distancia entre filas a  $\eta_c D$ , donde  $\eta_c$  en general no es igual a  $\eta_f$ . En el caso de estudio no hay una dirección del viento muy dominante, así que se asignarán a  $\eta_c$  y  $\eta_f$  un valor de 5 (según lo recomendado en el documento de Mejores Prácticas del Doctor Snell) que dará como resultado un espaciamiento entre turbinas de 5 diámetros en ambas direcciones.
- En una fila caben  $\text{ent}(L/\eta_f D) + 1$  turbinas, donde la función  $\text{ent}()$  indica el número entero menor, pero más cercano al valor del parámetro. Se observa que el 1 adicional a la función  $\text{ent}()$  es el efecto de bordes. Ese efecto desaparece cuando no se pueden instalar turbinas muy cerca del borde del terreno. Cuando L es muy grande respecto a  $\eta_f D$ , este efecto es muy pequeño.
- El número de filas que caben por la dimensión W, es igual a  $\text{ent}(W/\eta_c D) + 1$ , que es el número de turbinas que caben en una fila y el número de filas. Tal como en el caso anterior y debido a la función  $\text{ent}()$ , este número debe ser un entero y habrá que corregir el resultado en este sentido.
- El número de turbinas se obtendrá multiplicando L por W



**Figura 4.2 Ejemplo de un terreno rectangular de acuerdo a la dirección dominante del viento**

<sup>11</sup> La metodología empleada en esta parte está expuesta en el documento del Doctor Snell

De acuerdo con la metodología expuesta en “Mejores Prácticas” del doctor Snell, existen varios factores a tomar en cuenta que afectan la potencia instalable en un terreno determinado. Estos Factores son:

- Si existe una dirección muy dominante del viento
- El tamaño y forma (distribución) del terreno
- La posibilidad de instalar turbinas en el borde del terreno
- La calidad del recurso eólico en el sitio

Siguiendo lo anterior hay que señalar que no existe una dirección muy dominante del viento como se vio anteriormente en la parte de caracterización del recurso eólico (2.8). Por esta razón se usará una distancia entre turbinas de 5D hacia ambas direcciones, de acuerdo a lo recomendado en el citado documento.

Se supondrá que se dispone de un sólo terreno rectangular. Se supondrán dos tamaños diferentes de terreno: de 1 Km<sup>2</sup> y de 2 Km<sup>2</sup>, para investigar la cantidad instalable posible para distintos modelos de aerogeneradores.

Dado que la zona completa está proyectada para la instalación de parques eólicos, se supondrá que no es posible instalar turbinas cercanas a los bordes.

Como ya se observó, se sabe que en la zona del Istmo de Tehuantepec, en particular el área de Juchitán de Zaragoza, se tiene un recurso eólico catalogado de excelente y como uno de los más altos a nivel mundial. Debido a esto se escogen turbinas para un emplazamiento Clase I<sup>12</sup>.

Para los cálculos se utilizó un factor de planta de 0.4, por debajo del recomendado que es ligeramente mayor a 0.5 para un emplazamiento como Juchitán, Oaxaca.

La disponibilidad del parque se estableció como 95%, según lo recomendado.

La eficiencia del parque se establece como 85%, límite bajo del lo recomendado (8 a 15% de pérdidas por el efecto de estela). La eficiencia del parque se obtiene restando a 100% el efecto de estela.

Así entonces con un terreno de 1 Km<sup>2</sup> y para diez diferentes modelos y capacidades de turbinas, la potencia instalable es<sup>13</sup>:

---

<sup>12</sup> La metodología empleada en esta parte está expuesta en el documento del Doctor Snell

<sup>13</sup> Todas son turbinas para emplazamientos con régimen de viento clase I. Los datos de la potencia nominal y diámetro de rotor provienen de catálogos de turbinas de las marcas Vestas, Gamesa, Enercon, Acciona y DeWind

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

AEROGENERADOR	Pnom Potencia Nominal [kW]	D Diámetro de Rotor [m]	No. de turbinas en L	No. de turbinas en W	L * W total de turbinas	Ptot Potencia total [kW]	AEO efectiva (estimada) [kWh/año]
Vestas V90	3000	90	2.00	2.00	4.00	12,000	32,256,072.00
Gamesa G52	850	52	3.00	3.00	9.00	7,650	20,563,245.90
Gamesa G80	2000	80	2.00	2.00	4.00	8,000	21,504,048.00
AW-1500	1500	70	2.00	2.00	4.00	6,000	16,128,036.00
AW-3000	3000	100	2.00	2.00	4.00	12,000	32,256,072.00
Enercon E33	330	33.4	5.00	5.00	25.00	8,250	22,176,049.50
Enercon E44	900	44	4.00	4.00	16.00	14,400	38,707,286.40
Enercon E53	800	52.9	3.00	3.00	9.00	7,200	19,353,643.20
Enercon E70	2300	71	2.00	2.00	4.00	9,200	24,729,655.20
DeWind D8.2	2000	80	2.00	2.00	4.00	8,000	21,504,048.00

Cuadro 4.1 Tabla para un terreno cuadrado de 1 Km x 1 Km

Para el caso de un terreno de 2 Km<sup>2</sup>, la tabla es la siguiente:

AEROGENERADOR	Pnom Potencia Nominal [kW]	D Diámetro de Rotor [m]	No. de turbinas en L	No. de turbinas en W	L * W total de turbinas	Ptot Potencia total [kW]	AEO efectiva (estimada) [kWh/año]
Vestas V90	3000	90	4.00	2.00	8.00	24,000	64,512,144.00
Gamesa G52	850	52	7.00	3.00	21.00	17,850	47,980,907.10
Gamesa G80	2000	80	5.00	2.00	10.00	20,000	53,760,120.00
AW-1500	1500	70	5.00	2.00	10.00	15,000	40,320,090.00
AW-3000	3000	100	4.00	2.00	8.00	24,000	64,512,144.00
Enercon E33	330	33.4	11.00	5.00	55.00	18,150	48,787,308.90
Enercon E44	900	44	9.00	4.00	36.00	32,400	87,091,394.40
Enercon E53	800	52.9	7.00	3.00	21.00	16,800	45,158,500.80
Enercon E70	2300	71	5.00	2.00	10.00	23,000	61,824,138.00
DeWind D8.2	2000	80	5.00	2.00	10.00	20,000	53,760,120.00

Cuadro 4.2 Tabla para un terreno de 2 Km x 1 Km

Se observa que la turbina Enercon E44 presenta ventajas debido a que el efecto de bordes no le afecta tanto como a las turbinas de mayor potencia como la Vestas V90, que a pesar de que es posible instalar una cantidad importante de este modelo dentro del terreno, la potencia instalable y la producción de

energía anual están muy por debajo de lo que es posible instalar con la primera.

Para el generador E 44, para ambos terrenos, modificando el factor de potencia a 0.5, la potencia total y la AEO efectiva son las siguientes:

AEROGENERADOR	P <sub>nom</sub> Potencia Nominal [kW]	D Diámetro de Rotor [m]	P <sub>tot</sub> Potencia total [kW]	AEO efectiva (estimada) [kWh/año]
Enercon E44 (16 t)	900	44	14,400	48,384,108.00
Enercon E44 (36 t)	900	44	32,400	108,864,243.00

**Cuadro 4.3**

### 4.3 Conclusiones

La turbina Enercon E 44 es la que logra un aprovechamiento máximo del terreno, y está cerca del valor de 30 MW que es el que se establece como base para la fiabilidad de los cálculos. Al variar el factor de planta de 0.4 a 0.5, se aprecia un aumento en la AEO de 25% para ambos casos lo cual muestra la gran ventaja de instalar parques eólicos en emplazamientos con factores de planta altos.

## CAPÍTULO 5. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

Una vez definida la tecnología a emplearse, la ubicación y el tamaño de la planta queda por analizar los costos del proyecto. El interés de este apartado es determinar la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como identificar cuáles son los aspectos de este más susceptibles de disminuir su costo a través de la asimilación de la tecnología y cuyo impacto económico sea mayor.

### 5.1 Costos e ingresos del proyecto

#### Definición de los casos de estudio

Se obtendrá el costo del proyecto para 4 casos distintos donde lo que varía es el número de aerogeneradores a instalar (de acuerdo a las dimensiones del terreno) y el factor de planta que, como se vio en la parte correspondiente al estudio técnico, puede variar de acuerdo con la locación. A continuación se definen los casos de estudio:

- El Caso 1a, que consiste de una planta de  $4 \times 4 = 16$  aerogeneradores, con una capacidad total de 14,4 MW y una producción anual de energía de 38,707,286.40 Kwh/año, considerando un factor de planta de 0.4;
- El Caso 1b, que consiste de una planta de las mismas características que el caso 1a, pero con un factor de planta de 0.5, lo que arroja una producción estimada anual de energía de 48,384,108 Kwh/año;
- El Caso 2a, que consiste de una planta de  $9 \times 4 = 36$  aerogeneradores, con una capacidad total de 32,4 MW y una producción anual estimada de energía de 87,091,394.40 Kwh/año, considerando un factor de planta de 0.4 ;
- El Caso 2b, que consiste de una planta de las mismas características que la del caso 2a, pero con un factor de planta de 0.5, lo que se traduce en una producción estimada anual de energía de 108,864,243.00 Kwh/año.

Se puede apreciar que los casos a y b sólo difieren en el factor de planta, solo se usará la referencia a o b cuando se esté hablando de algún cálculo que implique ingresos. Para el presente estudio se tomará como referencia para los ejemplos el caso 2b que tiene factor de planta de 0.5 que es el que se menciona en el Manual de Mejores Prácticas (Snell, 2009).

#### Costo de inversión

El costo de inversión para un parque eólico se desglosa de la siguiente manera:



<b>INVERSIÓN</b>	
CONCEPTO	% DE LA INVERSIÓN
Aerogeneradores	74-82%
Cimentación	1-6%
Obra eléctrica	1-9%
Conexión a la red	2-9%
Consultoría	1-3%
Costos financieros	1-5%
Construcción de caminos	1-5%

**Cuadro 5.1**

FUENTE: (Borja Díaz, Aspectos económicos de la generación eoloeléctrica, 2009)

De todos estos conceptos, el principal son los Aerogeneradores, por su función y por su costo. Para proyectos a nivel prefactibilidad se usa un precio de 1000 USD por KW de capacidad instalado. Se recomienda que se utilice un porcentaje de 75% para el costo de las turbinas (Snell, 2009). Con este dato podemos calcular la inversión requerida partiendo del costo de los aerogeneradores.

Los costos de inversión son los siguientes:

CONCEPTO	CASO 1 16 t	CASO 2 36 t
Aerogeneradores	14,400,000.00	32,400,000.00
Cimentación	768,000.00	1,728,000.00
Obra eléctrica	1,152,000.00	2,592,000.00
Conexión a la red	1,152,000.00	2,592,000.00
Consultoría	576,000.00	1,296,000.00
Costos financieros	960,000.00	2,160,000.00
Construcción de caminos	192,000.00	432,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>19,200,000.00</b>	<b>43,200,000.00</b>

**Cuadro 5.2**

La inversión diferida que está asociada a la reinversión en equipo de cómputo y vehículos asociados a las actividades del equipo de ingeniería inversa es:

CONCEPTO	costo [USD]	vida útil [años]
Aerogeneradores		20
Equipo de cómputo	8,333.00	3
Vehículos	32,100.00	5

**Cuadro 5.3**

Las reinversiones en el equipo de cómputo se harán en el año 4, 7, 10, 13, 16 y 19. Para los vehículos

estas se harán en los años 6, 11 y 16.

### Costos totales de producción

Los costos de operación, según el Manual de Mejores Prácticas, son:

- Costo del terreno (entre 0.5% y 1% del costo inicial de las turbinas); si es alquiler. Usualmente está fijado en un porcentaje (2% a 4%) de la venta de energía.
- Costo del seguro (entre 0.7% y 1% anual del costo inicial de las turbinas)
- Costo del personal dedicado a la operación (0.5% anual del costo inicial de las turbinas)
- Costo de administración (0.5% del costo inicial de inversión)

Para efectos de un estudio de prefactibilidad, se recomienda contar con un costo total de operación y mantenimiento de un 5% del costo inicial de las turbinas (Snell, 2009).

