

**CONSEJO CONSULTIVO PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES**

ASOCIACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOLAR

**GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS
RENOVABLES.**

Elaborado para

**COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGÍA
CONAE**

Por

**Ing. Enrique Caldera Muñoz
Secretario Ejecutivo
COFER**

Octubre de 1999.

Tabla de Contenido

1. INTRODUCCIÓN.
2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.
 - 2.1 Las energías renovables.
 - 2.2 Tecnologías de generación eléctrica con energías renovables.
 - 2.3 Energías renovables de “Flujo” y “Almacenamiento”.
3. MODALIDADES DE CONVERSIÓN A ELECTRICIDAD.
 - 3.1 Generación intermitente y difusa.
 - 3.2 Generación distribuida y administración de demanda.
4. ESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.
 - 4.1 El sistema eléctrico tradicional y su futuro.
 - 4.2 El sistema eléctrico en transición.
5. POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO.
 - 5.1 Generalidades.
 - 5.2 Energías de Flujo.
 - 5.3 Energías Superficiales.
 - 5.4 Energías Subterráneas.
6. MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN PRIVADA, SOCIAL Y PARAESTATAL.
 - 6.1 Generalidades.
 - 6.2 Autoabastecimiento.
 - 6.3 Pequeña producción independiente.
 - 6.4 Impedimentos actuales a estas formas de participación.
7. MARCO LEGAL REQUERIDO.
 - 7.1 Cambios Constitucionales.
 - 7.2 El nuevo marco legal del Sector Eléctrico
 - 7.3 El nuevo marco Regulador.
8. IMPLICACIONES REGULATORIAS Y CONTRACTUALES.
 - 8.1 Marco contractual vigente.
 - 8.2 Contratos de largo plazo.

Bibliografía.

ANEXOS.

EÓLICA
PCH
BIOMÁSICA
SOLAR

CONTENIENDO: Tecnologías de conversión.
 Costos
 Proyecciones tecnológicas.
 Alcance Nacional.

1. INTRODUCCIÓN.

El Sector Eléctrico a nivel mundial se encuentra inmerso en un proceso de transición tecnológica que tiene varias motivaciones, por un lado la necesidad de sustituir el carbón y el combustóleo por el gas natural, como la principal forma de mitigar las emisiones de CO₂ y otros contaminantes atmosféricos, lo que ha dado lugar a las perspectivas de desarrollo de las Centrales de Ciclo Combinado, que no solamente usan un energético fósil de bajo impacto ambiental, relativamente, sino que también son más eficientes y de más bajo costo por kW instalado. La emergencia de esta tecnología ha ocasionado una disminución real del costo del kWh generado, lo que también ha sido afectado por los bajos precios del petróleo durante los últimos años.

El desarrollo de turbina de gas, desde unidades de varias decenas de kW hasta unidades mayores a 100 MW, junto con el desarrollo de las redes de distribución del gas natural en parques industriales y algunas zonas urbanas, abren la posibilidad a la cogeneración, tanto en el Sector Industrial como en el de los Servicios, eficientando el uso del combustible y con amplias posibilidades de generar excedentes eléctricos. Esto disparó la participación externa al sector eléctrico tradicional en la generación de electricidad dentro de los sistemas eléctricos interconectados, propiciando lo que se conoce como Generación Distribuida.

La emergencia de estas tecnologías, junto con la necesidad de diversificar las fuentes de energía primaria, abrió las puertas a las energías renovables en general, desde finales de los 70s, a participar también en la oferta nacional de energía eléctrica en los países desarrollados. El resultado final es que los sistemas eléctricos que se perfilan en los próximos años no tienen nada que ver con los sistemas tradicionales, verticalmente integrados, con una economía de escala basada en cada vez más grandes centrales de generación eléctrica. El sistema que se está integrando ahora, obedece más a un sistema en red donde se diluye la generación y la distribución, y donde el consumidor tradicional pasará a ser prosumidor, tanto a nivel industrial como doméstico.

Las grandes centrales de generación eléctrica presentan ahora dos grandes inconvenientes, las grandes inversiones de capital y el impacto ambiental y social que producen. La generación distribuida, centrada en gas natural en sistemas de cogeneración y en la conversión de energías renovables, se muestra como el vector principal en la transformación estructural del sistema eléctrico y en la operación misma de las empresas suministradoras.

El Cambio Climático que actualmente está afectando al mundo y que el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de Naciones Unidas reconoce que en parte tiene causas antropogénicas, y siendo básicamente impronosticables sus efectos a mediano y largo plazo, orilla por motivos precautorios a tomar medidas correctivas en la evolución del sistema energético mundial, dándole actualmente un especial énfasis a un desarrollo sustentable basado en el largo plazo en energías renovables.

2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

2.1 Las energías renovables.

Las energías renovables pueden ser clasificadas en tres grandes grupos: las atmosféricas, las terrestres y las oceánicas. Las atmosféricas o de flujo, también llamadas intermitentes son la radiación solar y la energía eólica; Las terrestres se agrupan en superficiales y subterráneas, las superficiales son la biomasa y la hidráulica, y la subterránea es la geotérmica de yacimientos con recarga natural de agua. Por último, las energías oceánicas son los gradientes térmicos oceánicos, las corrientes marinas, las olas, las mareas; y la biomasa marina.

Estas energías, aunque de naturaleza difusa, tienen una vasta cobertura sobre la superficie terrestre, siendo responsables directas de los procesos energéticos asociados a la vida en este planeta. Si estas energías le dan vida a la flora y la fauna, ¿porqué no habrían de darle vida a la organización social, llamada civilización, del ser humano? El Sol proporciona a la Tierra una cantidad de energía equivalente a 1.493×10^{18} kWh/año, en tanto que el consumo total mundial en 1971 fue de 6.44×10^{13} kWh, esto significa que la energía solar recibida fue más de 20,000 veces la consumida ese año.

2.2 Tecnologías de generación eléctrica con energías renovables.

El uso de las actuales formas no convencionales de generación eléctrica con energías renovables tienen del orden de 100 años, fue el paradigma del desarrollo eléctrico basado en empresas suministradoras que llevarían la energía a cada punto de consumo, lo que enfocó la industria a sistemas de generación centralizados y cada vez de mayor escala, lo que determinó el crecimiento de la industria eléctrica. Fue este mismo crecimiento el que hizo evidente sus propios límites, por cuanto al suministro a las regiones alejadas de las áreas densamente pobladas, lo que en muchos países se resolvió vía empresas cooperativas locales. Donde existen empresas monopólicas estatales, la electrificación rural se efectuó con fuertes subsidios, aún así, para muchos lugares la electricidad en su forma convencional no podrá llegar en muchos años. En México, pese al enorme esfuerzo de electrificación rural, del orden de 7 millones de habitantes carecen del servicio eléctrico. Por otro lado, la baja densidad poblacional puede hacer muy oneroso aun en áreas electrificadas, el extender las líneas eléctricas a los puntos de consumo requeridos.

Las tecnologías de conversión de energías renovables a electricidad, tienen algunos referentes de más de 100 años de aplicación. Donde había corrientes de agua, las primeras empresas eléctricas utilizaron pequeñas centrales hidroeléctricas. En Dinamarca a principios de este siglo se utilizó la energía eólica para electrificar poblados junto con generadores accionados por máquinas térmicas. En los países nórdicos existe también una vieja tradición del uso de máquinas de vapor accionando generadores eléctricos a partir de combustibles de biomasa.

A raíz de la crisis petrolera de 1973 se inició a nivel mundial la búsqueda de alternativas energéticas y tecnológicas a la generación eléctrica en gran escala. La conversión eoloelectrica es en la actualidad la más madura, económica y desarrollada. La tecnología fotovoltaica, que permite la conversión directa de energía solar a electricidad en corriente directa, esta teniendo en este final de década un desarrollo importante en los procesos de manufactura, abatiendo considerablemente sus costos. Esta tecnología de conversión, dado su carácter modular, constituye la tecnología más adecuada para el autoabastecimiento, ya que lo mismo se presta para aplicaciones aisladas de varias decenas de Watts, para el doméstico rural o suburbano con varios cientos de Watts, el residencial y comercial urbano de varios kW, hasta pequeñas centrales distribuidas de varios MW.

Los desarrollos tecnológicos en proceso alrededor de sistemas termosolares de generación eléctrica en gran escala, de torre central y campo de helióstatos, los convertidores de plato parabólico y máquinas Stirling, así como los sistemas de canal parabólico, se encuentran en su fase de optimización para reducción de costos, siendo el sistema de canal parabólico en un ciclo combinado asistido con energía solar el que se encuentra comercialmente disponible. En los próximos años se espera que estas tecnologías sean plenamente competitivas, en un entorno donde las restricciones a la quema de combustibles fósiles, carbón y petróleo principalmente, irán en aumento.

En los países Europeos el uso de energías renovables se extiende significativamente, y se consideran aportadores netos de energía eléctrica las siguientes tecnologías: conversión eoloelectrica, pequeñas y grandes hidroeléctricas, la biomasa, la fotovoltaica, el aprovechamiento de olas y mareas y las geotermoelectricas.

2.3 Energías renovables de "Flujo" y "Almacenamiento"

Las energías renovables, con excepción de las mareas y la geotermia, son derivadas inmediatas de la radiación solar. Acompañando a esta tenemos así a las energías eólica, hidráulica, la química almacenada en la biomasa y las energías oceánicas, a saber, las corrientes marinas, los gradientes térmicos oceánicos y las olas. La radiación solar, el viento, las olas, las mareas y las corrientes marinas constituyen energías de flujo que pueden manifestar variaciones instantáneas, horarias y estacionales, razón por la cual se les denomina "Intermitentes". En tanto que la energía hidráulica que proviene de un embalse donde se almacena como energía potencial, la biomasa, la geotermia y los gradientes térmicos oceánicos, constituyen energías de almacenamiento cuyo aprovechamiento para generación eléctrica puede ser regulado según necesidades del despacho.

Esta diferencia básica, entre las intermitentes y las de almacenamiento, aunado al carácter difuso y por tanto de baja densidad energética de las mismas, con excepción de los aprovechamientos hidroeléctricos, fue la causa de que se ignorara prácticamente, la generación eléctrica a partir de tales recursos energéticos. Es el propio desarrollo de los sistemas eléctricos interconectados, la creciente demanda de electricidad y las dificultades financieras para abordar el desarrollo del Sector según el esquema tradicional, lo que orilla a "reinventar" al Sector Eléctrico a partir de una profunda transformación estructural.

3. MODALIDADES DE CONVERSIÓN A ELECTRICIDAD.

3.1 Generación "Intermitente" y "Difusa".

Bajo el esquema convencional de la generación eléctrica en sistemas interconectados, es impensable la instalación de grandes centrales eoloelectricas alimentando al sistema, ya que dichas centrales al aprovechar una fuente energética de flujo e intermitente, no garantiza la continuidad del suministro, ni los niveles horarios de generación requeridos, es en pocas palabras, energía eléctrica no despachable. Por otro lado, el carácter difuso de las energías solar y eólica, harían extremadamente grandes las instalaciones de una capacidad semejante a una nuclear o termoeléctrica convencional (del orden de 1000 MW). Sin embargo, estas "desventajas" desde el punto de vista convencional, son las características que permiten su inclusión masiva en los sistemas eléctricos interconectados cuando se realiza de una manera dispersa y en pequeña escala, como generación eléctrica distribuida, cuya aportación agregada correspondería a la de varias grandes centrales.

El carácter modular de las tecnologías de conversión eléctrica para las energías solar y eólica, con pequeños sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores, vuelven totalmente irrelevante su carácter intermitente, ya que en muy pequeña escala el banco de baterías resuelve el problema en los sistemas aislados, en tanto que en los interconectados, la generación eléctrica agregada de los sistemas dispersos e interconectados, tiene un comportamiento según el patrón estadístico diario y estacional del sol o el viento, lo que combinado con el patrón de demanda eléctrica da por resultado un nuevo patrón de demanda, al cual se debe adecuar ahora el despacho de carga de las grandes centrales.

3.2 Generación Distribuida y Administración de la Demanda.

El interés por eficientar el uso de combustibles en los sectores industrial y de servicios, dio pie hace más de tres lustros a la instalación masiva de sistemas de cogeneración, a través del cual se autoabastecían, incluso con excedentes eléctricos. Esto llevó a que muchos usuarios del servicio eléctrico se convirtieran en "suministradores" de energía eléctrica a las propias empresas prestadoras del servicio. Ya para 1986, el 50% de la capacidad eléctrica adicional con la que crecía el sistema eléctrico de los Estados Unidos cada año, 12,000 MW, era aportada por pequeñas inversiones fuera de las empresas suministradoras y el 80% de esa aportación externa era vía cogeneración. Esta circunstancia marcó la importancia de la generación en pequeña escala, dispersa, pero con una masiva penetración del 50% de la capacidad adicional.

Para 1980 los textos sobre Distribución Eléctrica explicaban el concepto de Generación Distribuida, considerando sobre todo el desarrollo y reducción de costos de la conversión fotovoltaica, que haría posible en un futuro muy próximo, el que cada techo de vivienda, edificio o instalación fabril se convirtiese en una pequeña central de generación eléctrica, lo que en el caso de viviendas rurales e instalaciones agropecuarias e industriales en el medio rural, podrían estar también energizadas con energía eólica, integrando

sistemas híbridos para autoabastecimiento eléctrico, tanto en sistemas autónomos aislados como interconectados a la red. La generación eléctrica con aerogeneradores tiene en el medio rural gran importancia económica, ya que en las áreas de cultivo o pastoreo con la presencia de vientos aprovechables, éstos permiten cosechar también kWh, los que se suministran al sistema eléctrico.

La generación eléctrica dispersa con energías renovables, interconectada a los mismos circuitos primarios de distribución tiene el efecto agregado de modificar el patrón histórico de demanda del circuito. Conociendo el patrón de radiación solar regional, así como el patrón de vientos, tanto diarios como estacionales, es posible simular el comportamiento eléctrico del circuito y planear el nivel de penetración y distribución de las energías renovables. Este aspecto es importante ya que una adecuada planeación de su inclusión en el sistema, permitiría mejorar la regulación de voltaje, reducir pérdidas eléctricas, mejorar facturación, e incluso reducir costos para los usuarios con tarifas horarias al incluir también prácticas de administración de demanda, reduciendo consumos durante las horas pico e incrementándola durante sus propios picos de generación.

La generación distribuida hace más complejo el control y administración de los sistemas de distribución, medición, facturación y cobranza para las empresas suministradoras, pero reduce substancialmente la presión financiera para el crecimiento de la capacidad instalada de generación eléctrica, al compartir dicha carga financiera con los propios usuarios con autoabastecimiento parcial o excedentario y con los pequeños productores independientes. Por otra parte reduce el impacto ambiental que las grandes centrales ocasionan. La generación distribuida también redistribuye los ingresos públicos, ya que en la conversión de energías renovables no se paga por combustibles, sino por empleos, en los servicios asociados a la prospección, localización, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas, creando empleos locales y la conservación del dinero en circuitos económicos regionales.

4. ESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

4.1 El sistema eléctrico tradicional y su futuro.

El sistema eléctrico del futuro tendrá que ver muy poco con el sistema actual, que se conceptualiza como un conjunto de centrales de generación, frente a otro conjunto de regiones de distribución, entrelazadas por una red de líneas de transmisión eléctrica y controladas por un sistema central de despacho de carga. En el sistema eléctrico del futuro esta clasificación se diluye, ya que la generación eléctrica interconectada irá de varios cientos de Watts en los techos de las viviendas, con sistemas fotovoltaicos, pasando por centenas de kW a varios MW en instalaciones fabriles y agropecuarias, hasta decenas de MW en aprovechamientos para autoabastecimiento Municipal o producción independiente, todo esto a nivel de distribución o líneas de subtransmisión, la llamada Generación Distribuida, que otros la nombran “embebida”, en tal densidad y dispersión geográfica que generación y consumo son inmediatos.

Esta configuración, en la que prácticamente todos los usuarios del servicio seremos generadores-consumidores requiere de un sistema eléctrico unitario, por cuanto a su planeación y control, a la vez que descentralizado, ya que estas funciones se realizarán regionalmente, SOBRE LA BASE DE OBJETIVOS SOCIALES. Unidad en la diversidad, será su divisa. La complejidad técnica de este sistema requiere de sistemas de coordinación técnica y normativa a nivel nacional, que solo una Comisión Federal de Electricidad reforzada, podrá realizar eficazmente.

Para conceptualizar el Sector Eléctrico que requerimos para garantizar el apropiado crecimiento de éste, en condiciones de eficiencia económica y técnica, no solo necesitamos un diagnóstico de la situación actual, sino también escenarios posibles del sector en el futuro. La industria eléctrica en México es joven, si la comparamos con el nivel de penetración y consumo en los países avanzados.

COMPARACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS EN PAÍSES DESARROLLADOS VS. PAÍSES EN DESARROLLO.

(1996)

País	Población Millones. Índice *	Tamaño Millones km ²	Capacidad Eléctrica MW	Consumo kWh/hab-año	Densidad Consumo MWh/km ² -año
Reino Unido	60 / 0.3	0.244	80,000	5,800	1,360
España	40 / 0.2	0.504	50,000	4,072	344
Argentina	35 / 1.2	2.779	13,000	1,714	22
Chile	15 / 1.6	0.737	5,500	1,500	30
México	92 / 1.8	2.000	36,000	1,440	81

Datos ajustados y redondeados con fines de comparación, alrededor de 1996.

* Tasa media de crecimiento poblacional.

Elaboró ECM/16/07/1999.

Un indicativo del grado de desarrollo del sector eléctrico es el consumo per cápita de energía eléctrica. Para el año 2000 alcanzaremos los 2000 kWh/hab-año, consumo que en los Estados Unidos se alcanzó por 1950 y que en la actualidad supera los 13,000 kWh/hab-año. Nuestro sistema eléctrico, en términos de penetración y nivel de consumo tiene 50 años de atraso respecto a los Estados Unidos.

Para que nuestro desarrollo socioeconómico nos sitúe al nivel de países avanzados, necesitamos incrementar nuestro consumo eléctrico a 4,000 kWh/hab-año, cosa que si logramos en treinta años más, significará que deberemos tener una capacidad instalada eléctrica del orden de los 130,000 MW, ya que para entonces seremos alrededor de 130 millones de mexicanos. Nuestro verdadero reto es por tanto, crecer nuestro sistema eléctrico en el orden de 100,000 MW en los próximos 30 años. Este reto es mucho mayor que el planteado por el gobierno para los próximos años. Las preguntas que surgen de inmediato son: ¿Con qué recursos financieros?, ¿En base a que energéticos primarios?, ¿Con qué tecnologías de conversión? y ¿Bajo que estructura operativa del sistema eléctrico?. Hacerlo es imperativo, ya que de no lograr este crecimiento seguiremos siendo un país continuamente en vías de desarrollo. La capacidad instalada de servicios e industria se refleja en ese índice. Será por tanto un objetivo nacional alcanzar niveles de país desarrollado, como los tenían los países Europeos a principios de la década de los 80s.

Considerando un sistema eléctrico tres y media veces más grande, de 130,000 MW, ¿Con qué tipo de centrales generadoras?. Obviamente no podemos agregar 100,000 MW de centrales de Ciclo Combinado a gas natural, simple y sencillamente porque no lo habrá disponible. Con Energías Renovables. Las energías del futuro son las energías renovables. Solo ellas garantizan la carencia de efectos ambientales acumulativos y una provisión inextinguible. Son sustentables.

4.2 El sistema eléctrico en transición.

El proceso de calentamiento global y el cambio climático que esto ocasiona, tiene dos causales básicas, la deforestación y el uso de combustibles fósiles. Un esquema energético sustentable, debe evitar por tanto los impactos acumulativos en la biosfera terrestre, cosa que ni los combustibles fósiles ni la energía nuclear pueden hacer. Esto nos lleva automáticamente a plantear un desarrollo energético sustentable en base a energías renovables. Esta transición ocupará al menos las primeras dos décadas del próximo siglo, sumándose a las dos últimas de este siglo, en que se reinició el interés por estas tecnologías. Esta inercia del sistema energético es lo que hace urgente el asumir responsablemente la necesidad de iniciar los cambios.

La crisis de 1973 puso sobre la mesa de discusiones la forma en que se obtienen y se aprovechan los recursos energéticos, así como los modos sociales de su producción y consumo, en esquemas altamente centralizados versus sistemas dispersos. Las energías renovables, dado su carácter distribuido y de baja densidad energética, constituyen la respuesta lógica a necesidades dispersas y de pequeña magnitud, complementando al

suministro de los sistemas centralizados. Así, la energía solar y sus manifestaciones indirectas, como la energía eólica, la biomasa, y la hidráulica en pequeña escala, -que ya para entonces era no convencional, aun cuando con esta aplicación se iniciaron las empresas de luz y fuerza-, vuelven a ser objeto de atención pública y a plantearse seriamente como una alternativa de largo plazo para la sustitución de combustibles fósiles.

Pese a la disminución de los precios del petróleo en la década de los 80s, se continuaron realizando esfuerzos por el desarrollo tecnológico de los dispositivos y sistemas para el aprovechamiento de las energías renovables. De esta forma, los europeos, principalmente los Daneses, desarrollaron progresivamente los sistemas conversores de energía eólica para generación eléctrica interconectada, desde aerogeneradores de 40 kW, pasando por el de 75, 100, 150, 200, 250, 300, 500, 600, 750 kW hasta el de 1 y 1.5 MW, esperando llegar al de 3 MW en los primeros años del próximo siglo, como las unidades estándar para centrales eolieléctricas, que para el 2000 habrán acumulado más de 15,000 MW instalados a nivel mundial, y que considerando la internalización de costos externos de generación eléctrica, constituirá la forma más económica de generación eléctrica en gran escala, superando los 20,000 MW para el 2002.

Para finales de la década de los 90s, la capacidad de fabricación de celdas y paneles fotovoltaicos, se está incrementando masivamente a una tasa mayor al 25% anual y por tanto dando lugar a una disminución de sus precios de venta, lo que aunado a los programas gubernamentales de promoción y aplicaciones masivas en Europa, Japón y los Estados Unidos de autoabastecimiento eléctrico a nivel doméstico con sistemas interconectados a la red, lo que puede significar del orden de 5,000 MW al año 2010, de capacidad eléctrica instalada, únicamente en los techos de viviendas y edificios públicos y comerciales.

Durante la década de los 80s se realizó una importante actividad en aprovechamientos de biomasa, la que sin lugar a dudas corresponde ser la fuente de energías renovables más importante, tanto por su contribución energética, como por ser la fuente de empleos y actividad productiva en el medio rural, al combinar de una manera sustentable, y por tanto ecológica, la producción agrícola y pecuaria, con la forestal y la producción de biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

El aprovechamiento del biogas, como del proveniente de gasificadores en procesos de cogeneración tendrán un importante impacto en la energetización de actividades productivas y electrificación en el medio rural, en combinación con sistemas fotovoltaicos y eólicos. En la actualidad más de mitad de la población mundial depende de biomasa para cubrir sus necesidades de cocción y de calefacción, como ocurre aún en países desarrollados como Francia, España, Portugal, Austria e incluso Alemania. Desde principios de siglo generadores de vapor de baja presión se utilizaron para generación eléctrica o proporcionar potencia mecánica, aún hoy los países Escandinavos, así como Polonia y Eslovenia siguen utilizando estas tecnologías.

Los residuos sólidos urbanos, así como los líquidos de la misma procedencia, pueden constituirse en fuentes energéticas con un adecuado manejo. Después de la clasificación y selección de materiales reciclables, vía rellenos sanitarios con recuperación

de biogas o la combustión directa en quemadores de lecho fluidizado o la gasificación por pirólisis, sería recuperable su valor energético.

Las empresas eléctricas del mundo, se iniciaron generalmente a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas, las que se construyeron por miles, antes de ser desplazadas por centrales cada vez más grandes, hasta llegar a ser casi completamente relegadas. Hoy en día en los países desarrollados se encuentran en proceso de rehabilitación cientos de ellas, a la vez que se ubican y construyen nuevas pequeñas centrales, satisfaciendo necesidades locales de sus propietarios, personas físicas, empresas o municipalidades, de forma aislada o interconectadas a los sistemas eléctricos de las empresas suministradoras.

Los países Europeos son quienes en la actualidad han mostrado la mayor voluntad política por la asimilación masiva de energías renovables. Alemania ingresa a su mercado eléctrico una capacidad eoloelectrica de 50 MW por mes, quien a finales de 1997 había acumulado más de 2000 MW, y para finales de 1999 los 4000 MW de capacidad eólica instalada. El cuarto rubro de las exportaciones de Dinamarca constituyen productos y servicios relativos a sistemas conversores de energía eólica, los que cubren por ahora el 50 % del mercado mundial. El mercado europeo de energías renovables esta creciendo a una tasa de 760 MWe y 1740 MWt cada año, representando un mercado doméstico de 4,300 Millones de ECUs por año. Estas energías significaban el 5.3 % de la oferta total de energía primaria en 1994 y se espera alcancen el 14 % para el año 2020 en la Unión Europea, totalizando para entonces un mercado de 266,000 Millones de ECUs.

Se ha dicho que el desarrollo sustentable consiste básicamente de tres cosas, a) estabilidad poblacional; b) reducción, reuso y reciclaje de materiales, y c) energías renovables. Esta concepción del desarrollo implica un profundo proceso de concientización social, así como del compromiso y la voluntad para actuar consecuentemente. En México se estima que alcancemos una población del orden de los 130 millones de habitantes al completarse el primer tercio del próximo siglo. El uso adecuado y conservativo de los recursos naturales, entre ellos los recursos energéticos renovables, permitirán cubrir a satisfacción las necesidades de esa población.

5. POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO.

5.1 Generalidades.

México es un país con vastos recursos energéticos renovables, que no han sido inventariados con precisión, ya que por nuestra condición de país petrolero, se menospreció la importancia del desarrollo de estos energéticos.

5.2 Energías de Flujo.

Para las energías de flujo, la solar y la eólica, los aspectos metodológicos respecto de su caracterización y evaluación, han hecho más difícil conceptualizar el equivalente a "reservas probadas", sin embargo es posible establecer estos criterios.

5.2.1 Energía Solar.

Más de la mitad del territorio nacional presenta condiciones de insolación excelentes a lo largo del año, con densidades energéticas del orden de 5 kWh/m²-día. Un colector solar plano de 1.6 m² (Estándar de 1.8 m x 0.9 m) captura al día la energía equivalente a la suministrada por medio Kg. de gas LP en un calentador de gas.

Metodológicamente, la evaluación del recurso energético solar está orientada a caracterizar la densidad energética recibida por unidad de superficie, sea esta horizontal, inclinada con un cierto ángulo y orientación, o una superficie siempre normal al rayo incidente. Esta caracterización puede establecerse en forma instantánea como densidad de potencia en Watts/m² o como energía en MJ/m²-día, para la radiación directa, la difusa y la suma de ambas, para el día típico de cada mes y para cada una de las superficies enumeradas. Esta caracterización muestra la fluctuación estacional de la energía recibida a lo largo del año en un mismo punto.

De forma gruesa se conocen los rangos de la energía solar recibida en el territorio nacional, pero los estudios no se han realizado con el nivel de resolución necesario, para crear las bases de datos que permitan, con mejor precisión, pronosticar el comportamiento de cualquier dispositivo conversor en cualquier parte del territorio nacional. Sabemos que en términos medios la energía solar recibida en una superficie horizontal es del orden de 6.3 GJ/m²-año y de 6.8 GJ/m²-año para una superficie inclinada 25° con vista al sur. Como energía útil suministrada, considerando 50% de eficiencia de conversión, los colectores solares planos proveen 3.4 GJ/m²-año. Un millón de metros cuadrados de colectores solares proporcionan 3.4 PJ/año, equivalente al 60% de la energía térmica usada por toda la industria de refrescos y aguas envasadas durante 1996. Mil instalaciones de 20 x 50 m proporcionarían esta cantidad de energía.

Tratándose de conversión fotovoltaica, esta densidad energética primaria de 6.8 GJ/m²-año se transforma en 190 kWh/m²-año de energía eléctrica con 10% de eficiencia de conversión, 100 m² en 19,000 kWh/año, un Km² en 190 GWh/año y 1000 Km² o el

0.05% del territorio nacional en 190,000 GWh equivalente a la generación bruta nacional en el año 2001. (CFE, Desarrollo del Mercado Eléctrico, 1989-2003, 32a Ed.,1994) Si consideramos que en el futuro próximo, cada techumbre de vivienda, edificación comercial o industrial, es potencialmente el sitio de emplazamiento de módulos fotovoltaicos, la capacidad agregada de conversión a energía eléctrica es formidable.

De esta manera, por cuanto a la energía solar se refiere, las necesidades de evaluación y caracterización a detalle de la misma se asocian a proyectos de carácter industrial o comercial, donde una evaluación técnico económica adecuada es requerida para tomar decisiones sobre inversiones importantes en racionalización energética. La evaluación del recurso solar tiene así dos niveles de resolución, el grueso, que se puede afinar a partir de la información actualmente disponible, que serviría básicamente para fines residenciales y de servicios e industria en pequeña escala. Y un nivel con mejor resolución para fines industriales, de servicios y de generación eléctrica que requiere de datos de satélite y estaciones terrestres de calibración en las regiones de interés.