De acuerdo con lo anterior y basado en los casos ya descritos tenemos lo siguiente:

	Capacidad	Costo total de producción	
Caso 1 16 turbinas	14,4 MW	720,000.00	USD
Caso 2 36 turbinas	32,4 MW	1,620,000.00	USD

**Cuadro 5.4**

Como ejemplo del cálculo tenemos lo siguiente:

De acuerdo con el costo de inversión tenemos que

$$16 \text{ turbinas} * 900\text{kW} * 1000 \text{ USD/kW} * 5\% = 720,000 \text{ USD anuales}$$

### Costo Nivelado de Generación

El Costo Nivelado de Generación (CNG) para los cuatro casos que se estudian aquí se muestra en el cuadro 4.18. El CNG lo constituyen los costos de operación y mantenimiento (que incluyen también los costos de mantenimiento mayor), la inversión inicial y descuenta el valor de rescate de los aerogeneradores al final de su vida útil.

$$CNG = \frac{I + \sum_{t=1}^n (OM_t + MM_t)(1+r)^{-t} - VR(1+r)^{-n}}{\sum_{t=1}^n PGE_t(1+r)^{-t}}$$

FUENTE: (Borja Díaz, Aspectos económicos de la generación eoloeléctrica, 2009)

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

El cálculo del CNG se realizó de la siguiente forma:

I = Costo de Inversión

OM = Costo de Operación y Mantenimiento\*

MM = Costo de Mantenimiento Mayor\*

VR = Valor de Rescate\*

N = Vida Útil (20 años)

r = tasa de descuento (10 %)

PGE = Potencial de Generación de Electricidad (-10 %)

A continuación se muestra la tabla de flujos de efectivo con que se obtuvo el CNG para el caso 2b de 36 turbinas y factor de planta 0.5.<sup>14</sup>

Año	Producción (kWh)	Inversión Inicial USD	Costos Anuales	Costos Totales Anuales	Valor de Rescate	Producción a Valor Presente	Costos Anuales Totales a Valor Presente
0	108,864,423.00	43,200,000.00	1,620,000.00	44,820,000.00		108,864,423.00	44,820,000.00
1	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		98,967,657.27	1,782,000.00
2	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		89,970,597.52	1,960,200.00
3	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		81,791,452.29	2,156,220.00
4	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		74,355,865.72	2,371,842.00
5	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		67,596,241.56	2,609,026.20
6	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		61,451,128.69	2,869,928.82
7	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		55,864,662.45	3,156,921.70
8	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		50,786,056.77	3,472,613.87
9	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		46,169,142.52	3,819,875.26
10	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		41,971,947.75	4,201,862.79
11	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		38,156,316.13	4,622,049.06
12	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		34,687,560.12	5,084,253.97
13	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		31,534,145.56	5,592,679.37
14	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		28,667,405.06	6,151,947.30
15	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		26,061,277.33	6,767,142.03
16	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		23,692,070.30	7,443,856.24
17	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		21,538,245.72	8,188,241.86
18	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		19,580,223.38	9,007,066.05
19	108,864,423.00		1,620,000.00	1,620,000.00		17,800,203.08	9,907,772.65
20	108,864,423.00		1,620,000.00	-1,620,000.00	3,240,000.00	16,182,002.80	-10,898,549.92
<b>TOTALES</b>						1,035,688,625.03	125,086,949.26
<b>Costo Nivelado de Energía:</b>						0.1208	USD/kWh
r = tasa de descuento	10.00%	PGE = Pérdida del potencia de producción			10.00%		

**Cuadro 5.5**

Así entonces, para cada caso el CNG es:

Caso 1a	Caso 1b	Caso 2a	Caso 2b
0.1510	0.1208	0.1510	0.1208

**Cuadro 5.6 Costo Nivelado de Generación (CNG) [USD/kWh]**

<sup>14</sup> Las corridas para los casos 1a, 1b y 2a se pueden ver en el APENDICE 1

## Depreciación y amortización

Ya se mencionó qué parte de la inversión constituirán activos diferidos, aquí se muestra el cálculo de la depreciación correspondiente:

Costo inicial de las turbinas / 20 Años (vida útil de la maquinaria) = Depreciación anual de las turbinas

14,400,000 USD / 20 Años = 720,000 USD/Año  
para el caso 1, y

32,400,000 USD / 20 Años = 1,620,000 USD/Año  
para el caso 2

En la parte de incentivos fiscales, en el estudio técnico, la amortización de los aerogeneradores puede hacerse en el primer año del proyecto, sin embargo, de principio se elige hacerlo en los 20 años de vida del proyecto y observar el comportamiento de este.<sup>15</sup>

## Capital de Trabajo

El capital de trabajo se toma como el costo total de producción, lo cual incluye los gastos de administración. Se tomará el costo equivalente a tres meses como sigue a continuación:

720,000 USD / 12 meses \* 3 meses = 180,000 USD

para el caso 1 con 16 turbinas y

1,620,000 USD / 12 meses \* 3 meses = 405,000 USD

para el caso 2 con 36 turbinas.

## Ingresos

Los ingresos relacionados a este proyecto serán por ventas de excedentes de energía a la CFE. Para el cálculo se toma como base el precio nivelado de generación ganador de una de las más recientes licitaciones (Marzo 2010) para la construcción y operación de la central eoloeléctrica Oaxaca I, que fue de 0.0660 USD/kWh (CNN Expansión, 2010). El volumen de los excedentes se toma como 1% de la producción total de energía de forma arbitraria y más adelante se analiza la sensibilidad del proyecto asociada a esta variable. Así tenemos que

---

<sup>15</sup> Posteriormente en este capítulo se analizará qué tan sensible es el proyecto a la variación de la depreciación y amortización.

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

$$0.01 * 108,864,423 \text{ kWh/año} * 0.0678 \text{ USD/kWh} = 73,810.08 \text{ USD/año}$$

para el caso **2b** de 36 turbinas con un f.p. = 0.5.

Los ingresos que se obtienen del proyecto para cada caso son:

Caso	USD/año
<b>1 a</b>	<b>26,243.54</b>
<b>1 b</b>	<b>32,804.43</b>
<b>2 a</b>	<b>59,047.97</b>
<b>2 b</b>	<b>73,810.08</b>

**Cuadro 5.7 Ingresos del proyecto para cada caso de estudio**

## 5.2 Evaluación Económica

### Plan de Inversión

<b>Activos</b>		<b>Pasivos</b>	
aerogeneradores	14,400,000.00	Financiamiento	9,600,000.00
eq. De computo	8,333.00		
vehículos	32,100.00		
cimentación	768,000.00		
obra eléctrica	1,152,000.00	<b>Capital Social</b>	9,820,433.00
conexión a la red	1,152,000.00	capital de trabajo	180,000.00
construcción de caminos	192,000.00		
obtención del financiamiento	960,000.00		
consultoría	576,000.00		
caja y bancos	180,000.00		
(capital de trabajo)*			
<b>Total de Activos</b>	<b>19,420,433.00</b>	<b>Pasivo + Capital</b>	<b>19,420,433.00</b>

\*3 meses

**Cuadro 5.8 Plan de Inversión Caso 1**

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Activos		Pasivos	
aerogeneradores	32,400,000.00	Financiamiento	21,600,000.00
eq. De computo	8,333.00		
vehículos	32,100.00		
cimentación	1,728,000.00		
obra eléctrica	2,592,000.00	<b>Capital Social</b>	22,045,433.00
conexión a la red	2,592,000.00	capital de trabajo	405,000.00
construcción de caminos	432,000.00		
obtención del financiamiento	2,160,000.00		
consultoría	1,296,000.00		
caja y bancos	405,000.00		
(capital de trabajo)*			
<b>Total de Activos</b>	<b>43,645,433.00</b>	<b>Pasivo + Capital</b>	<b>43,645,433.00</b>

\*3 meses

**Cuadro 5.9 Plan de inversión Caso 2**

**Estado de resultados**

descripción	AÑO									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ingresos por ventas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
costo total de produccion	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00	1.620.000,00
<b>utilidad bruta en ventas</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>	<b>-1.620.000,00</b>
gastos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
depreciacion	32.409.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67	9.197,67
<b>utilidad de operación</b>	<b>-34.029.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>
impuestos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>egresos netos</b>	<b>-34.029.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>	<b>-1.629.197,67</b>

**Cuadro 5.10 Estado de Resultados**

Actualmente el impuesto sobre la renta (ISR) es del 28% para un nivel de ingresos como el presentado en este proyecto.

Para determinar el ahorro resultante de esta inversión se tomó la tarifa OM, de media tensión, a nivel transmisión. Se tomaron como factores de la demanda horaria los siguientes valores: 0.17 para la demanda base, 0.66 para la intermedia y 0.17 para el pico (Sánchez Sifuentes, 2007)<sup>16</sup>. De esta manera

<sup>16</sup> Estos valores fueron obtenidos a partir de curvas de demanda eléctrica, de tarifa OM, de tiendas departamentales en el

tenemos que el precio de comparación de la energía se obtiene de la siguiente manera:

para el caso 2b,

$$108,864,423 \text{ [kWh/año]} * 0.17 * 0.8207 \text{ pesos/kWh} = 13,969,047.30 \text{ pesos/año}$$

$$108,864,423 \text{ [kWh/año]} * 0.66 * 0.9863 \text{ pesos/kWh} = 65,175,605.95 \text{ pesos/año}$$

$$108,864,423 \text{ [kWh/año]} * 0.17 * 1.7744 \text{ pesos/kWh} = 31,576,561.35 \text{ pesos/año}$$

TOTAL = 110,721,214.60 MXPesos -----> 8,517,016.51 USD; tomando el tipo de cambio como 13 pesos mexicanos por cada dólar de los Estados Unidos. (Véase APÉNDICE 4 para ver los cálculos para los demás casos)

La energía autoabastecida se obtiene multiplicando el estimado de la producción anual de energía por (1 - % de excedente de energía), que como ya se mencionó es una cantidad arbitraria.

### Flujo de efectivo

Se efectuaron cálculos para el caso 1, con un factor de planta de 0.4 (2a) y de 0.5 (2b), y para al caso 2, con un factor de planta de 0.4 (2a) y de 0.5 (2b). A continuación se muestra la tabla de Excel para el Caso 2b. Sin excedentes de producción y sin financiamiento.

Año	flujos netos	Valor de comparación	Ahorro	flujos descontados
0	43.605.000,00			-43.605.000,00
1	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	6.189.550,85
2	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	5.554.653,90
3	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	4.984.881,90
4	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	4.473.554,61
5	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	4.014.677,03
6	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	3.602.869,09
7	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	3.233.302,60
8	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	2.901.644,62
9	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	2.604.006,66
10	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	2.336.899,09
11	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	2.097.190,25
12	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.882.069,68
13	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.689.015,24
14	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.515.763,48
15	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.360.283,12
16	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.220.751,25
17	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	1.095.531,95
18	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	983.157,09
19	-1.620.000,00	8.517.016,51	6.897.016,51	882.309,16
20	1.620.000,00	8.517.016,51	10.137.016,51	1.163.771,03
VPN				10.180.882,60

**Cuadro 5.11 Flujo de efectivo. Caso 2b**

Valle de México. Resulta significativo tomarlos como referencia ya que hay proyectos de autoabastecimiento destinados a este tipo de establecimientos.

Tasa Interna de Retorno
3,12%

**Cuadro 5.12 Flujo de Efectivo<sup>17</sup>**

En todos los casos los Fondos Propios constan de la mitad de la inversión inicial más el capital de trabajo, ya que el monto del Financiamiento es del 50% de la inversión inicial. Los ingresos por ventas se obtienen a partir de la estimación de la producción anual de energía (AEO) calculada con un factor de planta de 0.4 (1a y 2a) y 0.5 (1b y 2b). La caja inicial constituye el capital de trabajo para 3 meses.

La inversión fija consta de los activos fijos, estos son: los aerogeneradores, la cimentación, la obra eléctrica, la conexión a la red y la construcción de los caminos. La inversión diferida consta de las erogaciones por el concepto de consultorías. Los costos de operación y mantenimiento, impuestos y gastos financieros se toman directamente del Estado de Resultados.

### 5.3 Sensibilidad de algunas variables

#### Factor de Planta

El Valor Presente Neto del ahorro, tomando en cuenta un factor de planta de 0.4, 0% de excedentes de energía y sin financiamiento, es el siguiente:<sup>18</sup>

- -1,338,313.26 USD, para el caso de 16 turbinas;
- -3,011,204.84 USD, para el caso de 36 turbinas.

Para un f.p. = 0.5

- 4,424,788.24 USD, para el caso de 16 turbinas;
- 10,180,882.60 USD, para el caso de 36 turbinas.

Es decir, al variar el factor de planta de 0.4 a 0.5 tenemos que la producción de energía se incrementa y con ello la proporción del ahorro, debido a que la energía que se produce no se paga al precio que da la CFE, sino que se paga al costo de producción. Además, al aumentar la producción de energía, el VPN pasa de ser deficitario (negativo) a tomar un valor positivo.

#### Cantidad de excedente de energía

Al variar el valor del porcentaje de energía excedente que se vendería a CFE, se observó que entre

<sup>17</sup> Las tablas completas de flujo de efectivo para los 4 casos se encuentran en el Apéndice I

<sup>18</sup> Las corridas de Excel donde se obtuvieron estos resultados están en el Apéndice I



mayor sea dicho valor el flujo de efectivo a favor disminuye. Este hecho sugiere que es preferible consumir la mayor parte o toda la energía que se produce para que el flujo de efectivo sea favorable. La siguiente tabla fue hecha a partir del caso 2 de 36 turbinas y con factor de planta 0.4 (2a) y 0.5 (2b), variando sólo el porcentaje de excedentes que se venderían a CFE. También se observa que en el caso 2a, VPN y TIR son negativos y en 2b son positivos.<sup>19</sup>

excedente %	VPN USD	TIR %
0,00	-3.011.204,84	-0,96
1,00	-3.209.630,33	-1,03
15,00	-5.987.587,11	-1,93
30,00	-8.963.969,39	-2,93

**Cuadro 5.13 Caso 2a**

excedente %	VPN USD	TIR %
0,00	10.180.882,60	3,12
1,00	9.932.850,34	2,96
15,00	6.460.398,61	2,00
30,00	2.739.914,62	0,86

**Cuadro 5.14 Caso 2b**

### Financiamiento

Hasta este momento no se ha incluido dentro del análisis el financiamiento. La tabla que se muestra abajo fue hecha basándose en el caso 2b de 36 turbinas, considerando 0% de excedente y factor de planta 0.5, solamente variando el porcentaje financiado del proyecto<sup>20</sup>. Se toma una tasa de interés para el financiamiento de 15% anual.

<sup>19</sup> En el Apéndice 3 se pueden ver las corridas de Excel para todos los casos

<sup>20</sup> En el Apéndice 3 se muestran las corridas de Excel para cada caso de estudio

financiamiento %	VPN USD	TIR %
5,00	8.443.882,05	2,57
25,00	1.945.879,83	0,45
50,00	-7.189.122,95	-2,09

**Cuadro 5.15 TIR y VPN con distintos montos a financiar**

Tanto el porcentaje de excedente como el de financiamiento guardan una relación con el VAN y la TIR: entre menor sea su valor, mayor será la magnitud de los últimos.

### 5.4 Bonos de carbono

Finalmente, es necesario agregar los ingresos obtenidos a través del financiamiento con bonos de carbono. Se considera que la producción de energía es constante durante los años del proyecto. Se toma el valor del CER de 12 € ó 16.8 USD (pronóstico promedio más probable para este año), considerando que el precio del CER en el mercado ha estado sujeto a muchas fluctuaciones, teniendo como mínimo 10.50 € y máximo 16 € en el 2010 (Natsourse, 2010). Así tenemos que el valor presente neto y la tasa interna de retorno para cada caso es:

Caso	Emisiones tCO2/año	Monto USD	VAN	TIR
1a	60,751.85	1,020,631.09	6,565,960.22	4.47%
2a	136,691.66	2,296,419.96	14,773,409.77	4.47%
1b	75,939.81	1,275,788.87	14,405,130.15	9.50%
2b	170,864.68	2,870,524.95	32,411,651.84	9.50%

**Cuadro 5.16 TIR y VPN para los cuatro casos considerando bonos de carbono**

Se considera 0% de excedentes de producción y sin financiamiento.

Se puede observar que el comportamiento de VPN y TIR tomando en cuenta los ingresos por bonos de carbono ayuda a mejorar la viabilidad de la inversión en este tipo de proyectos. A continuación se muestra cómo varían el VPN y la TIR respecto a los excedentes de producción para el caso 2a y 2b<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Los cálculos para los demás casos se pueden ver en el Apéndice 5. Se considera que los bonos de carbono se vuelven a emitir al término de los primeros diez años para cubrir así los veinte años de vida del proyecto. Se toma un valor de margen combinado (CM) de 1.57 ton CO2/MWh

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Excedente %	VPN USD	TIR %
5	13,781,282.35	4.18
15	11,797,027.50	3.60
30	8,820,645.22	2.71

Caso 2a, 36 turbinas y f.p.=0.4

Excedente %	VPN USD	TIR %
5	31,171,490.50	9.15
15	28,691,167.84	8.45
30	24,970,683.85	7.40

Caso 2b, 36 turbinas y f.p.=0.5

**Cuadro 5.17 y 5.17 bis**

Para los mismos casos se muestra la variación respecto al financiamiento.

Financiamiento %	VPN USD	TIR %
25	6,088,406.99	1.80
50	-2,596,595.78	-0.75

Caso 2a, 36 turbinas y f.p.=0.4

Financiamiento %	VPN USD	TIR %
25	23,726,649.06	6.78
50	15,041,646.28	4.18

Caso 2b, 36 turbinas y f.p.=0.5

**Cuadro 5.18 y 5.18 bis**

## 5.5 Conclusiones

El factor de planta comúnmente usado para estudios de prefactibilidad en el Istmo de Tehuantepec es 0.4, sin embargo, este valor puede llegar a ser de 0.5 en algunos emplazamientos. Los valores de VPN y TIR obtenido en uno y otro caso indican que el proyecto no es factible para el valor de 0.4, con una TIR de -0.96%, y que para 0.5 el proyecto tiene una TIR de 3.12%.

Al observar el comportamiento que tiene VPN y TIR al variar el porcentaje de excedentes que se venderían a CFE, se puede apreciar que lo mejor es consumir toda la energía que se produce, porque a aumentar el monto del excedente de producción el rendimiento de la inversión baja.

El financiamiento impone una carga que hace que los valores de VPN y TIR sean negativos cuando se plantea que el porcentaje de la inversión que será financiado sea de 50%, valor máximo con el que es posible acceder a un crédito para este tipo de proyectos. El análisis muestra que con estas cifras no es factible solicitar financiamiento.

## PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Cuando se incluye los ingresos por bonos de carbono los valores de VPN y TIR demuestran viabilidad para los cuatro casos, aún cuando se incurre en excedentes, sin embargo, financiar al 50% cuando se tiene un factor de planta de 0.4 deja de ser viable. Se confirma que la viabilidad de un parque eólico bajo estas circunstancias depende fuertemente de los ingresos obtenidos a través de la emisión de certificados de reducción de emisiones (CERs por sus siglas en inglés). Además, para acceder a cualquier tipo de financiamiento es necesario probar la viabilidad del proyecto sin incluir los bonos de carbono, según lo recomendado por Bancomext (Bancomext, 2009).

## CAPÍTULO 6. FORMULACIÓN DE LA PROPUESTA

Los resultados del estudio económico son bastante ilustrativos sobre los retos que representa el desarrollo de la energía eólica en México. En primer lugar se encuentra el alto costo de inversión que tienen los parques eólicos, que para nuestros casos de estudio es de alrededor de 1,348 USD por KW instalado. No obstante, información reciente señala que el costo de inversión para un parque eólico hoy en día ronda los 1,500 USD por kW de potencia instalado (CNN Expansión, 2010). Para el caso de estudio, el 75% de ese costo lo representan los aerogeneradores, y en general varía entre 70% y 80% de la inversión inicial (Snell, 2009). Al comparar el Costo Nivelado de Generación (CNG) obtenido en el estudio con el de otras tecnologías, tenemos el siguiente cuadro:

Tipo de central	USD/kWh
Eólica	0.1208
CC Gas	0.0457
Carbón	0.0410
Nuclear	0.0375

**Cuadro 6.1 Costo nivelado de generación para diferentes tecnologías**

FUENTE: (ININ, 2006)

En el cuadro de arriba se aprecia el peso del alto costo de los aerogeneradores para hacer competitiva a la energía eólica. Sin embargo, el CNG obtenido es también mucho mayor que el precio nivelado de generación con que empresas como Acciona Energía de México han ganado las licitaciones para construir parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec. Esta empresa ofreció un precio por kilowatt-hora generado de 0.0658 USD, 0.0678 USD y 0.0637 USD para los proyectos de Oaxaca II, III y IV, respectivamente.” (CNN Expansión, 2010)

Es importante observar que el Precio Nivelado de Generación (PNG) ofrecido por Acciona Energía de México es de casi la mitad que el obtenido mediante los cálculos hechos en este trabajo, además de ser menor aun que el precio en que se cotiza el kilowatt-hora en Estados Unidos y Europa, que ronda entre los 9 y 10 centavos de dólar (CNN Expansión, 2010).

Esta situación lleva a hacerse la pregunta de ¿en qué radica la diferencia de costos? Por lógica, el primer sujeto que podría tener un precio preferencial por la adquisición de un aerogenerador sería el fabricante, que lo obtendría a su costo de producción o a un costo muy cercano a este. Si el fabricante no tiene la posibilidad de construir el parque eólico, puede aliarse estratégicamente con una compañía especializada y contribuir con un precio competitivo de sus equipos para poder vender el proyecto. Así entonces, se puede observar en el siguiente cuadro qué marcas de aerogeneradores se están usando en

los parques eólicos en México:

	Capacidad [MW]	Marca de los aerogeneradores
<b>Centrales en operación</b>		
Eléctrica del Valle de México	67.5	Clipper Windpower
Bii Nee Stipa	26	Gamesa
Eurus (Cemex-Acciona)	250	Acciona
Parques Ecológicos (Iberdrola)	80	Gamesa
La Venta II	83.3	Gamesa
<b>Centrales en construcción</b>		
Fuerza Eólica del Istmo	50	GE Wind
Eoliatec	22	Eolia
La Venta III	100	
Oaxaca I	101	Acciona
Oaxaca II, III, IV	405	Acciona
Renovalia Energy	228	Gamesa
<b>Centrales en construcción fuera de Oaxaca</b>		
Abanel Wind (Baja California)	1000	Gamesa

**Cuadro 6.2 Marcas de aerogeneradores usados en la centrales eólicas de México**

Se puede observar que las marcas españolas Gamesa y Acciona son las que acaparan el mercado, ya que han vendido sus equipos en el mayor número de proyectos en operación o en etapa de construcción. Estas compañías han ganado licitaciones para construir y operar los parques (además de proveer las turbinas), y también han logrado contratos para vender sus equipos a los licitantes ganadores. Esta situación favorece el que estas compañías puedan fijar un precio alto por sus equipos. De ser así, su margen de ganancia es lo que hace que la inversión para un parque eólico sea tan elevada.

Es claro que el objetivo de un plan para bajar el costo de la energía eólica debe contemplar el construir los aerogeneradores en el país, por productores nacionales.

## 6.1 Lo que se ha hecho para impulsar el desarrollo de la energía eólica

### Acciones por parte del gobierno y sus instituciones

En nuestro país no se cuenta con recursos humanos capacitados para la construcción y operación de

parques eólicos, ni para la construcción e instalación de aerogeneradores. El gobierno federal, gobiernos estatales y diversas organizaciones no gubernamentales y empresas realizan una labor de investigación, desarrollo y promoción en torno a la explotación del potencial eoloeléctrico del país. El nombre de esta iniciativa es Plan de Acción para Eliminar las Barreras para el Desarrollo de la Generación Eoloeléctrica en México y cuenta con apoyo parcial del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Las metas generales de este plan de acción son las siguientes:

- **Desarrollo de capacidades.-** Construir y operar un Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE), Evaluación del recurso eólico en el país, formación de recursos humanos y desarrollo o adecuación de mejores prácticas.
- **Llevar a cabo proyectos y estudios estratégicos.-** Formular tres proyectos de 15 a 20 MW para demostración de esquemas innovadores de negocio. Promover la realización de estudios y proyectos que faciliten el desarrollo de la generación eoloeléctrica.
- **Realizar análisis y propuestas para mejorar el marco legal, regulador o institucional**
- **Fomentar la colaboración, vinculación y efecto multiplicador.-** Entre gobiernos estatales, instituciones de educación superior, desarrolladores de proyectos eoloeléctricos, fabricantes de aerogeneradores, banca de desarrollo, centros de investigación y desarrollo en el extranjero, Agencia internacional de Energía, Red Iberoamericana de Energía Eólica y ONG's nacionales e internacionales. (Borja Díaz, Plan de Acción para Eliminar las Barreras para el Desarrollo de la Generación Eoloeléctrica en México, 2004)

Los proyectos que se conoce que el CERTE tiene en cartera son:

- Construcción y pruebas de un prototipo de torre de concreto postensado de 80 metros de altura integrando un aerogenerador de más de 1.4 MW (en gestión)
- Construcción y pruebas de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico (aprobado)
- Instalación y pruebas de un prototipo de aerogenerador de 1.2 MW de diseño nacional (aprobado) (Borja Díaz, Centro Regional de Tecnología Eólica, 2009)

La Universidad del Istmo, en el Instituto de Estudios de la Energía (creado a principio de 2007) cuenta con la Maestría en Ciencia en Energía Eólica. Las líneas de investigación con que cuenta son:

- Diseño de pequeños aerogeneradores
- Diseño de componentes de aerogeneradores

Dirigidas por el M. En C. Esaú de Jesús Zenteno Aquino, y

- Control por retroalimentación por salida
- Control inteligente
- Caracterización de dinámica no lineal
- Control e identificación de sistemas biológicos

Dirigidas por el doctor en ingeniería de Miguel Ángel Hernández López.

En diciembre de 2010 el gobierno federal presentó el mapa del recurso eólico y solar de México. Según este documento, existen 22 estados en los que se pueden construir parques eólicos (Ramos, 2010).

### Acciones por parte de la Iniciativa privada

Existen empresarios que han invertido en la construcción de parques eólicos aprovechando las condiciones favorables que atrajo la reforma energética del 2008. Como ya se vio, las nuevas leyes permiten a las empresas generar energía para su consumo, además de que CFE se compromete a comprar toda la energía excedente mediante un contrato.

Las empresas han incursionado en la generación eoloelectrónica bajo varias modalidades que promueve el gobierno mexicano, a través de la Comisión Reguladora de Energía, donde las principales de estas (por el número de permisos otorgados) son las de autoabastecimiento y productor independiente de energía (PIE). Estas formas de participación son también las que tienen mayor proyección a futuro, ya que la CRE, dentro de sus estadísticas revela que actualmente administra 10 permisos para autoabastecimiento y 5 para la modalidad de PIE de un total de 21 permisos para generación con energía eólica (ver cuadro 7.3). De estos, 17 están ubicados en el estado de Oaxaca. Destaca el hecho de que a partir de 2009, después de la reforma energética del 2008, hubo un alza en la cantidad de permisos otorgados para proyectos bajo la modalidad de autoabastecimiento (5 en el año 2009) y una cantidad importante de proyectos autorizados bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (P.I.E.) (2 en el año 2009 y 3 en el 2010). Lo anterior indica que la reforma ha favorecido la inversión privada en el sector.

Permisionario	Capacidad	Energía/Año	Modalidad	Estado Actual	Año en que se otorgó permiso
	MW	Gwh/año			
Fuerza Eólica del Istmo	80.00	350.00	Autoabastecimiento	En construcción	1998
Baja California 2000	10.00	28.03	Autoabastecimiento	En construcción	1998
Eléctrica del Valle de México	67.50	635.16	Autoabastecimiento	Operación	2001
Fuerza Eólica de Baja California	300.00	830.00	Exportación	En construcción	2002
Parques Ecológicos de México	79.90	280.00	Autoabastecimiento	Operación	2002
Eoliatic del Istmo	164.00	642.00	Autoabastecimiento	En construcción	2005
Vientos del Istmo	180.00	776.30	Autoabastecimiento	Obras por iniciar	2005
EURUS	300.00	876.00	Autoabastecimiento	Operación	2006
Bii Nee Stipa Energía Eólica	26.35	100.13	Autoabastecimiento	En construcción	2006
Instituto de Investigaciones Eléctricas	5.00	21.90	Pequeña Producción	En construcción	2007
Eoliatic del Pacífico	160.00	600.00	Autoabastecimiento	Obras por iniciar	2007
Eólica Santa Catarina	17.50	37.30	Autoabastecimiento	En construcción	2008
Fuerza y energía Bii Hioxio	226.80	645.62	Autoabastecimiento	Obras por iniciar	2008
Energía Alterna Istmeña	215.65	943.60	Autoabastecimiento	En construcción	2009
Desarrollos Eólicos Mexicanos Oaxaca I	228.00	933.30	Autoabastecimiento	En construcción	2009
Energías Ambientales de Oaxaca	102.00	410.00	P.I.E.	En construcción	2009
Energías Renovables La Venta III	102.85	288.00	P.I.E.	En construcción	2009
Municipio de Mexicalli	10.00	27.00	Autoabastecimiento	Obras por iniciar	2009
CE Oaxaca II	102.00	326.40	P.I.E.	En construcción	2010
CE Oaxaca III	102.00	326.40	P.I.E.	En construcción	2010
CE Oaxaca IV	102.00	326.40	P.I.E.	En construcción	2010
<b>Autoabastecimiento</b>	<b>1765.70</b>	<b>6874.44</b>			
<b>Pequeña Producción</b>	<b>5.00</b>	<b>21.90</b>			
<b>P.I.E.</b>	<b>510.85</b>	<b>1677.20</b>			
<b>Exportación</b>	<b>300.00</b>	<b>830.00</b>			
<b>TOTAL</b>	<b>2581.55</b>	<b>9403.54</b>			

Cuadro 6.3 Permisos otorgados por la CRE a Mayo de 2010

FUENTE: (CRE, 2010)

Se tiene previsto que la CRE incorpore nuevos permisionarios de energía eólica utilizando la nueva capacidad de transmisión de la Subestación La Ventosa (Temporada Abierta). Esto sumará una



capacidad de 1896 MW al sistema eléctrico mexicano a partir del 2010 y hasta el 2012. Esta capacidad incluye 506 MW de las plantas Oaxaca I, II, III y IV, que entran dentro de los proyectos de Temporada Abierta (Borja Díaz, Seminarió Sigré México 2010, 2010). También se tiene previsto que la empresa GDC Generadora inicie la operación de su planta en Oaxaca en el año 2014, con una capacidad instalada de 480 MW, en la modalidad de autoabastecimiento<sup>22</sup>.