5.2.2. Energía Eólica.

Por el lado de la energía eólica, se tienen identificadas varias regiones con alto potencial eólico y las características generales de los sistemas de vientos que inciden sobre el territorio nacional a lo largo del año, estimándose que este recurso podría cubrir sin problemas del orden del 25% de la capacidad total de generación eléctrica para el 2030. Sin embargo, se carece hasta ahora de un trabajo exploratorio sistemático para ubicar sitios dónde se encuentra este recurso para explotación eoloeléctrica. En la actualidad, esta actividad exploratoria preliminar se lleva a cabo con modelos computacionales de dinámica de flujos y la topografía digitalizada, lo que permite simular los flujos del viento sobre los accidentes topográficos e identificar los sitios donde se encajona o simplemente se acelera, produciendo lugares con alto potencial eólico. Posteriormente a esta simulación de efectuaría el trabajo de campo, de reconocimiento y caracterización de los sitios, con mediciones in situ, pasando a la evaluación de la capacidad instalable, integrando así un catalogo de sitios con potencial eólico explotable, identificado como reserva probada. Bajo esta visión, la capacidad eoloeléctrica instalada para esas fechas deberá estar en el rango de los 25,000 a 35,000 MW, cosa que el recurso eólico del país puede sustentar holgadamente.

La determinación de la magnitud del recurso energético eólico de un país, en términos de reservas probadas y probables, como capacidad instalable en MW y generación posible en GWh, se realiza siguiendo una metodología semejante a la evaluación del potencial hidroeléctrico de un país. Se requiere de elaborar el inventario de cuencas eólicas y su caracterización, precisando los sitios, su extensión superficial en hectáreas, sus características topográfico eólicas, la rosa de los vientos, vientos energéticos, rumbos dominantes, etc. lo que permitiría configurar la distribución topográfica de los aerogeneradores, y determinar un índice de capacidad instalable por hectárea, que multiplicado por la superficie total, indicaría la capacidad total instalable en el sitio. La velocidad media del viento en el mismo, sería indicativa del factor de planta posible y por tanto de la generación bruta esperada en GWh/año. Este procedimiento cuantificaría

reservas probables, la caracterización detallada, a nivel de estudio de factibilidad, demostraría una reserva probada.

El Consejo para el Desarrollo Sustentable de la Energía en Texas, realizó una evaluación preliminar de sus recursos de energías renovables, y en el caso específico de energía eólica, los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Potencial de producción eléctrica en terrenos ventosos en Texas

Clase de Potencia Eólica	Área (km ²)	Porcentaje de Superficie del Estado	Capacidad Potencial (MW)	Potencial de Producción (TWh)	% del consumo en Texas
3	143,400	21.13%	396,000	860	371%
4	29,700	4.38%	101,600	231	100%
5	5,000	0.74%	21,600	48	21%
6	300	0.04%	1,600	4	2%
Total	178,400	26.29%	524,800	1,143	493%

Fuente: Texas Renewable Energy Resource Assesment. Julio 1995.

Densidad de Potencia en el viento según la clase.

Clase de Potencia Eólica	Densidad de Potencia (W/m ²)	Velocidad media del viento (m/s)	Viabilidad Comercial (Tarifas Actuales)
3	300 a 400	6 a 7	Marginal
4	400 a 500	7 a 7.5	Buena
5	500 a 600	7.5 a 8	Muy Buena
6	600 a 800	8 a 8.75	Excelente

El cuadro limita el inventario a terrenos con ciertas características físicas y cercanos a carreteras y líneas de transmisión eléctrica, no está considerando la totalidad del territorio del Estado. La viabilidad comercial está en relación con costos de generación considerando el nivel de precios internacionales del petróleo y generación termoelectrica que no contabiliza costos externos. Esta evaluación se realizó, y continúan los estudios a mayor detalle, utilizando la topografía digitalizada del territorio del Estado de Texas (INEGI tiene digitalizado el territorio nacional, disponible en disquetes y disco óptico) y modelos computacionales de dinámica de fluidos, lo que permite simular el flujo del viento sobre los accidentes topográficos de una gran superficie. La información de las estaciones del Servicio Meteorológico Nacional, de los aeropuertos y otras estaciones de medición anemométrica, actuando como datos de entrada, permiten identificar los lugares donde el viento se acelera, por encajonamiento o por el perfil topográfico, originando sitios con alto potencial energético eólico. La cuantificación del recurso, corresponde por tanto a identificar e inventariar los sitios de posible aprovechamiento.

El ejemplo del Estado de Texas muestra que el recurso energético eólico, es mucho más extenso de lo que se puede apreciar empíricamente y del análisis de la información de los Servicios Meteorológicos Nacionales. Estas mediciones son, en general, escasas. Normalmente se realizan en las inmediaciones o el interior de asentamientos humanos importantes, los instrumentos y la metodología de proceso de datos no corresponden a los requisitos de una caracterización eoloenergética ni corresponden a los sitios más ventosos. Esta información subestima el potencial eólico. El valor de la información del Servicio Meteorológico, radica en la caracterización cualitativa del viento en las diferentes regiones de un país, lo que constituye una información indispensable para extrapolar en tiempo y espacio los estudios detallados en lugares de interés, así como para los modelos de simulación.

Regiones Eoloenergéticas de México.

El conocimiento del recurso energético eólico en México está a nivel exploratorio y de reconocimiento, sin embargo, las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas, realizadas principalmente por el IIE y algunas otras entidades o empresas, han servido para confirmar a nivel de prefactibilidad, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las siguientes regiones:

*** Sur del Istmo de Tehuantepec.**

Esta región contiene un área del orden de 1000 Km. cuadrados expuesta a vientos muy intensos, dado un fenómeno monzónico entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec, donde aflora una corriente marina anormalmente caliente, originando un gradiente térmico y de presión que da lugar a un intenso viento del norte desde el otoño hasta la primavera. Esta región, considerando la infraestructura existente u otros usos del suelo, podría asimilar una capacidad instalada del orden de los 2000 a 3000 MW, por limitaciones del propio sistema eléctrico, con un factor de planta medio de 0.45. En las zonas más propicias, con factores de planta del 0.6 anual y de 0.9 o más en el otoño e invierno. En las inmediaciones del poblado de La Venta, Oaxaca, se instaló en 1994 la primera mini central eoloeléctrica en México, con una capacidad de 1,575 kW, constituida por siete aerogeneradores de 225 kW.

***Península de Baja California.**

Esta península es interesante eoloenergéticamente, por varias razones, su extensión geográfica, su baja densidad poblacional y eléctricamente alimentada por sistemas aislados, cuando eolicamente es una barrera natural perpendicular a los vientos occidentales, que en sus montañas e innumerables pasos puede proporcionar muchos sitios con potencial explotable. El poblado de la Rumorosa y zonas aledañas, así como el paso entre la Sierra de Juárez y la Sierra de San Pedro Mártir, por donde pasa la carretera y la línea eléctrica de Ensenada a San Felipe en el Golfo de California, son regiones identificadas con alto potencial eólico, que son indicativas de lo que puede encontrarse en muchos otros lugares de la península.

*** Península de Yucatán.**

La franca exposición de la península a los vientos alisios de primavera y verano, incrementados en su costa oriental por la brisa marina, y a los nortes en el invierno, hacen de Cabo Catoche, la costa de Quintana Roo y el oriente de Cozumel, zonas con potencial eólico interesante, para contribuir significativamente a los requerimientos de la península en apoyo de su generación termoeléctrica.

***Altiplano norte.**

Desde la región central de Zacatecas a la frontera con los Estados Unidos, el norte del país se ve influenciado por la corriente de chorro de octubre a marzo, intensa y persistente, que como viento del poniente al impactar la Sierra Madre Occidental da lugar a innumerables sitios con potencial explotable. En la parte norte del estado de Coahuila existen áreas sumamente ventosas,

***Región Central.**

En la región central del altiplano, prevalecen los vientos alisios de verano, desde Tlaxcala a Guanajuato, que en Pachuca, la bella airosa, son más conocidos. Estos vientos complementan estacionalmente, a los del altiplano norte y los del sur del Istmo de Tehuantepec. La complejidad orográfica de esta región, debe dar lugar a la existencia de innumerables pasos y mesetas donde el viento sea energéticamente aprovechable.

***Las costas del país.**

El extenso litoral mexicano y sus islas, presenta por lo menos condiciones para generación eléctrica en pequeña escala y almacenamiento en baterías, sistemas híbridos diesel-eólicos y en otros generación interconectada. La generación eoloeléctrica en gran escala en las costas para la producción de hidrógeno, constituirá una de las principales aplicaciones a mediados del próximo siglo.

La identificación y caracterización de estos sitios deberá estar regulada, ya que de otra manera se prestaría a especulación con el uso del suelo y tráfico de derechos de explotación, como ya ha ocurrido, litigándose en una Corte de los Estados Unidos el uso de terrenos ejidales en México para su explotación eólica, convirtiéndose esto en un obstáculo para el desarrollo de centrales eoloeléctricas. Lo deseable es que el Estado asumiera la principal responsabilidad en la evaluación de este recurso, salvaguardando los intereses legítimos de los propietarios de los terrenos ventosos, cautelando la concesión de derechos de explotación a terceros si es el caso, o la asociación con una empresa desarrolladora.

La posibilidad de permisionarios para generar electricidad en la modalidad de autoabastecimiento, pequeña producción y producción independiente, explotando el recurso eólico, requiere de reglas claras de juego por cuanto al uso del suelo y derechos de explotación, lo que por otro lado necesita el establecimiento de reservas territoriales, para evitar usos del suelo incompatibles con su explotación eólica.

El potencial bruto de superficie de energía eólica en el territorio nacional, dada la conformación misma del terreno, el amplio litoral y el altiplano semidesértico,

constituye una reserva probable que se sitúa entre los 50,000 y 100,000 MW de capacidad eoloeléctrica instalable.

El factor determinante del nivel de penetración de generación eoloeléctrica en el sistema interconectado lo determina la propia capacidad de asimilación del sistema, por la ampacidad de las líneas y la compatibilidad entre patrones de demanda y oferta eoloeléctrica.

5.3 Energías Superficiales.

5.3.1 Energía Hidroeléctrica.

La primera central hidroeléctrica se construyó en el estado de Puebla a finales del siglo pasado, Portezuelos I. Durante la primera mitad de este siglo se construyeron decenas de centrales hidroeléctricas, las que cada vez eran en general de mayor capacidad. A finales de la década de los cincuentas, la central hidroeléctrica de El Infiernillo en los límites de Guerrero y Michoacán, de 500 MW, iniciaba la era de las grandes centrales hidroeléctricas. Para los tiempos siguientes, CFE no consideraba proyectos hidroeléctricos menores a 40 MW. Con el resurgimiento del interés en las energías renovables a partir de la crisis petrolera de 1973, la explotación de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) se consideró como recurso energético no convencional, dado que incluso había ocurrido ya el abandono de muchas centrales de pequeña capacidad por parte de las empresas eléctricas, CFE entre ellas.

Sin embargo, dentro del concepto de energías renovables, la energía hidráulica para generación eléctrica la consideramos desde la microgeneración hasta las grandes hidroeléctricas, en el entendido de que las pequeñas caen en la categoría de generación distribuida. La hidroelectricidad ha contribuido con el orden del 30% de la generación eléctrica, después de la inclusión masiva de generación termoeléctrica. El potencial estimado de generación hidroeléctrica inventariada, desde identificación de proyectos, asciende a 160,250 GWh por año, con 373 proyectos adicionales a la generación actual de 82,320 GWh. lo cual significa que a la fecha hemos desarrollado del orden de la mitad de los recursos hidroeléctricos, con una capacidad instalada en 1997 de 10,034.4 MW. (CFE)

CFE ha venido desarrollando los trabajos de identificación y evaluación de los sitios para el desarrollo de centrales hidroeléctricas mayores a 40 MW, algo semejante debe establecerse por cuanto al desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas. La identificación de sitios de aprovechamiento corresponde a intereses regionales de desarrollo, aun cuando se erijan como centrales privadas o de propiedad social, y será de interés a nivel Estatal el disponer de un inventario de sitios de posible emplazamiento de pequeñas centrales e integrar así un catálogo de proyectos para promover su realización. El sector privado tiene la capacidad de realizar estudios de reconocimiento y prefactibilidad para el emplazamiento de PCH, pero puede tener dificultades en obtener crédito en condiciones apropiadas al proyecto. El sector social y paramunicipal enfrentaría mayores dificultades, por estas razones, la CONAE en apoyo de las Comisiones Estatales de Ahorro de Energía, podrían promover proyectos, apoyando en los aspectos técnicos, regulatorios y de financiamiento.

Estimaciones preliminares gruesas ubican en el orden de los 3,000 MW el potencial nacional de PCH. Sin embargo, no se ha realizado un inventario nacional, o al menos estatalmente, de los posibles sitios de emplazamiento y su capacidad nominal. El desarrollo de esta capacidad, tiene una relevancia socioeconómica muy importante, por los impactos inmediatos en las condiciones de vida de las poblaciones beneficiadas.

La CONAE patrocinó el "Estudio de la situación actual de la minihidráulica Nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla" editado en 1997, del cual sintetizamos en los siguiente cuadros una vista a nivel mundial.

Panorama Mundial de PCH en el rango de 2 a 10 MW. (1995)

Continente	País	Potencial Total Hidro TWh/año	Potencial Mini Hidro MW	% PCH 0.40 F.P.	En Oper. MW	En Cons. MW	En Plan. MW
Asia	China	1,923	71,994	13.12	6,040	1,464	7,018
	Japón	135	13,333	34.58	2,852	101	360
Europa	Austria	75	8,847	41.33	1,500	10	200
	España	54	1,998	12.96	835	98	n.d.
	Francia	72	3,425	16.67	2,250	n.d.	n.d.
	Italia	150	18,550	43.33	2,022	21	19
	Noruega	200	2,283	4.00	879	16	n.d.
América Latina	Argentina	172	n.d.	n.d.	72	9	n.d.
	Bolivia	126	n.d.	n.d.	74	21	36
	Brasil	1,123	n.d.	n.d.	359	31	453
	Ecuador	524	n.d.	n.d.	9	n.d.	5
	México	160	n.d.	n.d.	74	n.d.	n.d.
	Venezuela	277	n.d.	n.d.	10	1	3

Panorama Mundial de PCH menores a 2 MW.(1995)

Continente	País	En Oper. MW	En Const. MW	En Plan. MW	Cap. media en Oper. MW
Asia	China	1,476	1.1	0	1.32
	Japón	494	18	18	0.77
Europa	Austria	430	n.d.	n.d.	0.23
	España	317	39	n.d.	0.62
	Francia	750	n.d.	n.d.	0.50
	Italia	322	0	0	0.31
	Noruega	169	2	n.d.	0.45
América Latina	Argentina	12	0	n.d.	0.43
	Bolivia	30	n.d.	n.d.	0.60
	Brasil	115	1	17	0.66
	Ecuador	16	0.75	1.7	0.54
	México	16	n.d.	303	n.d.
	Venezuela	0.5	1	0.54	0.04

Del análisis de los cuadros precedentes, se observa que el potencial de aprovechamientos en pequeñas centrales hidroeléctricas, se encuentra en el rango de 4 a 43% del potencial identificado para medianas y grandes centrales. Si consideramos que la orografía y el régimen pluvial determinan el potencial de aprovechamientos técnicamente viables, para un país como México, ese potencial podría ser del orden del 20% del potencial hidroeléctrico identificado para medianas y grandes centrales, lo cual ubicaría el potencial en 32 TWh/año para una capacidad del orden de 9,000 MW asumiendo un factor de planta medio de 0.40.