De esta manera, empresas mexicanas como Cemex o extranjeras como Walmart, se vuelven piezas clave para el desarrollo eólico en el país. Sin embargo, son muy dependientes de los incentivos fiscales y créditos que obtienen de instituciones gubernamentales y organismos crediticios internacionales. Prueba de esto es que el proyecto Eurus, recibió para su construcción un financiamiento de 375 millones de dólares, cuando el costo del proyecto fue de 600 millones de dólares, es decir, el 62.5 % de la inversión (CNN Expansión, 2010).

### Participación de las instituciones financieras

La banca de desarrollo es la que asume los riesgos de las grandes inversiones que demanda el desarrollo de las energías limpias, incluyendo a la eólica. El esquema propuesto en México por el Banco de Comercio Exterior (Bancomext) contempla créditos para los proyectos MDL (PNUD) con:

- Plazos hasta de diez años
- Un porcentaje de financiamiento de hasta el 50% de la inversión para proyectos de nueva creación, y de hasta 85% de la inversión, para el caso de modernizaciones y ampliaciones de empresas ya en marcha que busquen adecuar sus instalaciones para convertirlas en proyectos MDL
- Garantías: Fideicomiso o hipoteca civil sobre inmuebles, si la naturaleza del proyecto lo permite, y/o equipos y maquinaria a financiar; hipoteca industrial completa; cesión de los derechos de compra-venta de los CER's (bonos de carbono); y/o garantías de entidades multilaterales. (Bancomext, 2009)

Este tipo de financiamientos son de tipo estructurado, que quiere decir que:

- Se asegura la fuente de pago del financiamiento
- Se distribuyen los riesgos del proyectos entre los participantes (Son varios bancos internacionales como el Banco Mundial (BM) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID); y organismos financieros como el Fondo Español del Carbono y El Fondo Mexicano del Carbono)
- Utiliza el balance de la empresa promotora eficientemente
- Basa la recuperación del financiamiento en los flujos y activos del proyecto (Bancomext, 2009)

Es banca de desarrollo quien invierte principalmente en este tipo de proyectos, que en el caso de México es Bancomext y Nacional Financiera, que funcionan como canales del BM y el BID, brindando garantías a sus accionistas. Para fomentar que la banca comercial financie también proyectos de energías renovables, Bancomext les asegura hasta el 50% del financiamiento.

De esta manera, puede observarse como algunos proyectos pueden acceder al 50% del financiamiento

---

<sup>22</sup> Ver en este trabajo 3.1 Oferta eléctrica en México

por ser nuevos y después hacer uso del financiamiento del 85% para sus posteriores ampliaciones. Desde la perspectiva de la banca, se puede deducir que a pesar del riesgo de la inversión, la energía eólica es redituable, sobre todo porque la generación mundial de energía cambia lentamente hacia este tipo de tecnologías. El riesgo intrínseco de estas inversiones es compensado por el nuevo mercado de la energía que se está transformando y creciendo y del cual los grandes inversionistas de hoy tendrán mañana la mayor tajada. Es una apuesta a futuro que sólo la banca de desarrollo está haciendo. En este proceso participan grandes inversionistas privados quienes son los accionistas del BID y el BM.

### Industria eólica en México

En México no existe ningún fabricante de aerogeneradores. Sin embargo, se empieza a observar compañías fabricantes de partes para aerogeneradores se instalan en territorio nacional. A continuación se citan algunos ejemplos extraídos de notas periodísticas:

*La compañía coreana C.S. Wind Corporation construirá una fábrica de torres y componentes para aerogeneradores en Matamoros, Tamaulipas, con una inversión de 60 millones de dólares. Se tiene pensado que el proyecto se desarrolle entre 2010 y 2014. Sin embargo, la totalidad de su producción se destinará a la exportación, principalmente para abastecer el mercado eólico de Estados Unidos (Proméxico, 2010).*

*La empresa alemana Aksys planea diversificar su producción de componentes de plástico para la industria automotriz (VW) a proveer a la industria eólica. La firma podría proveer las palas y brazos de los aerogeneradores (CNN Expansión, 2010).*

*La empresa Windar (España), especializada en la fabricación de equipo para la generación de energía eólica, confirmó su interés por invertir en Baja California, con cuyo gobierno acordó la realización de una visita de prospectación a la entidad... (Hernández, 2010)*

## 6.2 Tendencias Mundiales de la energía eólica

Actualmente las empresas líderes en el ramo apuntan sus esfuerzos de investigación y desarrollo a la Energía Eólica Marina (offshore, como se le conoce técnicamente). Se estima que este tipo de energía se va a convertir en una de las más rentables a futuro. Desde hace años es implantada con éxito en algunos países de Europa como Reino Unido y Dinamarca (pionera, construyó el primer parque eólico marino en 1991, en el Mar Báltico).

Entre los mayores beneficios de la Energía Eólica Marina están:

- El régimen de vientos no presenta variaciones como en tierra. La producción de electricidad es más estable y un 20% superior a la terrestre. Además, la vida útil de los aerogeneradores aumenta casi al doble por no estar expuestos a turbulencia. (Eroski Consumer, 2004)
- En países donde no existe espacio para colocar aerogeneradores en tierra presentan una alternativa muy viable.

- Los parques eólicos marinos ayudan a los océanos a reducir la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, ya que actúan como sumideros

A continuación algunos extractos de notas periodísticas sobre los hechos más recientes alrededor de la Energía Eólica Marina:

En 2009 Reino Unido lanzó un ambicioso concurso público para instalar 25000 MW de energía eólica marina en sus costas antes de 2020... En la actualidad existen 33 parques eólicos marinos en funcionamiento y todos están en Europa (en su mayor parte en Reino Unido y Dinamarca). Pero en total suman una potencia de menos de 1,500 MW. Tan sólo una de las nueve áreas de la nueva propuesta podría alcanzar los 8000 MW. La comparativa da idea de lo ambiciosa de la propuesta británica. (Corral, 2009)

Alemania cuenta en la actualidad con 26,000 MW de potencia eólica terrestre y nada en el mar... pero tienen un plan de futuro en el que el 10% de la electricidad que consume en el año 2030 provendrá de eólica terrestre y el 51% será generada por aerogeneradores situados en el mar... (Corral, 2009)

España, de donde provienen la mayoría de las inversiones en parques eólicos en México, no ha desarrollado aún ningún parque eólico en el mar. Gamesa, empresa líder mundial en construcción de aerogeneradores recientemente ha anunciado su intención de instalar en Reino Unido su División de Energía Eólica Marina. El objetivo es desarrollar tecnología adaptada a las necesidades del mar: alta corrosión, grandes velocidades del viento en momentos puntuales y dificultades para realizar un anclaje seguro de los aerogeneradores (Alvarez, 2010).

Gamesa señala los retos tecnológicos para emplazar un aerogenerador en el mar. Y añade que ha suscrito un acuerdo con la compañía Northop para desarrollar las estructuras de anclaje de este tipo de aerogeneradores. La empresa de origen vasco declara que tendrá lista su primera turbina marina a finales de 2012 y a lo largo de 2013 podrá comenzar la fabricación en serie de este aerogenerador. Será un equipo con capacidad para producir 5 MWh, lo que supone suministrar a la red la electricidad suficiente para abastecer la demanda media de unos 1700 hogares. La firma también tiene previsto desarrollar un aerogenerador más potente, de 6 MWh, si bien su fabricación no comenzara hasta el año 2015. Para este ejercicio, precisamente, se espera que despegue con fuerza la implantación de parques eólicos en el mar, de la mano del impulso a esta fuente de electricidad comprometido por los gobiernos británico y alemán, principalmente (Hernández, 2010).

Resalta la labor que realizan actualmente empresas no relacionadas directamente con la energía eólica. Se añade a continuación otra nota periodística al respecto: L'Institut Recerca de Catalunya y la empresa de servicios online de modelización eólica, Vortex, han firmado un acuerdo de colaboración con el objetivo de llevar a cabo estudios de estimación de campo de vientos que permitan contribuir al desarrollo de la planta de investigación y desarrollo de ensayos de energía eólica marina... (Europa Press, 2010)

### 6.3 Diagnóstico

El objetivo planteado para este trabajo, fue formular una propuesta de asimilación de la tecnología de construcción de una central eólica. La idea era que la planta adquirida con algún proveedor fuera materia misma de estudio para después desarrollar un prototipo. Para esto el proyecto debería de ser suficientemente rentable como para poder financiar el estudio a partir de las utilidades generadas.

Se encontró que, siguiendo las recomendaciones y cifras de las guías de inversión, un proyecto eólico de mediano tamaño (30 MW) no es económicamente viable. La causa es el elevado precio de los aerogeneradores que constituyen entre el 70% y 80% del costo de inversión. Lo anterior se debe a que estos equipos se tienen que importar y el proveedor asegura la venta de sus equipos ofertando un precio menor al de mercado por su producto, logrando así una ventaja competitiva frente algún licitante que no tenga tanto margen para bajar sus costos por no fabricar los equipos. Actualmente, el Instituto de Investigaciones Eléctricas trabaja en la construcción de un prototipo de turbina con la finalidad de construirse en México, esto resulta de gran relevancia ya que con ello se ponen las bases para articular la industria eólica en el país.

Se identifica que la causa del atraso de México en esta materia se debe a una falta de planeación de parte del gobierno de este país. Países como España, Alemania y Dinamarca comenzaron a ubicar y cuantificar el recurso eólico de su territorio varias décadas atrás, mientras que en México apenas se tuvo un diagnóstico de dicho recurso en el año 2004. Al día de hoy se tienen estaciones anemométricas para evaluar el recurso eólico en 14 Estados de la República que tienen un potencial prometedor. En algunos de esos Estados, como Nuevo León y Baja California, ya cuentan con plantas eólicas operando. Se espera que los resultados arrojados de la evaluación se traduzcan en nuevos proyectos.

Las universidades tienen el papel de formar más especialistas para desarrollar esta tecnología en las regiones con potencial eólico, estar vinculadas entre sí y con el IEE que en estos momentos es quien encabeza la estrategia de desarrollo de la energía eólica en México. Sin embargo, destaca el hecho de que no existe un programa universitario para desarrollar la energía eólica, en la Universidad Nacional Autónoma de México, ni en el Instituto Politécnico Nacional, que son las instituciones de educación superior centrales de este país. Sólo existe un postgrado en la Universidad del Istmo, en el plantel Tehuantepec, donde se tienen líneas de investigación relacionadas con sistemas de automatización y control, así como de diseño de pequeños aerogeneradores. Es necesario abrir líneas de investigación. Por otra parte, se identifica que la estrategia para desarrollar la energía eólica no ha tomado en cuenta las aplicaciones fuera de red y de uso rural, donde se requiere menor inversión y el impacto socioeconómico puede ser muy importante. A continuación, se muestra el árbol del problema que se plantea (fig. 6.1), que según se puede ver, su raíz está de la dependencia tecnológica de México en cuanto a tecnología para aprovechar el recurso del viento.

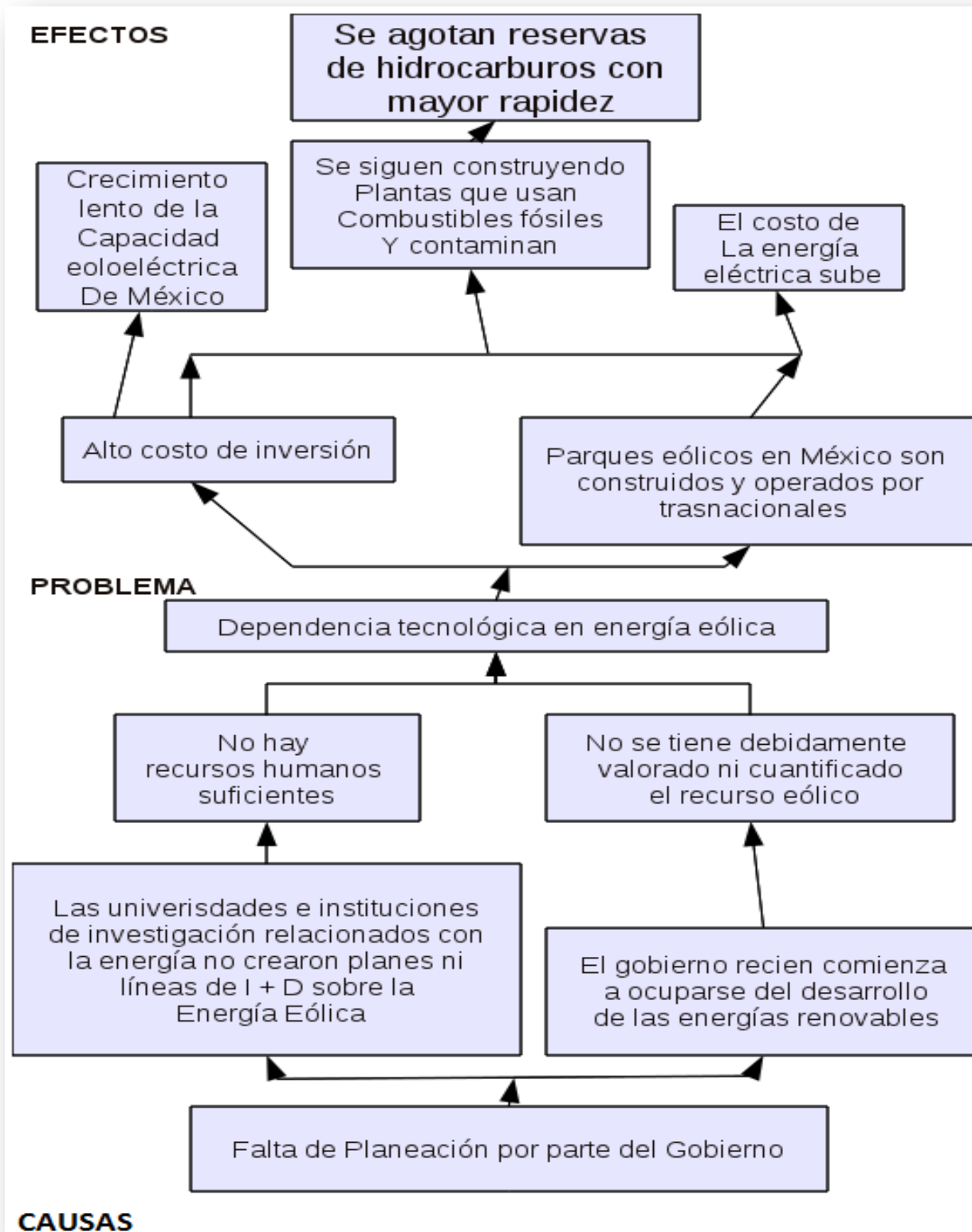


Figura 6.1 Árbol del Problema (causas y efectos)

## 6.4 Propuesta: Creación de línea de investigación sobre energía eólica

La UNAM cuenta con el Postgrado en Ingeniería en Energía, en el que están involucrados el Centro de Investigación en Energía, la Facultad de Ingeniería, el Instituto de Ingeniería, el Centro de Ciencias Aplicadas y Desarrollo Tecnológico (CECADET) y el Instituto de Investigaciones en Matemáticas Aplicadas y en Sistemas (IIMAS) (CIE-UNAM, 2011).

Dentro de este programa de postgrado están definidos tres campos disciplinarios:

- Diseño bioclimático
- Fuentes Renovables
- Sistemas Energéticos

Dentro del campo de Fuentes Renovables las líneas de investigación se dividen en Geotermia, Solar Fototérmica y Solar fotovoltaica. No existe línea de investigación relativa a Energía Eólica. En el campo disciplinario de Sistemas Energéticos se cuenta con una materia opcional llamada Fundamentos de la Generación Eoloeléctrica (CIE-UNAM, 2011).

La entidad encargada de revisar y evaluar los campos disciplinarios y campos de conocimiento del programa es el Comité Académico. Tiene la función de recomendar la cancelación o apertura de nuevos campos disciplinarios y campos de conocimiento al Consejo Técnico para su aprobación.

Así mismo, el Comité Académico del programa tiene las atribuciones para designar a los subcomités que conforman los órganos administrativos para cada campo disciplinario y de conocimiento en particular.<sup>23</sup>

Se propone la creación de una línea de investigación sobre Energía Eólica dentro del campo disciplinario de Energías Renovables. El enfoque se propone que sea el campo de conocimiento de aerogeneradores (tanto de uso terrestre como marino) y parques eólicos (en tierra y dentro del mar). El Comité Académico en conjunto con el Subcomité Académico del Campo de Conocimiento correspondiente deberá estructurar dicha línea de investigación para ser aprobada por el Consejo Técnico<sup>24</sup>.

A continuación se exponen los ejes que se recomienda debe seguir el trabajo de investigación.

### Objetivos académicos

Dado que por el momento no existe un prototipo terminado de aerogenerador, la tarea de este programa consistirá en diseñarlo y construirlo. Los principales sistemas que conforman un aerogenerador son:

---

<sup>23</sup> Legislación Universitaria. Universidad Nacional Autónoma de México. Reglamento General de Estudios de Postgrado. Artículo 6

<sup>24</sup> Ver en este trabajo 3.1 Oferta eléctrica en México

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

<b>Subsistema</b>	<b>Conocimientos requeridos</b>
Rotor (aspas, cubo y nariz)	Diseño aerodinámico y estructural de aerogeneradores. Diseño mecánico de sistemas eólicos
Tren de potencia (flecha principal, caja de engranes y acoplamientos) y chasis principal	Diseño mecánico de sistemas eólicos.
Generador Eléctrico	Generadores de velocidad constante (asíncronos) y de velocidad variable (síncronos). Termodinámica
Subsistema de orientación al viento	Electrónica de potencia. Automatización y control. Programación de autómatas.
Subsistema de regulación de potencia de salida y velocidad angular	Electrónica de potencia. Automatización y control. Diseño aerodinámico y estructural de aerogeneradores. Diseño mecánico. Termodinámica.
Subsistema de seguridad (frenos)	Electrónica de potencia. Automatización y control. Diseño mecánico. Termodinámica
Subsistema eléctrico de control y protección (sistema de refrigeración y sistema de protección contra descargas atmosféricas)	Electrónica de potencia. Automatización y control. Programación de SCADA y PLC`s. Termodinámica.
Torre Soporte	Diseño mecánico y estructural

**Cuadro 6.4 Conocimientos requeridos para desarrollar un aerogenerador**

La labor de investigación deberá estar enfocada en principio a desarrollar cada uno de estos sistemas. Posteriormente los trabajos deben conducir a la construcción del prototipo ya probado y modificado para su producción comercial.

En estos momentos tampoco existe ninguna empresa mexicana que construya parques eólicos, por lo que es necesario que exista otra línea de investigación enfocada a la construcción de los mismos, y al diseño de sistemas de utilización de la energía del viento de manera conjunta con la energía solar fotovoltaica e hidroeléctrica (sistemas híbridos). El objetivo de esta línea será la creación de sistemas energéticos cada vez más eficientes y adaptados a la disponibilidad de recursos de cada región geográfica del país.

**Articulación de la línea de investigación**

**Recursos.-** La Secretaria de Energía (SENER) en colaboración con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) cuenta con un Fondo Sectorial para la Sustentabilidad Energética. Este fondo

tiene la finalidad de promover e incentivar el desarrollo de tecnologías que permitan aprovechar las fuentes renovables de energía mediante aplicaciones directas en los sectores residencial, comercial, servicios, agrícola, industrial, entre otros; evaluar e identificar el potencial nacional de las diversas fuentes de energía; mejorar la tecnología para interconectar las tecnologías existentes a la red (CONACYT, 2011).

Para acceder al Fondo Sectorial para la Sustentabilidad Energética, los sujetos de apoyo pueden ser instituciones de educación superior o centros de investigación públicos o privados que estén inscritos en el Registro Nacional de Empresas científicas y Tecnológicas (RENIECYT). La UNAM es una institución que realiza ambas funciones y se encuentra inscrita en el RENIECYT por lo que está calificada en este punto para ser sujeto de apoyo (CONACYT, 2011).

Cuando se trata de desarrollar algún prototipo o planta piloto el fondo sólo financia el 70% y es necesario hacer un convenio de colaboración con alguna empresa interesada en el proyecto que participe con mínimamente 30% del monto de la inversión (CONACYT, 2011). El convenio debe estipular claramente los tiempos y los montos de las transferencias de dinero. Este fondo se utilizará para el diseño y construcción de un prototipo operacional de aerogenerador de 2 MW o mayor, para aplicaciones en costa o marinas. La empresa colaboradora puede elegirse entre alguna que desee aportar recursos para construir el prototipo y que al mismo tiempo está interesada en construirlo en serie para comercializarlo. Del mismo modo, se solicitará recursos del fondo para la construcción de una planta piloto híbrida de energía eólica y una entidad colaboradora que aporte recursos para la investigación y desarrollo de dicha planta. Es necesario firmar un acuerdo entre la Universidad y las Entidades Colaboradoras en torno a los derechos de propiedad intelectual, donde se permita a las empresas hacer uso de la tecnología generada para construir los aerogeneradores y la planta piloto y a la Universidad se le permita seguir haciendo uso de ese conocimiento para continuar las investigaciones y mejorar los prototipos.

Los rubros que pueden ser financiados a través del Fondo son:

- Gastos de personal directamente relacionada con el proyecto (costo de horas hombre), que no se encuentren financiados con recursos públicos o a través de otros fondos o programas y que se haya descrito de manera expresa en la propuesta.
- Pasajes y viáticos.
- Protección de la propiedad intelectual.
- Estudios y análisis tecnológicos.
- Asesoría y consultoría tecnológica nacional IDTI.
- Prototipos, modelos a nivel piloto (hasta el 70%).
- Escalamiento a nivel planta piloto y evaluación de prototipos (hasta el 70%).
- Asesoría y consultoría tecnológica extranjera (hasta un 20%).
- Gastos de operación relacionados con el proyecto.
- Otros (asociados a actividades relacionados directamente con la ejecución del proyecto) (CONACYT, 2011)

El Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética contempla también la formación de expertos en los temas relacionados a las demandas abiertas, siempre que el plan de investigación mantenga vigencia



con la Estrategia Nacional de Desarrollo (CONACYT, 2011). Este apoyo se otorgaría a los estudiantes de maestría y doctorado que cumplan con los requisitos para acceder a una beca por parte del CONACYT.

### Vinculación con empresas y centros de investigación

El CONACYT promueve lo que llama Redes Temáticas que son espacios donde confluyen científicos, tecnólogos y empresarios, y tienen como objetivo aportar de manera sinérgica y conjunta soluciones a los problemas estratégicos del país. Las funciones que se le han encomendado a estas redes son:

- Realizar estudios y diagnósticos que presenten el “estado del arte”, los retos y oportunidades existentes en México en materia de fuentes de energía.
- Un catálogo de recursos humanos y de programas de formación de recursos humanos e infraestructura en México.
- Análisis de proyectos académicos multi-institucionales en ciencia básica u orientada, argumentando y sustentando su viabilidad.
- Diseño y ejecución de proyectos en ciencia aplicada susceptibles de lograr vinculación con el sector público y privado. Además de buscar financiamiento de fuentes tanto nacionales como extranjeras, dando prioridad a los proyectos que permitan esquemas ejecutables y que consideren la solución a problemas reales de la sociedad mexicana.
- Elaboración de un proyecto nacional de investigación científica y tecnológica en el tema de la energía. (CONACYT, 2009)

Espacios como este brindan la oportunidad de estar en contacto con los especialistas sobre el tema de la energía eólica en México, además de la posibilidad de enriquecer la investigación al trabajar conjuntamente con ellos en los múltiples proyectos y actividades que llevan a cabo las redes.

Otra institución involucrada en la generación eoloeléctrica es la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES). Esta asociación tiene entre sus objetivos “*Promover la vinculación, organizar foros entre los grupos de interés en el sector eólico...*” y “*organizar y coordinar trabajos disciplinarios e interdisciplinarios relacionados con la energía eólica.*” Además ofrece servicios de asesoría técnica, financiera y legislativa, además de realizar proyectos e impartir capacitación. Esta asociación tiene como miembros a investigadores dedicados a la energía eólica de todo el país. Es un espacio de vinculación profesional, académica y empresarial. (ANES, 2011)

La Asociación Mexicana de la Energía Eólica (AMDEE) cuenta con un directorio de fabricantes de equipo y otro de desarrolladores de parques eólicos (AMDEE, 2009).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) es la punta de lanza del desarrollo de la tecnología eoloeléctrica mexicana. Actualmente trabaja dos proyectos de aprovechamiento de energía eólica y ambos han sido financiados mediante el Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética (IEE, 2011).

Mediante la incorporación a estas asociaciones (ANES y AMDEE) y estableciendo un convenio de colaboración con el IIE se estaría vinculado con todos los investigadores y empresarios del ramo, lo cual es de suma importancia para lograr los objetivos del programa de investigación que se propone.

## 7. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al estudio de mercado, la alternativa de inversión con más impulso por parte del gobierno mexicano y con mayor desarrollo es el autoabastecimiento. A pesar de la desaceleración del crecimiento económico y de la capacidad de generación en México, el rubro del autoabastecimiento ha crecido 4.3 % (local) y 31% (remoto), en el periodo de 1998-2008. Se tienen 507 MW que están actualmente en construcción o licitación. Se prevé que para el periodo 2010-2024, el autoabastecimiento remoto y local va a crecer 0.7% y 2.6%, respectivamente. El crecimiento previsto para todo el sector eléctrico es de 3.6% anual en el mismo periodo de planeación, basado principalmente en proyectos de ciclo combinado, termoeléctrica y carboeléctrica, y en menor medida otros tipos de energía como las renovables.

Desde el punto de vista legislativo, las reformas hechas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a la ley reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución y la creación de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, conforman un marco para el desarrollo de las energías renovables a partir de la participación de la iniciativa privada, mediante las modalidades de productor independiente de energía (PIE), autoabastecimiento y cogeneración, pequeña producción, importación y exportación.

Se identificó que la inversión en un parque eólico está principalmente concentrada en los aerogeneradores, significando estos entre el 70% y 80% de la inversión inicial. Esto pone a estos equipos como el principal objeto para un estudio de ingeniería de reversa que tenga como fin el construir un prototipo de aerogenerador hecho en México. La construcción de los parques eólicos es igualmente importante pues se requiere asimilar todo el sistema de generación para poder tener independencia tecnológica respecto a las compañías extranjeras. Hoy, las empresas constructoras de los aerogeneradores y las que construyen el parque eólico trabajan generalmente juntas bajo un acuerdo o convenio, por ejemplo: Gamesa (aerogeneradores) e Iberdrola (ingeniería y construcción).