Este potencial no se observa disparado si lo comparamos con el de Austria o Italia, ya que por otro lado es evidente que en el caso de América Latina en general, no se tiene una evaluación adecuada del posible potencial de PCH. Para el caso de México existen estudios que se han concentrado en algunas cuencas, evidenciando la necesidad de iniciativas a nivel Estatal, para identificar los sitios de posible emplazamiento.

5.3.2. Energía de Biomasa.

Un campo de cultivo es un colector solar fotobioquímico que transforma la energía de la radiación en energía química, al sintetizar por medio de la clorofila, carbohidratos como glucosa, almidón, grasas y aceites vegetales y celulosa. De estos compuestos se derivan los alimentos de los animales y los seres humanos. Otra parte importante es fuente de materias primas: fibras en la industria textil y del papel, así como de la madera para la construcción de mobiliario y viviendas. Una parte muy importante de estos productos de biomasa se utilizan primitivamente como energético, básicamente como leña y carbón

vegetal rudimentariamente producido. Estas prácticas tienen un efecto depredador sobre el entorno natural de la población sin acceso a energéticos comerciales, tanto por marginalidad territorial como económica.

Una adecuada administración de los recursos maderables, así como de los esquilmos de cosechas, además de los productos de plantaciones energéticas -maderables o acuáticas- puede proporcionar importantes cantidades de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, derivados de biomasa reciente, en que el CO₂ liberado en su combustión simplemente se recicla. Una fuente importante de residuos sólidos vegetales, corresponde al mantenimiento de parques, camellones y jardines públicos y privados en las ciudades, de donde se puede derivar una fracción para usos energéticos como briquetas comprimidas.

Dadas las características fisiográficas y climatológicas del país, la producción de biomasa dependerá fundamentalmente de la disponibilidad de agua para riego. El tratamiento de las aguas residuales de las poblaciones por medios biológicos, constituye un proceso de recuperación de nutrientes y de producción de biomasa en gran escala y de agua tratada para riego, que a su vez producirá más biomasa. El desarrollo de nuestra capacidad nacional de producción de biomasa con fines energéticos, requiere fundamentalmente de programas de información y difusión pública.

Las tecnologías de conversión de los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos derivados de biomasa, merecen mención aparte, ya que su uso está generalmente asociado a la cogeneración y dichas tecnologías dependen del origen y condiciones de los recursos biomásicos, los que se clasifican de la siguiente manera:

- Cosecha energética (Madera)
- Cosecha energética (Etanol)
- Cosecha energética (Biodiesel)
- Residuos Forestales
- Residuos agrícolas sólidos
- Residuos agrícolas líquidos.
- Residuos Sólidos Municipales
- Residuos Municipales Digestibles
- Residuos industriales sólidos
- Residuos industriales líquidos
- Biogás de relleno sanitario.

El estar generalmente asociadas a procesos de cogeneración, las constituye en candidatas naturales al autoabastecimiento eléctrico en procesos agropecuarios e industriales en zonas rurales y suburbanas.

La utilización de biomasa como recurso energético, en procesos de cogeneración principalmente, se muestra en el siguiente cuadro, ilustrando el desarrollo que Dinamarca ha logrado en el aprovechamiento de sus recursos energéticos renovables de biomasa, cuya

disponibilidad y sustentabilidad corresponden más a una adecuada administración y manejo de los mismos.

Biomasa en la generación eléctrica en Dinamarca (1998)

Recursos Energéticos Biomásicos	Capacidad MW
Cosecha energética (madera)	1
Residuos forestales	1,326
Residuos Agrícolas Sólidos	122
Residuos Agrícolas Líquidos	20
Residuos Sólidos Municipales	903
Residuos Digestibles Municipales	34
Residuos Sólidos Industriales	519
Residuos Líquidos Industriales	4
Biogás de Relleno Sanitario	6
Total	2,935 MW

Los recursos biomásicos del país no están inventariados, pero es indudable que su potencial de aprovechamiento para generación eléctrica es importante, tomando como referencia la capacidad instalada en Dinamarca y extrapolando a las dimensiones de México, nos resulta en un potencial del orden de los 90,000 MW.

5.4 Energías Subterráneas.

Energía Geotérmica.

El potencial nacional estimado de energía geotérmica, para fines de generación eléctrica es de 12,000 MW. De ellos 2,000 corresponden a fluidos de alta entalpia, para accionar turbinas de vapor, y del orden de 10,000 MW en sistemas de baja entalpia, utilizando ciclos binarios, en que un fluido secundario de bajo punto de ebullición acciona la turbina. Estos sistemas son de potencias mucho más bajas que los primeros, y su difusión puede corresponder a un esquema semejante a la disseminación de PCH. Las posibilidades de proyectos grandes en el Sistema Eléctrico Nacional está ya muy restringida, sin embargo, el potencial de microsistemas distribuidos es importante, y su gestión deberá estar a cargo de entidades estatales de promoción, con el apoyo técnico y regulatorio de la CONAE apoyada en instituciones de Investigación y Desarrollo.

En la actualidad existe una capacidad instalada geotérmica de 735 MW y en programa otros 250 MW, estimándose la posibilidad de desarrollar los siguientes 1000 MW durante la próxima década. Los aprovechamientos de baja temperatura se podrán desarrollar conforme se apoye la participación privada y social en la generación distribuida.

5.5 Energías Oceánicas.

Estas energías comprenden los gradientes térmicos oceánicos, las olas, mareas y corrientes marinas. En la costa del Caribe se tiene identificado un posible emplazamiento de una central de gradiente térmico oceánico, las corrientes marinas identificadas existen entre la Isla de Cozumel y la península, así como en el Golfo de California en el estrecho entre Isla Tiburón y las costas de Sonora, entre los sitios más significativos. En el mismo Golfo de California se tienen los desniveles por mareas más importantes y el efecto combinado de corrientes marinas por los flujos hacia dentro y fuera del golfo. Las costas del Pacífico pueden tener importancia en la explotación de la energía de las olas. Los 10,000 km. de litoral mexicano ofrecen amplias posibilidades de explotación de energías oceánicas, sin embargo no se han realizado estudios prospectivos sistemáticos sobre mareas, oleajes y corrientes para explotación energética.

La apertura del sector eléctrico, a los productores independientes, la pequeña producción y el autoabastecimiento municipal, da pie a la sistematización de estos estudios en el litoral mexicano, cuyos resultados sean documentados por una instancia federal del Sector Energético encargada de su promoción y asistencia técnica como la CONAE.

6. MODALIDADES DE PARTICIPACIÓN PRIVADA, SOCIAL Y PARAESTATAL.

6.1 Generalidades.

El 23 de Diciembre de 1992 se publicó el decreto con las reformas y adiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, considerando las modalidades de generación eléctrica que no siendo para servicio público, se podían permitir a los particulares. Se formalizaban así las figuras de Autoabastecimiento, Pequeña Producción (Hasta 20 MW) y Producción Independiente, como modalidades de inversión en nueva capacidad de generación eléctrica que complementara a la realizada por CFE y LyFC como empresas suministradoras del servicio público.

El Reglamento respectivo se publicó hasta julio de 1993, dando lugar todo esto a la reconceptualización y evolución de la Comisión Reguladora de Energía como órgano desconcentrado con ciertas funciones de árbitro entre las empresas suministradoras y los permisionarios. Sin embargo, estas modificaciones al marco legal no han asimilado dos aspectos fundamentales para un sector eléctrico moderno: la inclusión de tecnologías emergentes de conversión eléctrica para energías renovables, así como la reconceptualización de los sistemas eléctricos al incluir las modalidades de generación distribuida y administración de demanda, por el lado de los consumidores, los que tradicionalmente jugaban un rol enteramente pasivo.

6.2 Autoabastecimiento.

El autoabastecimiento surge a nivel mundial, no solo como una modalidad de la generación distribuida, sino también como una necesidad social, -que se inscribe en las dificultades financieras de las empresas eléctricas para atender convencionalmente el crecimiento del sector-, de asumir un rol activo en el aprovechamiento de recursos energéticos locales renovables, como elemento básico en el sector energético para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero por la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. El autoabastecimiento se origina en una oportunidad de aprovechamiento de energías renovables como oportunidad de participación social en la elaboración de soluciones para un desarrollo sustentable.

Para las empresas suministradoras, el convivir con consumidores-productores, significa un incremento real de la capacidad instalada del sistema, sin inversiones directas por la empresa, además de posibles mejoras a la regulación de voltaje en los circuitos, disminución de pérdidas eléctricas en distribución, incremento de vida útil de conductores, decremento de pérdidas de facturación por bajo voltaje, entre otras.

Para el país, el autoabastecimiento con energías renovables, significa combustibles ahorrados y por tanto emisiones evitadas, generación de empleos y desarrollo tecnológico e industrial. El aprovechamiento de los recursos energéticos renovables de un país constituye un rico filón de oportunidades tecnológicas, industriales y de servicios, como de capacitación y creación de empleos directos e indirectos, de la mayor importancia

económica para un país en vías de desarrollo como México. A continuación se presenta para este país el análisis de mercados de autoabastecimiento.

6.2.1 Autoabastecimiento Municipal.

La factura de servicios eléctricos públicos de alumbrado y bombeo de aguas negras y potables, junto con los costos del servicio de limpia y disposición de desechos sólidos municipales, constituyen los rubros que mayor incidencia tienen en los gastos de las administraciones municipales, lo que puede literalmente, comerse el presupuesto para otras necesidades. Por otra parte, es la tarifa de Alumbrado Público la que presenta el precio más alto.

Para una municipalidad, disponer de un recurso energético renovable en forma accesible y de la magnitud adecuada, representa una oportunidad real de disminución de costos y reasignación presupuestal, a la vez que una oportunidad de desarrollo local, creación de empleos y sobre todo, de ir creando una nueva conciencia ciudadana respecto al manejo y conservación de los recursos naturales. Son los recursos hidroenergéticos, la energía eólica, y el adecuado manejo y disposición de desechos sólidos y líquidos municipales, las fuentes energéticas cuyo aprovechamiento puede abastecer parcial o totalmente los servicios eléctricos públicos, con benéficos impactos colaterales en la vida social y económica de la municipalidad.

6.2.2 Autoabastecimiento Industrial.

Este sector presenta sin duda alguna la mayor diversidad de oportunidades en tecnologías, y magnitudes, dependiendo del giro y la tensión de suministro, el tipo de tarifas aplicadas y sobre todo de la cogeneración. Este sector, por su propia naturaleza, puede dar lugar a la generación eléctrica excedentaria. Para 1986 en los Estados Unidos, el 80% de la generación eléctrica fuera de las empresas suministradoras del servicio eléctrico, era cogeneración en el sector industrial y comercial. Si bien en la actualidad esta cogeneración se da a partir de combustibles fósiles principalmente, en el mediano plazo predominarán el gas natural y los combustibles derivados de biomasa y empezará a incidir el hidrogeno como el combustible del futuro.

6.2.3 Autoabastecimiento Agropecuario.

Este sector por su propia naturaleza extendida y dispersa, presenta las mayores oportunidades de autoabastecimiento en forma aislada o interconectada, y en el más amplio espectro de tecnologías y capacidades en el rango de varias decenas de Watts a varios MW. Son las aplicaciones aisladas las que incluso presentan mayor viabilidad económica si consideramos los costos de la extensión de líneas de distribución. Los sistemas fotovoltaicos, los eólicos y la cogeneración en pequeña escala con biogas o gas pobre de gasificador, así como sistemas de vapor de baja presión utilizando residuos o briquetas de procesos forestales, esquilmos y plantaciones energéticas, constituyen tecnologías comerciales que pueden sustentar el desarrollo de la energización rural en un contexto más amplio que el de solamente electrificación rural.

6.2.4 Autoabastecimiento Residencial.

El autoabastecimiento residencial, será sin lugar a dudas, con el desarrollo tecnológico de los sistemas fotovoltaicos y su abatimiento de costos, uno de los mercados más amplios del autoabastecimiento eléctrico. Actualmente en México, los sistemas fotovoltaicos con conversión inmediata a corriente alterna a través de inversores síncronos, pueden generar en simultaneidad con el periodo de demanda máxima, en el horario de consumo para tarifa de demanda pico, en la Región Baja California y Noroeste del país.

Para las Regiones con tarifas residenciales de la 1A a la 1E, con alto consumo por necesidades de aire acondicionado, que se presenta en forma estacional durante el verano y parte de la primavera y el otoño, el autoabastecimiento con generación fotovoltaica puede ser una alternativa al subsidio a las tarifas, desplazando el apoyo económico hacia las instalaciones fotovoltaicas, reduciendo necesidades de inversión en instalaciones de generación pico y el uso de combustibles fósiles.

Para el sur del país, donde predominan los picos horarios de consumo alrededor de las 20:00 horas y el pico estacional en el invierno, por mayores requerimientos de iluminación y calefacción eventual en escala reducida; tarifas horarias y la posibilidad de sistema fotovoltaicos con almacenamiento en baterías, para producir corriente alterna durante el pico de demanda nocturna e incluso, con sistemas para carga parcial de las baterías durante la madrugada, constituyen medidas de administración de demanda y autoabastecimiento, que en el sector residencial con consumos muy superiores a los 200 kWh mensuales, pueden tener un nicho importante, creando la regulación adecuada sobre medición neta, que permita su incentivación y promoción, generando una fracción importante del consumo, con excedentes marginales y acreditables por la empresa suministradora, de tal suerte de no complicar los procesos de medición, facturación y cobranza, dados los evidentes impactos positivos al uniformizar demanda y evitar inversiones para generación pico con combustibles fósiles.

El sector residencial lo componen 18 millones de usuarios, si solo un millón de ellos tuviese una capacidad media de 1 kW fotovoltaico, cuya generación se acoplara a la red en horario pico, representaría del orden de 1000 MW de capacidad de generación pico, con un ahorro considerable de combustibles y mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.