El Instituto de Investigaciones Eléctricas está llevando a cabo el diseño y construcción de un prototipo de aerogenerador de 1.2 MW y trabaja en prototipos de sistemas híbridos (eólica-solar fotovoltaica) en el Centro Regional de Tecnología Eólica (CERTE) en Juchitán de Zaragoza, Oaxaca. Esto constituye un valioso esfuerzo que sirve de referencia para toda la investigación que se plantee hacer en el país sobre este tema. También es la muestra de que es posible y real la posibilidad de bajar costos a partir de la ingeniería de reversa.

Sin embargo, ese es el único esfuerzo de este tipo que se está haciendo en el país. La publicación del Mapa del recurso eólico de México, en diciembre pasado, pone sobre la mesa la necesidad de crear nuevos CERTE, ya que hay 22 estados que tienen potencial para producir energía eléctrica a partir del viento.

Debido a esto último la propuesta que se hace en este trabajo se centra en la formación de recursos humanos para llevar a cabo la investigación y desarrollo necesaria para conseguir como país un nivel de independencia tecnológica que permita desarrollar la tecnología eoloeléctrica en todos los estados donde existe potencial de generación, con tecnología nacional, con costos más bajos y mayores rendimientos de inversión.

El objetivo que este trabajo buscó fue “formular una propuesta de asimilación de la tecnología de construcción y operación de un parque eólico por técnicos mexicanos, que sirva para bajar sus costos e impulsar el desarrollo de México en el ramo”. Se considera que este objetivo se cumplió porque se identificaron las acciones que ya se estaban haciendo al respecto y lo que faltaba por hacer, así la propuesta se centró en constituir una línea de investigación en la Universidad Nacional Autónoma de México para formar los recursos humanos necesarios para poder desarrollar la tecnología eoloeléctrica en todos los estados del país que tengan potencial para generar energía a partir del viento. Esta línea de investigación se plantea que se inserte dentro del Programa de Energía de esta universidad, en el campo disciplinario de las ingenierías renovables. Se busca desarrollar dos campos de conocimiento: 1) diseño y construcción de aerogeneradores, y 2) diseño y construcción de parques eólicos. Para tal fin, se recomienda que los recursos humanos se formen en las materias de diseño mecánico y estructural de aerogeneradores, diseño mecánico de sistemas eólicos, generadores eléctricos, termodinámica, electrónica de potencia, automatización y control, programación de SCADA y PLC. Los recursos para investigación y desarrollo de un prototipo de aerogenerador y de parque eólico se obtendrán del Fondo Sectorial para la Sustentabilidad Energética, auspiciado por la Secretaria de Energía y el CONACYT. El Fondo cubre en este caso el 70% de la inversión en el prototipo o modelo a nivel piloto y gastos de operación y horas hombre de gente relacionada directamente con el proyecto, así como asesoría extranjera (20%). En el caso del prototipo es necesario que algún inversionista privado financie el 30% del su costo. En este tema se recomienda llegar a un acuerdo que permita al empresario hacer uso de la tecnología y a la universidad tener pleno acceso a ella para continuar su desarrollo. Para poder tener acceso a la cooperación y asesoría de los especialistas nacionales se propone la vinculación con la Red Temática de Energía del CONACYT, porque esta es un espacio destinado a aportar soluciones a problemas estratégicos del país, como lo es el desarrollo energético sustentable.

A modo de recomendaciones se mencionan algunos puntos los cuales no se abordaron en este trabajo pero que se consideran importantes para el tema del desarrollo eoloeléctrico en México.

Es un hecho que el desarrollo eoloeléctrico en el Istmo de Tehuantepec se ha visto frenado en parte porque la población de varias comunidades no ha permitido que se instalen aerogeneradores en sus tierras debido a que se verían imposibilitados para hacer uso de ellas como medio de subsistencia, como ya ocurre con muchos ejidatarios quienes firmaron además de que las rentas que pagan las compañías que arrendan los terrenos para instalar los parques eólicos son muy pequeñas (alrededor de 150 pesos anuales por cada hectárea arrendada, cantidad que es de diez a quince veces menor a lo que las mismas empresas ofrecen como remuneración en Estados Unidos y Europa) (Henestrosa Orozco, 2009). Este rechazo por parte de la población probablemente no existiría si se les tomara en cuenta como parte del proyecto y obtuvieran un beneficio justo de este<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> La información sobre esta problemática está ampliamente detallada en sitio web de la Asamblea en Defensa de la Tierra y el Territorio. <http://tierrayterritorio.wordpress.com/>

Se recomienda que uno de los enfoques de la investigación sea desarrollar aerogeneradores y sistemas de aprovechamiento de la energía eólica fuera de la red eléctrica, ya que los emplazamientos con vientos aptos para la generación eléctrica son muy a menudo territorios pertenecientes a comunidades rurales que pueden beneficiarse directamente de la energía eólica si se les brinda apoyo económico y correcto asesoramiento. Con esto, el uso de la energía eólica podría tener un impacto social positivo.

El impacto ambiental de los parques eólicos en el istmo de Tehuantepec radica en el ruido provocado por los aerogeneradores, el daño a la avifauna y el impacto visual al paisaje. En este aspecto hace falta trabajar en un marco normativo adecuado para disminuir el ruido, la contaminación visual y los choques de aves contra los aerogeneradores. Dicho marco debe abarcar especificaciones de diseño de aerogeneradores y plantas eoloeléctricas, así como los límites de contaminación sonora y visual. La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) es la entidad a la que le corresponde elaborar tales normas de carácter ambiental (Henestrosa Orozco, 2009).

Dado que existen 22 estados en el país donde se pueden instalar parques eólicos, según el mapa del recurso eólico y solar de México publicado en diciembre de 2010, se hace necesario plantear que cada estado retome la tarea de conformar un programa de investigación y desarrollo de la energía eólica en sus respectivas entidades.

## APÉNDICE 1. Cálculo del Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno

Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno para el caso 1a de 16 turbinas con factor de planta de 0.4. Excedente de producción = 0% ;  
 Financiamiento = 0%  
 Se toma un valor de  $i = 11.43\%$

### Flujo de Efectivo

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17
<b>Entradas</b>	19,380,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Fondos propios	19,380,000.00																	
Financiamiento	.00																	
Ingresos por ventas caja inicial valor de rescate de turbinas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Salidas</b>	19,380,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00
Inversión Fija	17,664,000.00																	
Capital de trabajo	180,000.00																	
Inversión diferida	576,000.00																	
Costos O y M		720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00
Impuestos		.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Gastos Financieros	960,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
<b>Flujo Neto de Efectivo</b>	.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00
Valor de Comparación		3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53	3,028,267.53
Ahorro		2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53	2,308,267.53

	inversión inicial	flujos netos	flujos descontados
		19,380,000.00	19,380,000.00
Año 1		2,308,267.53	2,071,495.58
Año 2		2,308,267.53	1,859,010.66
Año 3		2,308,267.53	1,668,321.52
Año 4		2,308,267.53	1,497,192.42
Año 5		2,308,267.53	1,343,617.00
Año 6		2,308,267.53	1,205,794.67
Año 7		2,308,267.53	1,082,109.55
Año 8		2,308,267.53	971,111.50
Año 9		2,308,267.53	871,499.15
Año 10		2,308,267.53	782,104.59
Año 11		2,308,267.53	701,879.74
Año 12		2,308,267.53	629,884.00
Año 13		2,308,267.53	565,273.26
Año 14		2,308,267.53	507,290.02
Año 15		2,308,267.53	455,254.43
Año 16		2,308,267.53	408,556.43
Año 17		2,308,267.53	366,648.51
Año 18		2,308,267.53	329,039.32
Año 19		2,308,267.53	295,287.91
Año 20		3,748,267.53	430,316.47
	<b>VAN</b>		<b>-1,338,313.26</b>

<b>Tasa Interna de Retorno</b>
<b>-0.96%</b>

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno para el caso 2a de 36 turbinas con factor de planta de 0.4. Excedente de producción = 0% ; Financiamiento = 0%

Se toma un valor de  $i = 11.43\%$

Flujo de Efectivo

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20		
Entradas	43,605,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	3,240,000.00	
Fondos propios	22,005,000.00																						
Financiamiento	21,600,000.00																						
Ingresos por ventas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
caja inicial																							
valor de rescate de turbinas																							3,240,000.00
Salidas	43,605,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00
Inversión Fija	39,744,000.00																						
Capital de trabajo	405,000.00																						
Inversión diferida	1,296,000.00																						
Costos O y M		1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	
Impuestos	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Gastos Financieros	2,160,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20		
Flujo Neto de Efectivo	.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	-1,620,000.00	1,620,000.00	
Valor de Comparación	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94	6,813,601.94
Ahorro	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	5,193,601.94	8,433,601.94

	inversión inicial	flujos netos	flujos descontados
Año 1		43,605,000.00	43,605,000.00
Año 2		5,193,601.94	4,660,865.06
Año 3		5,193,601.94	4,182,774.00
Año 4		5,193,601.94	3,753,723.41
Año 5		5,193,601.94	3,368,682.95
Año 6		5,193,601.94	3,023,138.25
Año 7		5,193,601.94	2,713,038.00
Año 8		5,193,601.94	2,434,746.48
Año 9		5,193,601.94	2,185,000.88
Año 10		5,193,601.94	1,960,873.09
Año 11		5,193,601.94	1,759,735.34
Año 12		5,193,601.94	1,579,229.42
Año 13		5,193,601.94	1,417,239.00
Año 14		5,193,601.94	1,271,864.85
Año 15		5,193,601.94	1,141,402.54
Año 16		5,193,601.94	1,024,322.48
Año 17		5,193,601.94	919,251.98
Año 18		5,193,601.94	824,959.15
Año 19		5,193,601.94	740,338.46
Año 20		5,193,601.94	664,397.79
		8,433,601.94	968,212.06
		<b>VAN</b>	<b>-3,011,204.84</b>

Tasa Interna de Retorno  
-0.96%

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno para el caso 1b de 16 turbinas con factor de planta de 0.5. Excedente de producción = 0% ; Financiamiento = 0%  
 Se toma un valor de  $i = 11.43\%$

Flujo de Efectivo

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20			
Entradas	19,380,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1,440,000.00		
Fondos propios	19,380,000.00																							
Financiamiento	.00																							
Ingresos por ventas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
caja inicial																								
valor de rescate de turbinas																							1,440,000.00	
Salidas	19,380,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	
Inversión Fija	17,664,000.00																							
Capital de trabajo	180,000.00																							
Inversión diferida	576,000.00																							
Costos O y M		720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	720,000.00	
Impuestos		.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Gastos Financieros	960,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Flujo Neto de Efectivo	.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	-720,000.00	720,000.00	
Valor de Comparación		3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	3,785,334.41	
Ahorro		3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	3,065,334.41	4,505,334.41	

		flujos netos	flujos descontados
inversión inicial		19,380,000.00	19,380,000.00
Año	1	3,065,334.41	2,750,905.87
Año	2	3,065,334.41	2,468,730.03
Año	3	3,065,334.41	2,215,498.54
Año	4	3,065,334.41	1,988,242.43
Año	5	3,065,334.41	1,784,297.26
Año	6	3,065,334.41	1,601,271.88
Año	7	3,065,334.41	1,437,020.44
Año	8	3,065,334.41	1,289,617.20
Año	9	3,065,334.41	1,157,333.93
Año	10	3,065,334.41	1,038,619.70
Año	11	3,065,334.41	932,082.65
Año	12	3,065,334.41	836,473.71
Año	13	3,065,334.41	750,671.91
Año	14	3,065,334.41	673,671.28
Año	15	3,065,334.41	604,569.04
Año	16	3,065,334.41	542,555.00
Año	17	3,065,334.41	486,902.09
Año	18	3,065,334.41	436,957.82
Año	19	3,065,334.41	392,136.60
Año	20	4,505,334.41	517,230.85
		<b>VAN</b>	<b>4,524,788.24</b>

**Tasa Interna de Retorno**  
**3.12%**

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno para el caso 2b de 36 turbinas con factor de planta de 0.5. Excedente de producción = 0% ; Financiamiento = 0%

Se toma un valor de  $i = 11.43\%$

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20		
<b>Entradas</b>	<b>43,605,000.00</b>	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	3,240,000.00	
Fondos propios	22,005,000.00																						
Financiamiento	21,600,000.00																						
Ingresos por ventas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
caja inicial																							
valor de rescate de turbinas																							3,240,000.00
<b>Salidas</b>	<b>43,605,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>
Inversión Fija	39,744,000.00																						
Capital de trabajo	405,000.00																						
Inversión diferida	1,296,000.00																						
Costos O y M		1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00
Impuestos		.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Gastos Financieros	2,160,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
<b>Flujo Neto de Efectivo</b>	<b>.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>-1,620,000.00</b>	<b>1,620,000.00</b>
Valor de Comparación	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51
Ahorro	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	6,897,016.51	10,137,016.51

		flujos netos	flujos descontados
		43,605,000.00	43,605,000.00
Año	1	6,897,016.51	6,189,550.85
Año	2	6,897,016.51	5,554,653.90
Año	3	6,897,016.51	4,984,881.90
Año	4	6,897,016.51	4,473,554.61
Año	5	6,897,016.51	4,014,677.03
Año	6	6,897,016.51	3,602,869.09
Año	7	6,897,016.51	3,233,302.60
Año	8	6,897,016.51	2,901,644.62
Año	9	6,897,016.51	2,604,006.66
Año	10	6,897,016.51	2,336,899.09
Año	11	6,897,016.51	2,097,190.25
Año	12	6,897,016.51	1,882,069.68
Año	13	6,897,016.51	1,689,015.24
Año	14	6,897,016.51	1,515,763.48
Año	15	6,897,016.51	1,360,283.12
Año	16	6,897,016.51	1,220,751.25
Año	17	6,897,016.51	1,095,531.95
Año	18	6,897,016.51	983,157.09
Año	19	6,897,016.51	882,309.16
Año	20	10,137,016.51	1,163,771.03
		<b>VAN</b>	<b>10,180,882.60</b>

Tasa Interna de Retorno

3.12%



## APÉNDICE 2. Cálculo de TIR y VPN con variación en la cantidad de excedente de energía

En los siguientes cuadros se muestran los valores del Valor Presente Neto y de la Tasa Interna de Retorno para los cuatro casos de estudio con distintos porcentajes de excedente respecto de la producción anual teórica de energía (AEO). Se toma un valor de  $i = 11.43\%$

excedente %	VAN USD	TIR %
0,00	-1.338.313,26	-0,96
1,00	1.426.502,37	-1,03
15,00	2.661.149,83	-1,93
30,00	3.983.986,39	-2,93

**Caso 1a, 16 turbinas y f.p.=0,4**

excedente %	VAN USD	TIR %
0,00	-3.011.204,84	-0,96
1,00	-3.209.630,33	-1,03
15,00	-5.987.587,11	-1,93
30,00	-8.963.969,39	-2,93

**Caso 2a, 36 turbinas y f.p.=0,5**

excedente %	VAN USD	TIR %
0,00	4.524.788,24	3,12
1,00	4.414.551,86	3,04
15,00	2.871.242,53	2,00
30,00	1.217.696,83	0,86

**Caso 1b, 16 turbinas y f.p.=0,5**

excedente %	VAN USD	TIR %
0,00	10.180.882,60	3,12
1,00	9.932.850,34	2,96
15,00	6.460.398,61	2,00
30,00	2.739.914,62	0,86

**Caso 2b, 36 turbinas y f.p.=0,5**

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

A continuación se muestra un ejemplo de corrida de Excel para el caso 2b con 30% de excedente de producción. Se incluye también la pantalla donde se calcula la energía excedente.

Flujo de Efectivo

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20		
<b>Entradas</b>	<b>43,605,000.00</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>2,214,302.36</b>	<b>5,454,302.36</b>	
Fondos propios	22,005,000.00																						
Financiamiento	21,600,000.00																						
Ingresos por ventas		2214302.36382	2214302.36382	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	2214302.3638	
caja inicial																							
valor de rescate de turbinas																							3,240,000.00
<b>Salidas</b>	<b>43,605,000.00</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>	<b>2,240,004.66</b>
Inversión Fija	39,744,000.00																						
Capital de trabajo	405,000.00																						
Inversión diferida	1,296,000.00																						
Costos O y M		1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	
Impuestos		620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	620,004.66	
Gastos Financieros	2,160,000.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
<b>Flujo Neto de Efectivo</b>	<b>.00</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>-25,702.30</b>	<b>3,214,297.70</b>
Valor de Comparación		5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56	5,961,911.56
Ahorro		5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	5,936,209.26	9,176,209.26

	inversión inicial	flujos netos	flujos descontados
		43,605,000.00	43,605,000.00
Año 1	1	5,936,209.26	5,327,298.98
Año 2	2	5,936,209.26	4,780,848.05
Año 3	3	5,936,209.26	4,290,449.66
Año 4	4	5,936,209.26	3,850,354.17
Año 5	5	5,936,209.26	3,455,401.75
Año 6	6	5,936,209.26	3,100,961.82
Año 7	7	5,936,209.26	2,782,878.77
Año 8	8	5,936,209.26	2,497,423.29
Año 9	9	5,936,209.26	2,241,248.58
Año 10	10	5,936,209.26	2,011,351.14
Año 11	11	5,936,209.26	1,805,035.58
Año 12	12	5,936,209.26	1,619,882.95
Año 13	13	5,936,209.26	1,453,722.48
Año 14	14	5,936,209.26	1,304,606.01
Año 15	15	5,936,209.26	1,170,785.25
Año 16	16	5,936,209.26	1,050,691.25
Año 17	17	5,936,209.26	942,915.95
Año 18	18	5,936,209.26	846,195.77
Año 19	19	5,936,209.26	759,396.73
Año 20	20	5,936,209.26	1,053,466.42
	<b>VAN</b>		<b>2,739,914.62</b>

Tasa Interna de Retorno  
0.86%

C16	=C14*\$H\$11								
	A	B	C	D	E	F	G	H	
14	Producción Anual de Energía (estimada) [kWh/año]						Excedente [%]		0.3
15									
16		1	2	3	4	5	6		
17	kwh/año	108864423	108864423	108864423	108864423	108864423	108864423		
18	Energía * precio del kWh	8517016.507591	8517016.50759	8517016.507591	8517016.50759	8517016.507591	8517016.507591		
19	Excedente [kWh/año]	32659326.9	32659326.9	32659326.9	32659326.9	32659326.9	32659326.9		
20	ingresos por ventas [USD/año]	2214302.36382	2214302.36382	2214302.36382	2214302.36382	2214302.36382	2214302.36382		

### APÉNDICE 3. Cálculo de TIR y VPN con variación en el porcentaje de la inversión que es financiada

Aquí se muestran los resultados obtenidos, en los cuatro casos de estudio, variando el porcentaje de la inversión inicial que es obtenida mediante financiamiento. Se usa una tasa de interés del financiamiento de 15%. Excedente de producción 0%

financiamiento %	VAN USD	TIR %
5,00	-2.110.313,51	-1,51
25,00	-5.198.314,50	-3,65
50,00	-9.058.315,73	-6,19

**Caso 1a, 16 turbinas y f.p.=0,4**

financiamiento %	VAN USD	TIR %
5,00	-4.748.205,40	-1,51
25,00	-11.696.207,62	-3,65
50,00	-20.381.210,39	-6,19

**Caso 2a, 36 turbinas y f.p.=0,5**

financiamiento %	VAN USD	TIR %
5,00	3.752.788,00	2,57
25,00	664.787,01	0,45
50,00	-3.195.214,23	-2,09

**Caso 1b, 16 turbinas y f.p.=0,5**

financiamiento %	VAN USD	TIR %
5,00	8.443.882,05	2,57
25,00	1.945.879,83	0,45
50,00	-7.189.122,95	-2,09

**Caso 2b, 36 turbinas y f.p.=0,5**

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

A continuación se muestran las corridas de excel para el caso 2b

Para un porcentaje de financiamiento de 50% sobre la inversión inicial las tablas de abonos quedan como sigue:

Gastos financieros		Inversión Inicial	<b>43,200,000.00</b>	% financiado	<b>50.00%</b>
Tasa de interés anual	<b>15%</b>	n=	20		
Calculo con saldos insolutos					
Años	Intereses	Cuota anual	Abono capital	Saldo	
Año 0				<b>21,600,000.00</b> <= credito	
Año 1	3,240,000.00	4,320,000.00	1,080,000.00	20,520,000.00	
Año 2	3,078,000.00	4,158,000.00	1,080,000.00	19,440,000.00	
Año 3	2,916,000.00	3,996,000.00	1,080,000.00	18,360,000.00	
Año 4	2,754,000.00	3,834,000.00	1,080,000.00	17,280,000.00	
Año 5	2,592,000.00	3,672,000.00	1,080,000.00	16,200,000.00	
Año 6	2,430,000.00	3,510,000.00	1,080,000.00	15,120,000.00	
Año 7	2,268,000.00	3,348,000.00	1,080,000.00	14,040,000.00	
Año 8	2,106,000.00	3,186,000.00	1,080,000.00	12,960,000.00	
Año 9	1,944,000.00	3,024,000.00	1,080,000.00	11,880,000.00	
Año 10	1,782,000.00	2,862,000.00	1,080,000.00	10,800,000.00	
Año 11	1,620,000.00	2,700,000.00	1,080,000.00	9,720,000.00	
Año 12	1,458,000.00	2,538,000.00	1,080,000.00	8,640,000.00	
Año 13	1,296,000.00	2,376,000.00	1,080,000.00	7,560,000.00	
Año 14	1,134,000.00	2,214,000.00	1,080,000.00	6,480,000.00	
Año 15	972,000.00	2,052,000.00	1,080,000.00	5,400,000.00	
Año 16	810,000.00	1,890,000.00	1,080,000.00	4,320,000.00	
Año 17	648,000.00	1,728,000.00	1,080,000.00	3,240,000.00	
Año 18	486,000.00	1,566,000.00	1,080,000.00	2,160,000.00	
Año 19	324,000.00	1,404,000.00	1,080,000.00	1,080,000.00	
Año 20	162,000.00	1,242,000.00	1,080,000.00	0.00	
<b>Total int.</b>	<b>34,020,000.00</b>	<= costo financiero			

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno para el caso 2b con excedente de producción = 50%

Flujo de Efectivo

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20			
<b>Entradas</b>	<b>43,605,000.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>.00</b>	<b>3,240,000.00</b>		
Fondos propios	22,005,000.00																							
Financiamiento	21,600,000.00																							
Ingresos por ventas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
caja inicial																								
valor de rescate de turbinas																							3,240,000.00	
<b>Salidas</b>	<b>43,605,000.00</b>	<b>4,860,000.00</b>	<b>4,698,000.00</b>	<b>4,536,000.00</b>	<b>4,374,000.00</b>	<b>4,212,000.00</b>	<b>4,050,000.00</b>	<b>3,888,000.00</b>	<b>3,726,000.00</b>	<b>3,564,000.00</b>	<b>3,402,000.00</b>	<b>3,240,000.00</b>	<b>3,078,000.00</b>	<b>2,916,000.00</b>	<b>2,754,000.00</b>	<b>2,592,000.00</b>	<b>2,430,000.00</b>	<b>2,268,000.00</b>	<b>2,106,000.00</b>	<b>1,944,000.00</b>	<b>1,782,000.00</b>			
Inversión Fija	39,744,000.00																							
Capital de trabajo	405,000.00																							
Inversión diferida	1,296,000.00																							
Costos O y M		1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	1,620,000.00	
Impuestos		.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
Gastos Financieros	2,160,000.00	3,240,000.00	3,078,000.00	2,916,000.00	2,754,000.00	2,592,000.00	2,430,000.00	2,268,000.00	2,106,000.00	1,944,000.00	1,782,000.00	1,620,000.00	1,458,000.00	1,296,000.00	1,134,000.00	972,000.00	810,000.00	648,000.00	486,000.00	324,000.00	162,000.00			
<b>Flujo Neto de Efectivo</b>	<b>.00</b>	<b>-4,860,000.00</b>	<b>-4,698,000.00</b>	<b>-4,536,000.00</b>	<b>-4,374,000.00</b>	<b>-4,212,000.00</b>	<b>-4,050,000.00</b>	<b>-3,888,000.00</b>	<b>-3,726,000.00</b>	<b>-3,564,000.00</b>	<b>-3,402,000.00</b>	<b>-3,240,000.00</b>	<b>-3,078,000.00</b>	<b>-2,916,000.00</b>	<b>-2,754,000.00</b>	<b>-2,592,000.00</b>	<b>-2,430,000.00</b>	<b>-2,268,000.00</b>	<b>-2,106,000.00</b>	<b>-1,944,000.00</b>	<b>-1,782,000.00</b>	<b>1,458,000.00</b>		
Valor de Comparación	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	8,517,016.51	
<b>Ahorro</b>		<b>3,657,016.51</b>	<b>3,819,016.51</b>	<b>3,981,016.51</b>	<b>4,143,016.51</b>	<b>4,305,016.51</b>	<b>4,467,016.51</b>	<b>4,629,016.51</b>	<b>4,791,016.51</b>	<b>4,953,016.51</b>	<b>5,115,016.51</b>	<b>5,277,016.51</b>	<b>5,439,016.51</b>	<b>5,601,016.51</b>	<b>5,763,016.51</b>	<b>5,925,016.51</b>	<b>6,087,016.51</b>	<b>6,249,016.51</b>	<b>6,411,016.51</b>	<b>6,573,016.51</b>	<b>6,735,016.51</b>	<b>6,897,016.51</b>		

	inversión inicial	flujos netos	flujos descontados
		43,605,000.00	43,605,000.00
Año 1	1	3,657,016.51	3,281,895.82
Año 2	2	3,819,016.51	3,075,723.38
Año 3	3	3,981,016.51	2,877,316.17
Año 4	4	4,143,016.51	2,687,250.43
Año 5	5	4,305,016.51	2,505,902.49
Año 6	6	4,467,016.51	2,333,483.71
Año 7	7	4,629,016.51	2,170,070.36
Año 8	8	4,791,016.51	2,015,629.12
Año 9	9	4,953,016.51	1,870,038.73
Año 10	10	5,115,016.51	1,733,108.43
Año 11	11	5,277,016.51	1,604,593.46
Año 12	12	5,439,016.51	1,484,208.15
Año 13	13	5,601,016.51	1,371,636.89
Año 14	14	5,763,016.51	1,266,543.28
Año 15	15	5,925,016.51	1,168,577.73
Año 16	16	6,087,016.51	1,077,383.68
Año 17	17	6,249,016.51	992,602.70
Año 18	18	6,411,016.51	913,878.68
Año 19	19	6,573,016.51	840,861.06
Año 20	20	9,975,016.51	1,145,172.77
	<b>VAN</b>		<b>-7,189,122.95</b>

Tasa Interna de Retorno

-2.09%

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS  
CASO 1a

C4  $f \sum =$   $=((0.17*B4*\$G\$4)+(0.66*B4*\$G\$5)+(0.17*B4*\$G\$6))/\$J\$4$

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Demanda en tiendas departamentales ubicadas en el Valle de México										
2	Capacidad	Energía/año	Precio OM	Precio H-M		Tarifa eléctrica (comercial en media tensión)					
3	MW	Kwh	USD	USD			OM	H-M		Tipo de Cambio	
4	30,000.00	38,707,286.40	3,028,267.53	3,251,784.24		Base	0.7548	0.8207		13.00	MX\$/USD
5						Intermedia	0.9071	0.9863			
6						De punta	1.7062	1.7744			
7						en pesos mexicanos					

CASO 1 b

C4  $f \sum =$   $=((0.17*B4*\$G\$4)+(0.66*B4*\$G\$5)+(0.17*B4*\$G\$6))/\$J\$4$

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Demanda en tiendas departamentales ubicadas en el Valle de México										
2	Capacidad	Energía/año	Precio OM	Precio H-M		Tarifa eléctrica (comercial en media tensión)					
3	MW	Kwh	USD	USD			OM	H-M		Tipo de Cambio	
4	30,000.00	48,384,108.00	3,785,334.41	4,064,730.30		Base	0.75	0.82		13.00	MX\$/USD
5						Intermedia	0.91	0.99			
6						De punta	1.71	1.77			
7						en pesos mexicanos					
8											