6.2.5 Autoabastecimiento en el Sector Servicios.

El sector comercial y de servicios, presenta amplias oportunidades de autoabastecimiento con sistemas fotovoltaicos y cogeneración asociada a la calefacción y calentamiento de agua, en hoteles, hospitales, asilos, prisiones, albergues, centros deportivos, internados y escuelas, cuarteles y otras instalaciones militares, en el ecoturismo, donde también la energía eólica puede jugar un papel importante y en general en las instalaciones suburbanas y en el campo que dispongan de este recurso energético.

6.2.6 Modalidades operativas de Autoabastecimiento.

El autoabastecimiento fue originalmente concebido como una generalización de la cogeneración, que fue aceptada en la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1986. Fue hasta la modificación de mayo de 1991 en que se estipula la figura de autoabastecimiento eléctrico. Esta modalidad se conceptualizó como la generación en el propio sitio de consumo con un sistema convencional de generación, en base a la disponibilidad de algún tipo de combustible, como el gas residual en procesos industriales.

Sin embargo, la posibilidad del autoabastecimiento eléctrico, abrió las puertas al uso de variados energéticos, tecnologías y en teoría, el autoabastecimiento podría corresponder a cada una de las tarifas del servicio de energía eléctrica. Dada la estructura de tarifas existente en 1991, era el servicio de alumbrado público, el que presentaba las condiciones más propicias en relación a costos y precios. El autoabastecimiento municipal replanteaba la rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas, que alguna vez alimentaron a poblaciones completas y que ahora bien podrían cubrir una fracción importante de los servicios públicos.

El desarrollo tecnológico logrado por cuanto a la conversión de energía eólica en electricidad al inicio de la década de los 90s, agregaba la posibilidad de generación eoloelectrónica en un cerro o paso, para alimentar los servicios públicos de una municipalidad. El autoabastecimiento municipal planteaba varias condiciones totalmente fuera del esquema original: La fuente de energía está separada del punto de uso, por tanto requiere usar de la infraestructura eléctrica de la empresa suministradora para llevar **su energía** a los **diferentes puntos de consumo**, que en el caso del alumbrado público están totalmente dispersos dentro de las zonas urbanas de la municipalidad.

En teoría, el autoabastecimiento eléctrico, puede presentar las siguientes modalidades:

- a) Generación y consumo en el mismo sitio
- b) Generación separada del punto de consumo.
- c) Generación Dispersa, consumo concentrado.
- d) Generación concentrada, consumo disperso.
- e) Generación dispersa y consumo disperso.

Las cuales presentan las características descritas a continuación.

6.2.6.1 Generación y consumo en el mismo sitio.

Esta modalidad constituye para la empresa suministradora el ideal de autoabastecimiento, cumplidas con las normas técnicas para garantizar que no se inducirán disturbios en el sistema, ni se crearán condiciones inseguras para el personal de líneas, se requiere únicamente de un **contrato de respaldo**, para que la empresa suministradora proporcione la energía requerida cuando la central del permisionario de autoabastecimiento está fuera por falla o mantenimiento preventivo.

6.2.6.2 Generación y consumo separados.

El aprovechamiento de recursos energéticos renovables, salvo las aplicaciones fotovoltaicas en los techos de las edificaciones o viviendas, o la generación distribuida a nivel de vivienda, granja, instalación agropecuaria o industrial en el medio rural o suburbano, normalmente caerán en esta modalidad, ya que una mini central hidroeléctrica, una eololéctrica, una geotérmica, una micro termoeléctrica operando con desechos agrícolas o forestales, o combustible derivado de desechos sólidos urbanos, o una de biogas a partir de plantas de tratamiento de aguas residuales, normalmente estarán localizadas separadas de los centros de consumo. Esto implica un **contrato de transmisión** de energía eléctrica con la empresa suministradora, rentando por así decirlo, las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución necesarias para llevar la energía hasta el punto de consumo, así como incluir en el **contrato de interconexión** el suministro eléctrico complementario requerido.

6.2.6.3 Generación dispersa y consumo concentrado.

Este será el caso de una carga importante alimentada por varias fuentes de energía en puntos separados, podría ser el caso, por ejemplo, de una mina que aprovechara pequeños recursos hidroeléctricos y eololéctricos en su vecindad para autoabastecer parcialmente sus necesidades, contando con la empresa suministradora para completar los requerimientos y proporcionar servicios de respaldo y porteo, en base a **varios convenios de interconexión y transmisión**.

6.2.6.4 Generación concentrada y consumo disperso.

Esto correspondería al caso típico de una mini central hidroeléctrica autoabasteciendo el servicio de alumbrado público municipal y las estaciones de bombeo de agua potable. Este tipo de autoabastecimiento es el que encuentra mayores dificultades, ya que existe una laguna en las disposiciones de porteo que consideran este caso, puesto que el porteo a una subestación puede ser con línea propia del permisionario, pero el suministro eléctrico a cada luminaria como problema de porteo, es en términos prácticos, imposible de resolver. Este caso está considerado en las regulaciones vigentes, asumiendo un perfil de demanda horario para establecer los cargos como demanda medida, asumiendo que el autoabastecimiento sigue este perfil de demanda.

6.2.6.5 Generación dispersa y consumo disperso.

Este sería el caso de una ciudad importante con autoabastecimiento de servicios públicos de alumbrado y bombeo de aguas potables y negras, a lo que se agregaría el consumo de edificios públicos y transportes eléctricos municipales, cuyos consumos fuesen parcialmente cubiertos por un conjunto de centrales generatrices, de diversas tecnologías, distribuidas geográficamente. Es el autoabastecimiento municipal, como mercado de autoabastecimiento, el que presenta las mayores oportunidades, tanto por fuentes de energía, tecnologías y capacidad instalada. Sin embargo, las lagunas en la Ley y una regulación demasiado convencional, prácticamente invalidan el potencial del autoabastecimiento municipal.

6.3 Pequeña producción independiente.

El marco legal vigente permite la pequeña producción hasta 20 MW, y la producción independiente, como Productores Externos. En ambos casos se requiere básicamente de la certidumbre en la inversión. Esto solo se puede lograr sobre la base de contratos de largo plazo, con un precio mínimo garantizado, por lo menos durante el periodo de amortización de los créditos con los que se construyó la central. El concepto de **energía económica de largo plazo**, considerada en la Ley del Servicio Público de Electricidad, debe hacerse extensiva al Reglamento, para que se pueda incluir en la oferta eléctrica nacional a las energías renovables.

6.4 Impedimentos actuales para estas formas de participación.

La modernización del sector eléctrico mexicano implica asumir plenamente esta transformación en él, por lo que es indispensable eliminar las barreras que ha impedido hasta la fecha, la inclusión en el Sistema Eléctrico Nacional de generación eléctrica por parte de permisionarios aprovechando fuentes renovables de energía, aun cuando ya se cuente con los permisos correspondientes. De las barreras identificadas, los dos aspectos cruciales que impiden el desarrollo de proyectos de inversión explotando energías renovables destacan dos: El concepto de energía económica y el suministro de energía de acuerdo al despacho de carga.

Para CFE se entiende por energía económica, aquella cuyo costo marginal de corto plazo es inferior al costo de la energía para CFE en el punto de interconexión. Este costo solo considera los costos variables y está determinado básicamente por el precio de los combustibles. Bajo estos términos, ninguna inversión en capacidad instalada de generación eléctrica puede ser viable, ya que no se toman en cuenta los costos de capital. Por lo que respecta a las reglas del despacho, la conversión a energía eléctrica de las energías renovables de flujo, como son la solar, eólica, olas y mareas, corresponden a los patrones típicos diarios que evolucionan estacionalmente a lo largo del año, y cuya producción se aporta al sistema tal como se genera, razón por la cual su capacidad unitaria y su penetración se limita, para no inducir inestabilidad al sistema eléctrico.

La modalidad de Autoabastecimiento queda fuera de estas dos limitaciones, sin embargo, los términos de los contratos de adhesión para interconexión, porteo, respaldo y el inexistente de acreditación de energía para el caso de autoabastecimiento municipal, puede hacer inviable un proyecto. Por lo expuesto, se considera conveniente establecer un seguimiento de los proyectos de inversión actualmente en proceso de autorización, de contratación con CFE o de construcción, que ayude a identificar los impedimentos y barreras que obstaculizan su culminación, y de esto se deriven recomendaciones ante la SE, la CRE, CFE o la Comisión de Energéticos de las Cámaras del Congreso, para lograr resolver los problemas.

7. MARCO LEGAL REQUERIDO.

7.1 Cambios Constitucionales.

Para las energías renovables en general, existe una indefinición jurídica que parte de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El artículo 27, en su párrafo tercero dice " La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el **de regular**, en beneficio social, **el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación**, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana.....". En su párrafo cuarto: "Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas, de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos,....., los componentes minerales sólidos, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional." En el párrafo sexto dice "En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, **no podrá realizarse sino mediante concesiones**, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con **las reglas y condiciones que establezcan las leyes....**" Más adelante agrega: " El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que **las leyes prevean. ..**" posteriormente establece: "Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la **prestación del servicio público**. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y **la Nación aprovechará los bienes y los recursos naturales que se requieran para dichos fines.**"

Si bien, el Artículo 27 Constitucional establece el dominio de la Nación sobre los recursos naturales, al no explicitar a las energías renovables en general y la eólica y solar en particular, las deja en un vacío jurídico para establecer la reglamentación de concesiones y explotación, y la necesidad de declarar reservas territoriales las áreas susceptibles de explotación en gran escala para la generación eléctrica. Por otra parte, las peculiaridades ambientales como energías difusas, intermitentes y generalizadas, su bajo impacto ambiental y su carácter prácticamente inextinguible, como base de un sistema energético sustentable, amerita un énfasis especial.

Las energías renovables requieren de una definición jurídica para poder ser objeto de regulaciones específicas, que atendiendo a sus propias características, se les dé el trato diferencial que ameriten. La explotación de los combustibles fósiles no puede tener los mismos criterios que la explotación de energías renovables. Estamos inmersos en un proceso mundial de transición energética hacia un modelo de desarrollo sustentable, donde

los instrumentos de política energética promuevan e incentiven lo que haya que promover e incentivar y desalienten y penalicen lo que haya que desalentar y penalizar.

7.2 El nuevo marco legal del Sector Eléctrico.

El Sector Eléctrico requiere de un nuevo marco legal ampliado, que defina jurídicamente a los procesos de conversión eléctrica con Energías Nuevas y Renovables, así como a las modalidades sociales de su participación en la oferta de electricidad.

7.2.1 La “Ley de Generación Eléctrica con Energías Nuevas y Renovables”

Esta Ley tiene como fundamento el establecer un Régimen Especial para la generación eléctrica con energías renovables, empezando por la definición jurídica de las Energías Nuevas y Renovables sujetas al régimen especial, así como también, a la definición jurídica de los sistemas de conversión y sus modalidades (Autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, etc.) y establecer posteriormente las reglas para su interconexión, porteo, acreditamiento, etc. así como para sus tarifas de compra obligada por las empresas suministradoras. (CFE y L y F del Centro).

7.3 El nuevo marco regulador.

La ampliación del marco legal de la industria eléctrica, permitiendo el acceso libre al sistema eléctrico, de las instalaciones calificadas de energías renovables, implica reestructurar los procesos de obtención de permisos e indudablemente ampliará la carga de trabajo en la CRE, por lo que será necesario su adecuación institucional, su propia Ley y sus procedimientos de autorización, registro e inventario, control, supervisión y estadísticas de capacidad y generación de los permisionarios.

8. IMPLICACIONES REGULATORIAS Y CONTRACTUALES.

8.1 Marco contractual vigente.

8.1.1 Contratos de acreditación para autoabastecimiento.

El autoabastecimiento, generando en el punto de uso, como ya se dijo, solo requiere de un Contrato de Respaldo, para cuando no se disponga de aquel por fallas o mantenimiento programado. El caso más difundido en generación propia a partir de varios MW es cuando la fuente de energía está separada del punto de uso, esto implica un **contrato de interconexión** que incluye la compra/venta de excedentes y energía de emergencia, al que quedan vinculados: un **contrato de respaldo**, y un **contrato de Transmisión**. Estos modelos de contratos se basan en una concepción totalmente convencional del sistema eléctrico, en el que las pautas de operación y despacho de energía eléctrica se realiza en función de grandes centrales y energéticos convencionales.

El autoabastecimiento corresponde a una modalidad social de la modalidad técnica de generación distribuida. Esta, necesariamente de baja capacidad relativa e interconectada a líneas de subtransmisión, subestaciones y primarios y secundarios de distribución, por su propia naturaleza no puede estar sujeta a los criterios de despacho de las grandes centrales. Es esta incongruencia básica, lo que impide el desarrollo de la generación eléctrica con energías renovables, tanto para autoabastecimiento, como para su venta a las empresas suministradoras.

8.1.1.2 Estructura de los contratos vigentes.

Desde las modificaciones y adiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de diciembre 23 de 1992 y la expedición de su reglamento, en julio de 1993, y la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con el objeto de establecer las bases legales de un esquema abierto de generación eléctrica, haciendo partícipes a los sectores privado, social y paraestatal, para complementar la generación de CFE y LyFC, se han tenido una serie de ajustes y adecuaciones, legales e institucionales, para poder dar respuesta a los 86 permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción independiente e importación de energía eléctrica, concedidos desde 1993 hasta abril de 1998, de los cuales 8 son para proyectos hidroeléctricos, 3 eólicos, 1 de bagazo de caña, 1 de residuos sólidos municipales y 1 de Biogas, algunos de los cuales requieren aún de formalizar contratos con CFE.

A mediados de 1998, son las resoluciones RES/014/98 y la RES/015/98 las que fijan los términos contractuales siguientes:

RES/014/98.

Modelos de contrato de interconexión y de los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica) y de Transmisión.

RES/015/98.

Contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo de energía eléctrica, por CFE o LyFC, para los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración e importación y exportación de energía eléctrica.

El autoabastecimiento de servicios públicos municipales, aprovechando recursos energéticos renovables, por la naturaleza misma de ellos, las propias inversiones, así como del carácter creciente de las necesidades de los servicios, necesariamente llevan a situaciones de autoabastecimiento parcial o a una condición excedentaria temporal. La propia cogeneración, como una forma de autoabastecimiento, normalmente es económicamente redituable cuando se maximiza la generación eléctrica, lo que en la mayoría de los casos significaría disponer de excedentes para transferir a la empresa suministradora. Sin embargo, el criterio de "energía económica" en base a los costos marginales horarios en el punto de interconexión y el proceso de subasta para asignar el despacho de bloques horarios de energía a suministrar, ha constituido el mecanismo por el cual, en la práctica, se ha desalentado y bloqueado de hecho, la participación del sector estatal y municipal, así como al industrial, en la generación distribuida en apoyo del Sector Eléctrico.

El concepto de "energía económica" es el que viene a constituirse en el principal obstáculo para la contribución de la generación eléctrica por cogeneración o traspaso de excedentes en el autoabastecimiento. En su versión original el Artículo 36 bis de la Ley en su modificación del 23 de Diciembre de 1992, establece en su primer párrafo lo siguiente: "Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la CFE y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público..". Sin embargo es evidente que CFE carece de una metodología de cálculo de costos de generación, que considere las externalidades, y en consecuencia aplique penalizaciones de costo a los combustibles fósiles.

Si a esta incongruencia entre la Ley y la determinación de costos marginales horarios en el punto de interconexión que realiza CFE, se agrega el atenerse a reglas del despacho, la conversión de los energéticos de flujo, energía solar y eólica, así como pequeñas centrales hidroeléctricas sin presa de almacenamiento, quedan totalmente marginadas del proceso normal de adquisición de excedentes.

8.1.1.3 El Porteo de energía eléctrica.

Cuando el problema está bien acotado, en términos de la transmisión eléctrica del nodo A, denominado **punto de interconexión** al nodo B, denominado **punto de carga**, a través de una línea de subtransmisión o distribución primaria, la determinación de cargos por porteo es un proceso convencional cuyos algoritmos están plenamente establecidos. Sin embargo, el porteo a múltiples puntos de consumo dentro de redes de distribución primaria y secundaria, está contemplado establecer de común acuerdo entre el **permisionario** y el **suministrador**, los perfiles de carga típicos (días hábiles, fin de semana, días festivos, etc.) que se considerarán como las demandas medidas reales horarias. Este es el caso típico de las cargas de servicios municipales, donde la solución técnica podría ser aplicar un cargo

porcentual al bloque de energía entregada para su distribución por la red, esto es, acreditar a favor de la empresa suministradora un porcentaje de la energía generada para autoabastecimiento, como compensación por utilizar la red de distribución de la empresa suministradora.

8.1.1.4 Energía de respaldo y traspaso de excedentes.

Estos aspectos de los modelos de contrato para los permisionarios de autoabastecimiento, son los que presentan mayores lagunas e incongruencias respecto de las energías renovables. El respaldo tiene dos modalidades, paro forzado por falla y el paro por mantenimiento programado incluyendo también la falla. El respaldo tiene sentido en una planta convencional, térmica o hidroeléctrica que puede estar en paro total por falla o mantenimiento. Tratándose de una minicentral eólica, compuesta por un conjunto de aerogeneradores, el factor de disponibilidad considera un derrateo de la capacidad nominal, que toma en cuenta los tiempos fuera por mantenimiento o fallas en la operación. Dado el carácter modular de la central, para que ocurra una falla total, debe existir un fallo catastrófico en la línea o instalaciones de interconexión. Para una central eólica, las necesidades de respaldo son estacionales e intermitentes, para los días en que el viento no sopla con la necesaria intensidad. Por otro lado, habrá días con exceso de generación en relación a las cargas del permisionario.

El autoabastecimiento con energía eólica, por ejemplo, presentará de forma recurrente excesos o faltantes en relación a la demanda horaria de la carga. El concepto de autoabastecimiento parcial implica un contrato con el **suministrador** para proporcionar la energía faltante. Los excedentes pueden tratarse de dos maneras, como excedentes horarios en **recepción automática** o acreditarse al consumo del **permisionario** al final del periodo de facturación. Para el caso del autoabastecimiento municipal de los servicios públicos de alumbrado y bombeo de aguas, se ha planteado que la generación de las 18:00 a las 6:00 hrs del día siguiente se acredite al alumbrado público, y de las 6:00 a las 18:00 hrs al bombeo y otros consumos municipales. Un esquema de facturación neta a nivel anual, simplificaría procedimientos, reduciría costos administrativos e incentivaría la participación municipal en la generación eléctrica **complementando** y no compitiendo con la empresa suministradora.

8.1.1.5 Acreditamiento de energía generada.

El autoabastecimiento con energéticos de flujo, como son las energías eólica y solar, implica necesariamente que el patrón de oferta energética no tendrá correspondencia con el patrón de demanda, sólo en cargas pequeñas que contaran con un sistema de almacenamiento de energía o de respaldo con un sistema convencional, un motogenerador diesel, por ejemplo; o en el caso particular de cargas residenciales y comerciales en climas calurosos, donde la demanda principal proviene de sistemas de aire acondicionado y que es coincidente con el nivel de radiación solar, por lo que en el autoabastecimiento con sistemas fotovoltaicos, son coincidentes los patrones de oferta y demanda eléctrica.

Sin embargo, este no es el caso general, en el que normalmente existirá un desfase entre demanda y oferta. Esto implica considerar al autoabastecimiento, como parcial y complementario, acreditando bloques de energía durante el periodo de facturación. Por lo expuesto, es evidente que el requisito de sujeción a la **reglas del despacho** como a una programación del mismo, no son conceptos que se puedan aplicar completamente a la generación con energéticos de flujo. Por lo tanto, los excedentes horarios tampoco pueden sujetarse a una programación, aunque sí pueden ser objeto de un pronóstico a 24 horas.

El autoabastecimiento parcial, con centrales eoloeléctricas presenta características particulares que requieren de un tratamiento específico para el establecimiento de contratos de interconexión y porteo, para la transmisión de la energía al punto de carga, así mismo, la energía complementaria al autoabastecimiento parcial, no corresponde estrictamente al criterio de energía de respaldo, sino a un suministro variable en función de la diferencia entre generación eoloeléctrica y demanda del punto de carga. Por otro lado, habrá periodos en que la energía generada sea mayor que la demandada, por lo que los excedentes se entregarán al sistema en una modalidad de **recepción automática**, energía que deberá acreditarse contablemente contra la Energía Complementaria de la Suministradora.

Este mecanismo contable de cámara de compensación, contractualmente establecido en el Contrato de Interconexión, porteo y suministro complementario, se considera es el medio que hará posible el desarrollo de Centrales Eoloeléctricas para fines de Autoabastecimiento parcial de procesos industriales, contribuyendo así a un amplio aprovechamiento de recursos energéticos renovables, coadyuvando a la oferta nacional de energía eléctrica y permitiendo al país cumplir con compromisos internacionales de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, como pasos iniciales para el desarrollo de un sistema energético sustentable.

8.2 Contratos de largo Plazo.

Este modelo, exitosamente aplicado en Alemania, Italia, Dinamarca, Portugal, Grecia, Bélgica, Luxemburgo y España, consiste en la obligación de las empresas distribuidoras de comprar con precio garantizado, con un contrato de largo plazo, la energía eléctrica proveniente de energías renovables, en base a disposiciones técnico económicas establecidas por ley. Este modelo, es el que verdaderamente está creando las condiciones de mercado para el florecimiento de las energías renovables en un mercado realmente competitivo, cuando las externalidades estén integradas a su valor comercial. Esto está ocurriendo, ya que al favorecer sin limitaciones artificiales la expansión de estas tecnologías, permite grandes inversiones en instalaciones de fabricación de los equipos, abatiendo costos por producción masiva y situándolos en mayor ventaja competitiva, lo cual se logra con un sistema que es mucho más fácil de administrar. El caso de Centrales Eoloeléctricas en Europa, por ser la tecnología emergente más avanzada, más económica y que es puntera en la penetración masiva del Sector Eléctrico, ilustra claramente la efectividad de este modelo de fomento.

En Europa, varios países han ensayado diversas modalidades de fomento a la generación eléctrica con renovables, con diferentes niveles de éxito, pero que en general se restringen a dos modelos y que en el caso de la energía eólica, el cuadro siguiente muestra los resultados obtenidos, lo cual es indicativo de la importancia de un marco legal apropiado para una efectiva promoción a las energías renovables.

**Comparación de Modelos de Fomento en Europa.
Instalaciones Eoloeléctricas en MW.**

Tipo	Países	Instalado en 1997	Instalado en 1998	Acumulado en 1998
Orientado al Precio. (Compra obligada)	Alemania	537	793	2874
	Dinamarca	259	310	1420
	España	263	368	880
Orientado a la Capacidad. (Competitivo)	Reino Unido	50	10	338
	Irlanda	40	12	63
	Francia	0	10	19

Los modelos de precio mínimo garantizado no solo han sido diez veces más efectivos en términos de tasa de instalación, también han sido más eficientes para sus economías nacionales, debido a que ha permitido el desarrollo de fuertes industrias manufactureras locales. Los fabricantes locales de aerogeneradores, Alemanes, Daneses y Españoles surten el 90% del mercado mundial. En muy pocos años han creado 30,000 empleos. En Alemania, el aumento en la producción significo que al duplicarla, los precios exfábrica de sus sistemas se redujeron 14%. Siendo España quien entró al juego después de Dinamarca y Alemania, ahora, de los diez principales fabricantes de aerogeneradores en el mundo, cuatro son españolas.

Bibliografía.

Energías Renovables en México. Potenciales, Aplicaciones y Mercados. COFER. Documento interno para la S.E. E. Caldera. 1998.

Potencial de Generación Eléctrica con Energías Renovables en México. COFER E. Caldera. Septiembre 1998.

Autoabastecimiento Eléctrico con Energías Renovables en Sistemas Interconectados. COFER. E. Caldera. Julio de 1998.

Conclusiones y Recomendaciones del COFER para la inserción de las Energías Renovables en la Oferta de Electricidad en México. COFER. Borrador en revisión. Nov. 1999.

Tabla de Contenido

1. Tecnologías de Conversión.

1.1 Conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica de rotación.

- 1.1.1 Energía y Potencia del viento.
- 1.1.2 Ecuación de Betz.
- 1.1.3 El Rotor. Eficiencia de conversión.

1.2 Conversión a electricidad.

- 1.2.1 Generador síncrono.
- 1.2.2 Generador asíncrono.
- 1.2.3 Generador isosíncrono de velocidad variable.

1.3 Generación eléctrica en gran escala.

- 1.3.1 Características de la generación eoloelectrica.
- 1.3.2 Penetración y aportación de capacidad firme.

2. Proyecciones Tecnológicas.

2.1 Tendencias Evolutivas.

- 2.1.1 Reducción de Costos.
- 2.1.2 Reducción de peso de los componentes.
- 2.1.3 Ampliación del área de conversión.

2.2 Tendencias Tecnológicas.

- 2.2.1 Materiales Compuestos.
- 2.2.2 Generadores con supermagnetos.

3. Costos de la Generación Eoloelectrica.

3.1 Factores determinantes del costo

- 3.1.1 Solidez y Rigidez estructural.
- 3.1.2 Sistemas de control.
- 3.1.3 Montaje y Mantenimiento.

3.2 Costos de instalación y generación.

- 3.2.1 Estructura de costos de inversión.
- 3.2.2 Estructura de costos de Operación y Mantenimiento.
- 3.2.3 Tendencias Históricas.

4. Alcance Nacional.

4.1 Evolución del Sistema Eléctrico Nacional.

4.1.1 Proyecciones de crecimiento.

4.1.2 Proyecciones de Capacidad Eólica.

4.2 Generación de Empleos y Actividad económica conexas.

Bibliografía.

1. Tecnologías de Conversión.

1.1 Conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica de rotación.

1.1.1 Energía y Potencia del viento.

En un flujo no perturbado de viento, con velocidad v dada en m/s, en un segundo, la masa m de aire que imparte energía a un rotor cuya área circunscrita es A , está contenida en un cilindro de longitud v y sección transversal A , dada por ρAv , donde ρ es la densidad del aire, y por tanto si la energía cinética es $E = mv^2/2$, la potencia del flujo de masa de aire por segundo, está dada por:

$$P = (\rho A v^3)/2.$$

La potencia del viento es función del cubo de su velocidad, si la velocidad se duplica, la potencia aumenta por un factor de ocho, esta relación altamente no lineal, entre potencia y velocidad, explica los requerimientos de diseño de los dispositivos conversores, así como de la necesidad de una buena localización y caracterización eólica de los sitios de aprovechamiento, lo cual implica:

- Una cuidadosa selección de sitios de explotación, considerando vientos fuertes y sostenidos.
- Dado que la velocidad del viento es variable, y su distribución de velocidades es típica y característica del sitio, las velocidades de diseño corresponden al orden del doble de la velocidad media del sitio de explotación.
- Por estar diseñadas para vientos fuertes, las turbinas no trabajan con los frecuentes vientos de baja velocidad.
- Un rápido incremento de la velocidad del viento puede llevar al generador al límite de su potencia, por lo que se requiere de sistemas de control que la limiten.
- El arte de diseñar y construir máquinas de viento, no consiste en que giren con el viento, sino en lograr que no giren cuando este sobrepase las condiciones de operación segura.

1.1.2 Ecuación de Betz.

El viento que interactúa con las aspas del rotor le transmite potencia a éstas, disminuyendo su velocidad. No puede haber una transferencia total porque el flujo se detendría, este debe continuar, llevándose parte de la energía inicial. La teoría del momento lineal de Betz, concluye que la máxima fracción de energía extraíble es $16/27$, casi 60%. La fricción y la turbulencia inducida por atrás del rotor en funcionamiento, hacen que en la realidad el valor óptimo de extracción de energía sea del orden del 40%.

1.1.3 El Rotor. Eficiencia de conversión.

La potencia que extrae del viento un rotor está dada por la expresión:

$$P = C_p (0.5\rho) A v^3$$

Donde C_p es el coeficiente adimensional de potencia, que es función de la relación de punta de aspa (Tip-speed ratio), λ , que se refiere a la relación entre la velocidad tangencial de la punta del aspa en el rotor, respecto a la velocidad del viento que impacta al mismo. Este parámetro es fundamental en el diseño de un rotor ya que determina sus características de torque y velocidad angular, regido principalmente por el número de aspas del rotor, y el área de obstrucción que representan respecto al área circunscrita por el mismo, esto se define como solidez del rotor. A menor solidez, menor número de aspas y rotores rápidos, a mayor solidez, muchas aspas y rotores lentos de alto torque.

- La generación de electricidad requiere alta velocidad angular y bajo torque, por lo que se utilizan rotores de una, dos o tres aspas con λ de diseño de 6 a 10.
- Los molinos de viento para bombear agua, como los empleados para molienda de granos, aserríos o forjas en el norte de Europa hasta el siglo XVIII, son de baja velocidad y alto torque, por tanto de muchas aspas hechas de madera y tela.

En los aerogeneradores modernos, generalmente se utilizan tres aspas, por razones de balance dinámico del rotor y estética, y en condiciones de óptima extracción de la energía del viento, λ , debe mantenerse constante, es decir, el rotor variando de velocidad angular según la velocidad del viento. Generando corriente continua con pequeños aerogeneradores esta es la operación normal, pero produciendo corriente alterna de 60 hz. interconectada a la red eléctrica requiere un rotor de velocidad constante, a menos que se utilice un generador eléctrico isosíncrono de velocidad variable.