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

CASO 2 a

C4 $f \Sigma =$ $=((0.17*B4*\$G\$4)+(0.66*B4*\$G\$5)+(0.17*B4*\$G\$6))/\$J\$4$											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Demanda en tiendas de departamentales ubicadas en el Valle de México										
2	Capacidad	Energía/año	Precio OM	Precio H-M		Tarifa eléctrica (comercial en media tensión)					
3	MW	Kwh	USD	USD			OM	H-M		Tipo de Cambio	
4	30,000.00	87,091,394.40	6,813,601.94	7,316,514.55		Base	0.75	0.82		13.00	MX\$/USD
5						Intermedia	0.91	0.99			
6						De punta	1.71	1.77			
7						en pesos mexicanos					

CASO 2 b

C4 $f \Sigma =$ $=((0.17*B4*\$G\$4)+(0.66*B4*\$G\$5)+(0.17*B4*\$G\$6))/\$J\$4$											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Demanda en tiendas de departamentales ubicadas en el Valle de México										
2	Capacidad	Energía/año	Precio OM	Precio H-M		Tarifa eléctrica (comercial en media tensión)					
3	MW	Kwh	USD	USD			OM	H-M		Tipo de Cambio	
4	30,000.00	108,864,423.00	8,517,016.51	9,145,658.31		Base	0.75	0.82		13.00	MX\$/USD
5						Intermedia	0.91	0.99			
6						De punta	1.71	1.77			
7						en pesos mexicanos					
8											

### APENDICE 4. Cálculo de los bonos de carbono

#### Bonos de carbono a diez años

Se toma un valor de 12€ por cada CER, que equivale a 16.8 USD por cada CER, con un tipo de cambio de 1.4 USD/€

<b>Caso 1a</b>			
Año	Generación Proyectada [Mwh/año]	Emisiones tCO2	USD
1	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
2	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
3	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
4	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
5	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
6	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
7	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
8	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
9	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09
10	38,707.29	60,751.85	1,020,631.09

<b>Caso 2b</b>			
Año	Generación Proyectada [Mwh/año]	Emisiones tCO2	USD
1	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
2	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
3	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
4	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
5	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
6	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
7	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
8	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
9	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
10	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95

<b>Caso 2a</b>			
Año	Generación Proyectada [Mwh/año]	Emisiones tCO2	USD
1	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
2	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
3	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
4	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
5	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
6	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
7	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
8	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
9	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96
10	87,091.39	136,691.66	2,296,419.96

<b>Caso 2b</b>			
Año	Generación Proyectada [Mwh/año]	Emisiones tCO2	USD
1	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
2	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
3	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
4	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
5	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
6	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
7	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
8	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
9	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95
10	108,864.24	170,864.58	2,870,524.95



## Bibliografía

- Alvarez, M. (2010, octubre 26). Gamesa ubicará en RU su división de energía eólica marina. *El Correo*.
- AMDEE. (2009, enero 1). Retrieved febrero 10, 2011, from Asociación Mexicana de la Energía Eólica: [www.amdee.org](http://www.amdee.org)
- ANES. (2011, febrero 1). Retrieved 16 Marzo, 2011, from Asociación Nacional de Energía Solar: [www.anes.org](http://www.anes.org)
- ANES. (2011). *Balance nacional de energía*. México: Asociación Nacional de Energía Solar.
- Baca Urbina, G. (2005). *Evaluación de proyectos*. México: Mc Graw-Hill.
- Bancomext. (2009). *Financiamiento de proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)*. México: Bancomext.
- Barbosa, F. (2006). Situación de las reservas y el potencial petrolero en México. *Economía UNAM*.
- Barnés de Castro, F. (2007). *Las energías renovables en México*. México: Comisión Reguladora de Energía.
- Borja Díaz, M. A. (2009). *Aspectos económicos de la generación eoloeléctrica*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Borja Díaz, M. A. (2009). *Centro Regional de Tecnología Eólica*. Oaxaca: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Borja Díaz, M. A. (2010). *Generación eoloeléctrica*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Borja Díaz, M. A. (2004). *Plan de Acción para Eliminar las Barreras para el Desarrollo de la Generación Eoloeléctrica en México*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Borja Díaz, M. A. (2010). *Seminario Sigré México 2010*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Castro, F. B. (2007). *Las energías renovables en México*. México: Comisión Reguladora de Energía.
- CFE. (2011, Mayo 11). *CFE Comisión Federal de Electricidad*. Retrieved Mayo 20, 2011, from <http://www.cfe.gob.mx/QUIENESSOMOS/ESTADISTICAS/Paginas/Estadistica.aspx>
- CFE. (2010). *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024*. México: Comisión Federal de Electricidad.
- CIE-UNAM. (2011). *Posgrado en Energía*. Retrieved febrero 1, 2011, from Centro de Investigaciones en Energía: [http://www.cie.unam.mx/posg\\_ing/](http://www.cie.unam.mx/posg_ing/)
- CNN Expansión. (2010, marzo 6). Acciona construirá 3 campos eólicos. *CNNExpansión.com*.
- CNN Expansión. (2010, Marzo 6). *Acciona construirá tres campos eólicos*. Retrieved diciembre 11, 2010, from CNN Expansión.com: <http://www.cnnexpansion.com/obras/2010/03/08/accciona-construira-3-campos-eolicos>
- CNN Expansión. (2010, marzo 23). *CFE licitará para parques eólicos*. Retrieved diciembre 11, 2010, from CNN Expansión: <http://www.cnnexpansion.com/manufactura/2010/03/23/cfe-lanzo-la-licitacion-para-parques-eol>
- CNN Expansión. (2010, Julio 6). *La energía eólica atrae a manufactureras*. Retrieved diciembre 11, 2010, from CNN Expansión: <http://www.cnnexpansion.com/manufactura/2010/07/06/energia-eolica-industria-aeroespacial>
- CNN Expansión. (2010, junio 8). *Nafin se pone verde. Apuestan por energías renovables*. Retrieved

- diciembre 11, 2010, from CNN Expansión:  
<http://www.cnnexpansion.com/expansion/2010/06/08/apuestan-por-energias-renovables>  
 CNN Expansión. (2010, Mayo 6). *Walmex le apuesta a la energía eólica*. Retrieved noviembre 2010, 1, from CNN Expansión: <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2010/05/06/walmex-utilizara-energia-eolica>
- CONACYT. (2009, agosto 28). *Descripción de la Red de Fuentes de Energía*. Retrieved febrero 1, 2011, from Sitio de la red de fuentes de energía CONACYT: <http://www.ente-mx.com/>
- CONACYT. (2011, mayo 30). *Fondos*. Retrieved junio 2, 2011, from Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología: <http://www.conacyt.mx/fondos/Paginas/default.aspx>
- Corral, M. G. (2009, abril 14). *El futuro marino de las renovables europeas*. Retrieved enero 6, 2011, from Sitio Web de periódico El Mundo:  
<http://www.elmundo.es/elmundo/2009/04/08/ciencia/1239218308.html>
- CRE. (2010). *Informe de labores 2009*. México: Comisión Reguladora de Energía.
- Danish Wind Industry Association. (2003, mayo 12). *Danish Wind Industry Association*. Retrieved marzo 23, 2011, from <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/econ/index.htm>
- Eroski Consumer. (2004, diciembre). *Eroski Consumer*. Retrieved marzo 1, 2010, from Electricidad mar adentro: <http://revista.consumer.es/webb/es/20041201/medioambiente/>
- Europa Press. (2010, octubre 28). Comunicado: Firme impulso al proyecto de eólica marina "Zefir test station". *Europapress.com* .
- Finanzas Carbono. (2011). *Financiamiento de proyectos de reducción de emisiones*. Retrieved julio 18, 2011, from Finanzas Carbono: <http://finanzascarbono.org/financiamiento/>
- GONZÁLEZ ÁVILA, M. E. (2006). *Potencial de aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en zonas rurales de México*. México: INCI.
- Henestrosa Orozco, R. (2009, abril 1). *Centrales eólicas en el istmo de Tehuantepec; su impacto social y socioeconómico*. Retrieved agosto 30, 2011, from Elementos. Ciencia y Cultura:  
<http://www.elementos.buap.mx/num74/hm/39.htm>
- Hernández, L. (2010, Agosto 10). *Alrededor de 10 empresas de Inglaterra y España confirmaron su interés de invertir en Baja California*. Retrieved enero 6, 2011, from El Financiero en línea:  
<http://www.emedios.com.mx/testigospdfs/20100902/2fb088-74ffa8.pdf>
- IEA. (2009). *Concentrating solar thermal power*. Retrieved from International Energy Agency:  
[http://www.iea.org/papers/2009/CSP\\_Essentials.pdf](http://www.iea.org/papers/2009/CSP_Essentials.pdf)
- IEA. (2010). *International Energy Agency*. Retrieved marzo 29, 2011, from Statistics:  
[http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=20](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=20)
- IEE. (2011, febrero 27). *Instituto de Investigaciones Eléctricas*. Retrieved marzo 3, 2011, from Secretaria de Energía: <http://vmw11.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/indice.php>
- ININ. (2006). *La energía nuclear y los requerimientos de capacidad adicional en el sistema eléctrico de México*. México: Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas. (1999). *Tecnologías termosolares a concentración para la generación de potencia en México*. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- IPCC. (2007). *Fourth Assessment Report*. Geneva, Suiza: International Panel for Climatic Change.
- Jaramillo Salgado, O. A. (2010, julio 10). *Energía del Viento*. Retrieved septiembre 27, 2011, from Revista Caos Conciencia: <http://dci.uqroo.mx/RevistaCaos/2011/5-RCC-11-OJS.pdf>
- Jiménez, B. H. (2001). *La contaminación ambiental en México: causas, efectos y tecnología apropiada*. México: Limusa.
- Macancela Vivar, J. C. (2010). *Análisis de prefactibilidad para el uso de pico-centrales en el oriente*

- ecuatoriano. *Aplicaciones a las comunidades de Pukar y Tuntiak*. Quito, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Martínez, A. (1997). *Situación de la energía eólica en Europa. Libro de ponencias. Jornadas de energía eólica*. Santiago de Compostela, España: European Wind Energy Association.
- Masera, O. R. (2005). Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la biomasa como energético renovable en México. Centro de Investigación en Energía. UNAM.
- Mimiaga, F. (2009, Marzo 26). Corredor Eólico del Istmo de Tehuantepec. Proyecto de gran visión ejemplo en México y America Latina. Huatulco, Oaxaca, México: Secretaría de Economía del estado de Oaxaca.
- Natsource. (2010, noviembre 26). *Carbon and energy market research*. Retrieved julio 18, 2011, from Natsource:  
<http://www.natsource.com/uploads/sections/Natsource%20Weekly%20Emissions%20Report%2026%20Nov%2010.pdf>
- Noriega Estefanova, E. (2006). *Protección contra rayos de las turbinas eólicas*. Retrieved enero 15, 2011, from Momografías.com: <http://www.monografias.com/trabajos57/proteccion-turbinas-eolicas/proteccion-turbinas-eolicas.shtml>
- Notimex. (2009). El BID presta 101 mdd a México. *CNNExpansión.com* .
- NREL. (2004). *Atlas de recursos eólicos del estado de Oaxaca*. National Renewable Energy Laboratory.
- NREL. (2003). *Wind energy resource Atlas of Oaxaca*. Estados Unidos de America: National Renewable Energy Laboratory. US Department of energy.
- Obras. (2010, Mayo 6). *Walmart se energiza con el viento*. Retrieved diciembre 11, 2010, from CNN Expansión: <http://www.cnnexpansion.com/obras/2010/05/06/walmart-energia-eolica-oaxaca-la-venta>
- Proméxico. (2010, Mayo 30). *La coreana Wind Corporation construirá en Matamoros una fábrica de aerogeneradores*. Retrieved marzo 1, 2011, from Proméxico: [www.promexico.gob.mx](http://www.promexico.gob.mx)
- Quijano, L. (2005). *Situación actual y perspectivas de la energía geotérmica en México*. Comisión Federal de Electricidad.
- Ramos, J. (2010, Diciembre 8). Calderón presenta mapa del potencial eólico. *El Universal* .
- Rapallini, J. A. (2002). *Aspectos Ambientales de la Energía Eólica*. Retrieved abril 18, 2011, from [http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/32bib\\_arch.pdf](http://cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/32bib_arch.pdf).
- REMBIO. (2005). *Libro blanco de la bioenergía*. Red Mexicana de Bioenergía.
- Reyes, F. E. (2008). *Tesis que para obtener el título de ingeniero electrico electrónico*. México: Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional Autónoma de México.
- Sánchez Sifuentes, A. (2007, Octubre 23, 24 y 25). Uso de la energía eléctrica en tiendas departamentales. Experiencias en México. *8° Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica* .
- SENER. (2006). *Energías Renovables para el desarrollo sustentable de México*. Secretaría de Energía.
- SENER. (2011). *Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía*. México: Secretaría de Energía.
- SENER. (2010). *Prospectivas del sector electrico 2010-2025*. México: Secretaría de Energía.
- SENER. (2011). *Secretaria de Energía*. Retrieved 2011, from Comunicados.
- SENER. (2010). *Sistema de información energética*. Retrieved from [www.sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login](http://www.sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login)
- Snell, G. (2009). *Plan de Acción para Eliminar las Barreras de la Generación Eoloeléctrica en México. Guía de mejores prácticas*. México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- UAM. (2005). *Una visión al 2030 de la utilización de energías renovables en México*. México:

PROPUESTA DE ASIMILACIÓN DE TECNOLOGÍA DE PARQUES EÓLICOS

Universidad Autónoma Metropolitana.

Wikipedia. (2010, mayo 21). *Energías renovables*. Retrieved abril 19, 2011, from [es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_renovable](http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_renovable)