1.2 Conversión a electricidad.

Toda máquina eléctrica rotatoria produce originalmente corriente alterna, cuya frecuencia es función del número de polos y la velocidad angular del rotor, por tanto, la frecuencia de la corriente alterna producida es función de su velocidad angular, que en generadores interconectados al sistema eléctrico, corresponden a 900, 1200, 1800 o 3600 RPM para 60 hz o ciclos por segundo. Por ello se requiere normalmente de una caja de engranes multiplicadora y un sistema de control que mantenga constante la velocidad de rotación en el generador eléctrico.

Por ello, la generación de electricidad se realiza generalmente en las modalidades de velocidad variable – frecuencia variable, o velocidad constante – frecuencia constante. En los sistemas pequeños produciendo corriente directa, se rectifica la corriente generada lográndose mayor eficiencia. Pero para generar corriente alterna sincronizada con la red

eléctrica se requiere necesariamente del segundo sistema, a menos que se utilicen generadores especiales o dispositivos externos de rectificación-inversión.

1.2.1 Generador síncrono.

Un generador síncrono es aquel que produce corriente alterna a una frecuencia que es función de su velocidad de rotación. Los generadores de imanes permanentes o los devanados con excitador caen en esta categoría. Casi todos los generadores comerciales son de este tipo.

1.2.2 Generador asíncrono.

Un motor de corriente alterna de inducción, de jaula de ardilla, puede actuar como generador si su velocidad de rotación se lleva ligeramente por encima de la velocidad síncrona estando conectado a la red eléctrica. Si esta es de 60 hz y la velocidad nominal del motor es de 1800 RPM, al hacerlo girar a $1800 + 3\%$ más, actúa como generador. Este tipo de generador se denomina asíncrono y es el preferido en aerogeneradores interconectados al sistema eléctrico, por las siguientes razones.

- Solo funciona estando energizado el sistema, aunque es posible generar si se autoexcita con un banco de capacitores resonante. Esta característica es muy importante, ya que evita una energización accidental de líneas, cuando puede haber personal trabajando en ellas, con riesgo para sus vidas.
- No requiere de gobernador de velocidad, ya que la propia excitación de la red lo “amarra” a la frecuencia del sistema, utilizando rotores con aspas fijas, donde el control de potencia se logra por el desplome aerodinámico del rotor, al no mantenerse constante la λ de diseño.
- El motor de inducción, aun con rotor devanado, es más económico que un generador síncrono de igual potencia, simplemente porque la producción de motores es más extensa que la de generadores de baja capacidad.

1.2.3 Generador isosíncrono de velocidad variable.

En un aerogenerador de potencia, la velocidad constante del rotor para producir corriente alterna, interconectada y sincronizada al sistema eléctrico, tiene dos grandes desventajas. No puede aprovechar mejor la energía del viento dentro del rango normal de velocidades de operación y por otro lado el mantener velocidad angular constante frente a los “golpes” de viento por ráfagas y turbulencia, ocasiona mayor fatiga estructural tanto en las aspas, como en la flecha, la caja multiplicadora y el generador mismo. Estas dos razones fueron un incentivo para el desarrollo de sistemas de generación velocidad variable, frecuencia constante. La forma más sencilla de lograrlo era rectificar la corriente alterna de frecuencia variable para producir corriente continua y después invertir a corriente alterna con un inversor. Esto disminuye eficiencia y aumenta costos, por lo que no se generalizó esta solución. El desarrollo de la electrónica de potencia y de los microprocesadores, han

hecho realidad el sueño de los diseñadores de generadores eléctricos, al hacer posible el generador isosíncrono de velocidad variable. Existen varias patentes al respecto, pero el principio general es lograr que el campo magnético del rotor se desplace a velocidad angular constante independientemente de la velocidad angular real del rotor. Un microprocesador integrado a un rotor devanado controlando conmutadores electrónicos, permite crear un campo magnético que rota a velocidad constante, como si fuese un rotor de imanes permanentes.

1.3 Generación eléctrica en gran escala.

3.1.1 Características de la generación eoloelectrónica.

3.1.1.1 El viento como serie de tiempo.

En un lugar con viento energéticamente aprovechable, los datos de la velocidad del viento, promediados cada 15 minutos, corresponden a series de tiempo con los siguientes componentes:

- a) Estacionalidad anual
- b) Componente aleatoria de período largo (semanas)
- d) Componente aleatoria de baja frecuencia (Oscilación con período de varios días)
- e) Patrón diario característico
- f) Componente aleatoria con períodos de varias horas
- g) Componente aleatoria de alta frecuencia (turbulencia)

3.1.1.2 Patrones diarios y estacionales del viento.

Dada la climatología eólica característica de cada sitio, se tienen dos patrones principales de viento: el estacional y el diario para cada estación. El patrón estacional nos describe la intensidad del viento a lo largo del año, mostrando los meses de menor, media o máxima intensidad del viento, lo que se compara con el patrón de demanda eléctrica de la carga a satisfacer, y conocer así los posibles periodos con déficit o exceso de generación.

Por otra parte, los patrones diarios de viento, típicos de cada estación, nos muestran a nivel diario, los posibles periodos horarios de déficit o exceso de generación de acuerdo al patrón de demanda eléctrica diaria estacional, de la carga a satisfacer, sea una red de alumbrado municipal y centros de bombeo de agua potable o negras, o una carga industrial asociada a un proceso, cuando se tiene una central eólica con fines de autoabastecimiento.

La determinación de estos patrones de viento es un paso necesario para evaluar los requerimientos de energía complementaria durante los períodos deficitarios, por otro lado, mostrarán también los posibles periodos de generación en exceso, cuando será posible transferir al sistema estos excedentes. Una situación muy probable es que una carga con

autoabastecimiento eléctrico parcial con energía eólica, presente tanto periodos deficitarios como excedentarios, por lo que será indispensable establecer un mecanismo contable de compensación.

3.1.1.3 El efecto de filtro de los Aerogeneradores.

Para un aerogenerador aislado, la inercia del rotor y su tiempo de respuesta, nos determina el límite de respuesta de un rotor a los cambios instantáneos de velocidad del viento. El rotor actúa -en una analogía electromecánica- como un filtro pasabajos.

Para un grupo de aerogeneradores, con el espaciamiento mínimo requerido, e interconectados a un mismo circuito, la componente de turbulencia que a cada uno afecta no es idéntica ni en frecuencia ni amplitud, de tal forma que la generación agregada no presenta fluctuaciones por la turbulencia, compensándose estadísticamente esta aleatoriedad. Es así como la energía eléctrica producida por un conjunto de aerogeneradores presenta las fluctuaciones de las componentes a) a la f) pero filtra la componente g)

Varios conjuntos de aerogeneradores en una misma región geomórfica con disimilitudes topográfico climáticas, interconectados al mismo sistema eléctrico, tienden a minimizar las fluctuaciones en el patrón diario y las oscilaciones con períodos de varios días, persistiendo fundamentalmente la variación estacional a lo largo de los meses del año. Es esta característica lo que le da un importante nivel de certidumbre en el pronóstico de la generación eoloeléctrica a lo largo del año, sin afectar mayormente la programación de generación de las centrales convencionales.

Para decirlo en pocas palabras, el remedio a la inestabilidad de la generación eléctrica con viento, es más generación eoloeléctrica en sitios diferentes, así sean desde cincuenta metros de separación entre máquinas, para anular la variación por turbulencia; hasta varios kilómetros para compensar variaciones diarias y ajustarse al patrón diario típico regional.

3.1.2 Penetración y aportación de capacidad firme.

Dado el carácter estocástico de velocidad del viento en un punto de aprovechamiento energético, el factor de planta anualizado de un aerogenerador, puede situarse en estos rangos:

- 1.- Límite inferior de viabilidad técnico-económica: 0.20 á 0.25
- 2.- Rango de viabilidad media: 0.25 a 0.30

3.- Rango de excelente viabilidad: Mayor a 0.30

Un aerogenerador interconectado a la red aporta energía, pero no capacidad firme. Un conjunto interconectado, aporta energía sin fluctuaciones rápidas de potencia, pero sin aportar capacidad. Varios conjuntos en una misma región, aportan energía con menores fluctuaciones horarias y empiezan a aportar capacidad. Muchos conjuntos, comprendiendo diferentes regiones geográficas e interconectados al mismo sistema eléctrico, aportan energía con variaciones estacionales y capacidad firme que tiene a igualar el factor de planta medio, en la medida que la penetración se incrementa con una correspondiente dispersión geográfica. De esta manera, en la medida en que la penetración y dispersión se incrementa, el factor de capacidad firme tiende a igualar el valor medio ponderado de los factores de planta de los diversos conjuntos interconectados al sistema eléctrico.

Una central eoloelectrica no es despachable en la forma en que lo es una central convencional, sin embargo, dado su relativa baja capacidad, (30 MW es una gran central), y la dispersión geográfica natural de su aprovechamiento, el efecto agregado de este tipo de generación es simplemente modificar el patrón de demanda característico de una región, el que se manifiesta en las Subestaciones de potencia.

En la medida que los patrones de viento, diarios y estacionales, tienen semejanza con los patrones de demanda eléctrica, la aportación eoloelectrica agregada tiende a suavizar el perfil del patrón de demanda, disminuyendo los requerimientos de generación pico, en proporción a la penetración de generación eoloelectrica en el sistema.

Un aerogenerador se considera una carga negativa en un circuito, de tal forma que en lugar de demandar energía, la aporta. El efecto agregado del conjunto de aerogeneradores interconectados a los circuitos primarios de distribución, es modificar el patrón de demanda típico, según el patrón de la oferta eoloelectrica y la penetración de los aerogeneradores. La experiencia internacional, a finales de esta década es que con una buena distribución de la capacidad eoloelectrica esta puede alcanzar un 20%, sin problema alguno a la estabilidad del Sistema Eléctrico.

2. Proyecciones Tecnológicas.

2.1 Reducción de Costos.

El factor determinante en el costo de un aerogenerador de potencia moderno, es decir, igual o mayor a 500 kW, radica en el peso asociado a cada kW instalado, lo cual significa materiales utilizados, metales, resinas, plásticos, etc. Un aerogenerador Vestas V66 de 1.65 MW pesa 180 toneladas y su índice de peso por kW es de 47.27 kg/kW. El proyecto del Aerodyn alemán de 5 MW, 100 m de diámetro de rotor y 200 toneladas de peso implica un índice de 31 kg/kW.

Ya que el área circunscrita por el rotor es función del cuadrado de su radio, un incremento de 50% en la longitud de las aspas, significa un aumento de 2.25 veces en el

área de captura de energía eólica, por lo que la economía de escala de la conversión eoloeléctrica está asociada a rotores cada vez más grandes. Esto tiene dos grandes limitaciones, la resistencia estructural y el peso de aspas de más de 20 m, así como de la capacidad de las grúas para realizar las operaciones de montaje. El rotor ensamblado del V66 de 1.65 MW pesa 23 toneladas y debe subirse a 40 o 50 m de altura. El rotor del Aerodyn de 5 MW pesa 45 toneladas y al menos estará a 70 m de altura.

2.2 Reducción de peso de los componentes.

El desarrollo de la tecnología de materiales, logrando una mejor relación entre resistencia respecto al peso será un factor determinante, lo mismo que sistemas más sencillos. El generador isosíncrono de velocidad variable, disminuye los requerimientos de rigidez estructural en el rotor, la flecha, caja de engranes y el propio generador, así mismo evita el complejo sistema de control de ángulo de ataque de las aspas del rotor, evitando componentes hidráulicos y de control, disminuyendo el peso sobre la torre, y por tanto reduciendo sus requerimientos estructurales y su propio peso.

2.3 Ampliación del área de conversión.

Las tecnologías que permitan construir grandes aspas de relativo bajo peso y gran resistencia estructural, tanto por los materiales como por su estructura interna, como el uso de fibras de carbono para elaborarlas, permitirán el objetivo de disminuir los kg de materiales empleados por cada kW instalado, así como capturar más energía eólica por cada aerogenerador instalado, que en países donde el espacio escasea es de gran importancia.

2.4 Generadores con supermagnetos.

Para el caso de pequeños aerogeneradores, hasta 50 kW, un rotor de imanes permanentes con supermagnetos, con transmisión directa, podrá ser el sistema estándar para sistemas aislados con banco de batería o sistemas híbridos, con motogeneradores usando biocombustibles.

3. Costos de la Generación Eoloeléctrica.

3.2 Estructura de costos de inversión.

El costo resultante de la generación eléctrica con energía eólica, es muy sensitiva a tres cosas fundamentalmente, la primera es el sitio de instalación y la calidad de la energía eólica del mismo, esto determina el factor de capacidad esperado, más los costos de instalación de los aerogeneradores dadas las características topográficas y de acceso al sitio. Por otra parte, son los costos totales del equipamiento puesto en el lugar, considerando precio de fábrica, fletes, seguros y aranceles. Por último, el costo financiero del dinero con el que se efectuó el proyecto.

La economía de las centrales eoloelectricas se basan así, en tres aspectos: una buena selección y caracterización eólica del sitio de explotación, integración nacional de la fabricación de los aerogeneradores y un esquema de financiamiento blando. Bajo estas condiciones, aerogeneradores típicos en el rango de 600 a 750 kW tienen un costo del orden de \$1000.00 US Cy por kW instalado.

La economía de los aerogeneradores no sólo estriba es esos costos, sino en otros factores a considerar. Para producir un millón de kWh/año, un aerogenerador ocupa solamente 25 m², los paneles fotovoltaicos una hectárea, y del orden de 100 ha. de bosque para cosechar biomasa y producir la misma energía. Un aerogenerador recupera en dos a tres meses la energía invertida en su fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento al final de su vida útil. Por último, habría que agregar que una central eoloelectrica no emite gases de ningún tipo, no requiere agua para ningún sistema de enfriamiento e interfiere mínimamente con su entorno físico natural.

3.3 Estructura de costos de Operación y Mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden al 2 a 3% por año del costo de la turbina, lo que da costos promedio de O y M del orden de 1 US cent/kWh para resultar en un costo total del orden de 0.05 US Cy/kWh en sitios con factores de planta anualizados de 0.25 a 0.30. En los mejores sitios, con factores de planta mayores a 0.30 y menores costos financieros y de infraestructura, los costos son cercanos a los 0.04 US Cy.

Un elemento del costo de operación de una central eoloelectrica lo constituye la renta del terreno donde se asienta la central. Ya que ella no cambia el uso tradicional del suelo, las actividades agrícolas en terrenos planos pueden continuar con una merma del suelo arable del orden de 3 a 4%, ocupada por las cimentaciones, transformadores y derechos de vía. En terrenos complejos con actividad de pastoreo esto no se ve afectado. Instalar aerogeneradores implica cosechar también kWh, por lo que a los dueños del terreno se les retribuye con una fracción de la energía generada, como renta, o derechos de uso del viento, que oscila alrededor del 2%.

3.4 Tendencias Históricas.

Es de esperarse que con la nueva generación de aerogeneradores en uso de 1000 a 1,650 kW por unidad, la reciente introducción de unidades de 2 MW y aún mayores en pruebas, los costos típicos de generación estén por los 0.04 US Cy/kWh, y en sitios privilegiados en el rango de los 0.03 US Cy/kWh. Un reciente estudio realizado en Europa, copatrocinado por Greenpeace, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) y el Foro sobre Energía y Desarrollo de Dinamarca, realizado por la firma BTM Consult de Dinamarca, prevé el siguiente desarrollo de la industria mundial de aerogeneradores para el año 2010.

**Inversiones, Instalaciones y Empleos por Centrales
Eololéctricas en el Mundo.
(Unidades de inversiones en miles de millones de US\$)**

Año	Instalaciones MW/año	Costos US\$/kW	Inversiones US\$/año	Inversión Acumulada	Empleos Puestos/año
1998	2,600	1,000	2.600	2.600	57,200
1999	3,120	975	3.041	5.641	66,910
2000	3,744	948	3.551	9.193	78,126
2001	4,493	921	4.139	13.332	91,062
2002	5,391	897	4.834	18.166	106,352
2003	6,470	871	5.636	23.802	123,991
2004	8,411	852	7.164	30.966	157,612
2005	10,934	830	9.072	40.038	199,582
2006	14,214	810	11.508	51.546	253,170
2007	18,478	787	14.540	66.086	319,882
2008	24,021	762	18.298	84.384	402,551
2009	31,228	734	22.935	107.319	504,580
2010	40,596	705	28.640	135.959	630,084

Fuente BTM Consultores, Dinamarca. Sep. 1999.

Los Laboratorios Riso de Dinamarca reportaron en 1995, que los costos de la generación eololéctrica habían descendido de US 16.9 cents/kWh en 1981, a 6.15 en 1995. Con las máquinas actuales de 750 kW los costos han descendido a 4.7 US cents/kWh, esperándose la siguiente desescalación: 4 cents para el 2005, 3.6 cents para el 2010, debajo de 3 cents para el 2013, reduciéndose a 2.5 para el 2020. Estos costos se han evaluado considerando una mejora en el Factor de Planta de 0.23 actual a 0.27 en el 2020, para condiciones medias en Dinamarca. El Factor de Planta medio en la Ventosa Oax. estará en el orden de 0.50 a 0.60 y en el centro norte del país entre 0.30 y 0.35 por lo que en nuestro país, condiciones de competitividad con centrales de Ciclo Combinado se alcanzarán mucho antes.

4 ALCANCE NACIONAL.

4.1 Evolución del Sistema Eléctrico Nacional.

4.1.1 Proyecciones de crecimiento.

Si consideramos exclusivamente las proyecciones de crecimiento poblacional en México durante los próximos treinta años, y asumimos posibles escenarios de incremento en el consumo per cápita de energía eléctrica, considerando que actualmente consumimos del orden de la mitad de lo que consumía España en 1992, (4072 kWh/hab-año) nuestro reto es extraordinario.

ESCENARIOS DE CONSUMO ELÉCTRICO PER CÁPITA Y CAPACIDAD INSTALADA TOTAL AL 2030.

Año	Población Millones	Consumo kWh/hab-año			Capacidad MW		
		BAJO	MEDIO	ALTO	BAJA	MEDIA	ALTA
2000	100	2000	2000	2000	40,000	40,000	40,000
2010	113	2300	2500	2800	56,000	58,000	61,000
2020	125	2600	3000	3400	75,000	92,000	95,000
2030	130	3000	3500	4000	97,000	114,000	130,000

Elaboró. E. Caldera. Dic.98

4.1.2 Proyecciones de Capacidad Eólica.

Para poder estimar los escenarios posibles de desarrollo de la generación eoloelectrica integrada al Sistema Eléctrico Nacional, hay necesidad de evaluar también el posible desarrollo de la capacidad instalada de las otras tecnologías de generación eléctrica. Considerando como punto de partida tres escenarios de evolución del índice de consumo de energía eléctrica per cápita, alto, medio y bajo, en los que se llegara a alcanzar respectivamente, 4000, 3,500 y 3000 kWh/hab-año, para el año 2030, asumiendo un factor de planta global de 0.40 se tendrían las capacidades instaladas en MW, según se muestra en el cuadro siguiente.

En este cuadro se pretende mostrar, en órdenes de magnitud, las posibilidades del desarrollo de la generación eléctrica considerando la posible evolución tanto de centrales eoloelectricas, como de las hidroeléctricas, geotérmicas, solares y de biomasa, asumiendo una decidida disminución de la generación en base a combustibles fósiles.

**ESCENARIO DE DESARROLLO DE CAPACIDAD INSTALADA
CON ENERGÍAS RENOVABLES, EN MW.
(ESCENARIO ALTO)**

Año	TOTAL MW	No Renovables	Renovables	Hidro y Geotermia	Eólica	Solar	Biomasa
2000	40,000	30,000	10,000	10,000	---	---	---
2010	61,000	38,000	23,000	15,000	5,000	1,000	2,000
2020	95,000	20,000	75,000	20,000	15,000	15,000	25,000
2030	130,000	20,000	110,000	20,000	26,000	28,000	36,000

En un estudio reciente, realizado por BTM Consult, para la EWEA, Greenpeace y el Foro para la Energía y el Desarrollo de Dinamarca, sus proyecciones para América Latina, considerando su despegue en el 2002, son de una capacidad instalada de 90,000 MW para el año 2020, sobre la base de un desarrollo mundial en que para ese año, el 10% de la energía eléctrica mundial sea producida por el viento, lo que implica una capacidad mundial instalada de 1,200,000 MW eólicos.

4.2 Generación de Empleos y Actividad económica conexas.

La energía eólica paga empleos, no combustibles. Esta expresión, atribuida a Carl Weinberg, refleja claramente la naturaleza de la explotación eólica, es decir, trabajar para cosechar kWh del viento que barre un sitio de aprovechamiento. Un estudio de 1998 de la Asociación Danesa de Fabricantes de Aerogeneradores (DWTMA) reporta las siguientes cifras:

17 hombres-año	Por MW fabricado
5 empleos-año	Por MW instalado

Un estudio anterior de la Comisión de Energía de California ubicaba los empleos directos e indirectos por Operación y Mantenimiento, así:

450 empleos/TWh	Para Op. y Mto.
1500 Empleos/TWh	Como indirectos

La generación de electricidad con energía eólica, constituye la actividad de explotación de una energía renovable, que mayor impacto social tiene, al significar una muy importante fuente de empleos en el futuro, estimándose que para el año 2020 alrededor del mundo habrá 1,723,461 personas laborando directamente en este campo.

Bibliografía.

- E. W. Golding. *The Generation of Electricity by Wind Power*. E.& F. N. SPON LTD, London 1976.
- N. G. Calvert. *Windpower Principles*. Charles Griffin & Co. Ltd. London. 1979
- V. Daniel Hunt. *Windpower*. Van Nostrand Reinhold Company. 1981
- Paul Gipe. *Wind Power for homes & business*. Chelsea Green Publishing Company. 1993
- Janardan S. Rohatgi y Vaughn Nelson. *Wind Characteristics*. Alternative Energy Institute. West Texas A&M University. 1994
- Paul Gipe. *Wind Energy comes of Age*. John Wiley & Sons, Inc., 1995.
- E. Caldera et al. *Estimación Preliminar del Mercado de Aerogeneradores Integrados al Sistema Eléctrico Nacional*. Informe IIE/10/14/2067/I09/F, IIE, 1987.
- E. Caldera M. *Inventarios Nacionales de Recursos Energéticos No Convencionales*. 1a. Convención Nacional de Usuarios y Productores de Información Geográfica. INEGI. 1989.
- E. Caldera M. *El papel de las fuentes no convencionales de energía en la reestructuración de la Industria Eléctrica*. Informe IIE/10/14/2613/06/P. IIE, Noviembre 1989.
- E. Caldera. *Estado actual y perspectivas del aprovechamiento de la Energía Eólica en México*. Informe IIE/10/14/2613/I05/P , IIE, 1990.
- E. Caldera M. *La generación eléctrica en México en el Siglo XXI*. Informe IIE/10/14/2613/10/P Noviembre 1990.
- E. Caldera . *Parte III, Energía Eólica. "Perspectivas de las Fuentes No Convencionales de Energía dentro del Sector Eléctrico y su posible contribución a la generación eléctrica en diferentes regiones del país"* Informe IIE/10/14/2928/01/F , IIE, 1991.
- E. Caldera M. *La generación de electricidad con energía eólica en México*. Boletín IIE, Vol. 18, No. 4. Julio/Agosto 1994.
- E. Caldera. M. *Generación Eoloeléctrica integrada al Sistema Nacional Interconectado*. IV Congreso Latinoamericano de Turbomaquinaria. Veracruz Ver. Noviembre de 1994. Publicado también en la Revista Solar. ANES. # 31, Primavera 1995.
- E. Caldera M. *La pequeña producción independiente de energía eléctrica*. Boletín IIE; Vol. 19, No. 3, pag. 107-110. Mayo-Junio 1995.

E. Caldera M. *Potencial de Generación Eléctrica en Gran Escala con Energía Eólica en México*, Primer Seminario sobre situación y perspectiva del sector eléctrico en México. Tomo 3, IIE/PUE UNAM, 1997

Renewable Energy World, Vol. 2, No. 2 Nov 1998, al No. 6 Nov 1999.

Páginas en Internet.

www.vestas.dk

www.nordex.dk

www.elsamprojekt.dk

www.pfleiderer.com

www.worldpowertech.com

www.ekopower.nl

www.windenergy.com

www.ampair.com

www.ewea.org

www.eurorex.com

www.eren.doe.gov

www.windmillpower.com

www.dewind.de

www.vaisala.com

www.wasp.dk

ANEXO 2

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.**Tabla de Contenido**

- 1. TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN.**
 - 1.1 Rango de las PCH.
 - 1.2 Proceso de Conversión.
 - 1.3 Tipos de Turbinas Hidráulicas.

- 2. PROYECCIONES TECNOLÓGICAS.**
 - 2.1 Materiales y Controles.
 - 2.2 Generadores eléctricos.
 - 2.3 Sistemas aislados e interconectados.

- 3. COSTOS DE LA GENERACIÓN DE PCH.**
 - 3.1 Costos de Inversión.
 - 3.2 Costos de Operación y Mantenimiento.

- 4. ALCANCE NACIONAL.**
 - 4.1 Penetración de PCH en la red nacional.
 - 4.2 Impacto social.

Bibliografía.

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

1. TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN.

1.1 Rango de las PCH.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, PCH, normalmente se clasifican según las capacidades indicadas:

Pequeña Central	≤ 30 MW (CFE)*
Mini Central	< 500 kW
Micro Central	< 100 kW
Pico Central	< 10 kW

- La literatura señala el límite superior entre 2.5 y 25 MW, aunque un valor generalmente aceptado es de 10 MW, aunque para nuestro caso debería corresponder a la capacidad límite superior para un pequeño productor.

1.2 Proceso de Conversión.

Una máquina hidráulica es aquel dispositivo capaz de convertir energía hidráulica en energía mecánica y viceversa. Las primeras son motrices (Turbinas) y las segundas son generatrices (Bombas). Únicamente es reversible la bomba-turbina.

Las máquinas hidráulicas motrices se clasifican según las características de un fluido en movimiento que se pretenden aprovechar, cuya energía está representada por la Ecuación de Bernoulli:

$$E = P/\gamma + h + v^2/2g$$

P/γ = Energía de Presión

h = Energía potencial o de posición

$v^2/2g$ = Energía Cinética.

Una máquina hidráulica transforma una energía de estas o la combinación de ellas, y pueden ser giratorias o alternativas. Las giratorias se conocen como turbomáquinas. La potencia que proporciona una máquina hidráulica está determinada por dos parámetros, el gasto Q y la altura H de la caída del agua.

$$P = \eta g Q H$$

Donde P = Potencia en kW, η = eficiencia de la turbina (0.6 a 0.7 en pequeñas)
 g = Aceleración de la gravedad, 9.81 m/s^2 ; Q = gasto (flujo de masa m^3/s)
 H = altura eficaz en m.

1.3 Tipos de Turbinas Hidráulicas.

Siendo el gasto y la altura de caída los parámetros básicos, las turbinas se distinguen por estar diseñadas para una alta caída y poco gasto o para baja caída y alto gasto. Las más sencillas y económicas son las de alta caída y poco gasto de agua, sin embargo los posibles sitios de aprovechamiento se encuentran en zonas montañosas en áreas despobladas, pero si existe una comunidad cercana es indudablemente una opción a ser considerada. Según este criterio, las turbinas hidráulicas para aplicaciones en PCH se clasifican en dos grandes grupos:

Tipos de Turbinas Hidráulicas

IMPULSO	Pelton Turgo Flujo Cruzado
REACCIÓN	Francis Kaplan Axial

1.3.1 Turbinas de Impulso.

1.3.1.1 Turbina Pelton.

Se caracterizan por lo siguiente:

- a) El agua pega en el rodete a presión atmosférica.
- b) El rodete es una rueda con cangilones periféricos.
- c) Se utilizan para grandes alturas de caída de agua.
- d) La energía potencial se transforma a la salida del tubo de presión, por medio de un chiflón en energía cinética.
- e) El sistema tiene válvulas de seguridad y controles por válvulas de agujas y deflectores de chorro.

Comercialmente se encuentran disponibles unidades desde 100W que accionan un alternador automotriz y las unidades en el rango de 10 a 30 kW son ideales para servicios en comunidades aisladas por la sencillez de la instalación.

1.3.1.2 Turbina Turgo.

La turbina Turgo, de muy baja capacidad, son semejantes a las pelton por cuanto a sus características operacionales, pero el rodete es más sencillo y el chorro de agua impacta con cierta inclinación, esta turbina se utiliza en picocentrales menores a 1 kW.

1.3.1.3 Turbina de Flujo Cruzado (Mitchel-Banki)

Las turbinas de flujo cruzado, denominadas también Mitchel o Banki, o Mitchel – Banki, se caracterizan por:

- a) Es una turbina de impulso.
- b) Es de flujo transversal, admisión parcial y doble efecto.
- c) El rodete es cilíndrico y los álabes son secciones de tubo, como persiana periférica.
- d) Dispone de un inyector o tobera que regula y orienta el flujo de agua en la turbina.
- e) Presenta las mejores perspectivas de utilización para micro centrales, por su sencillez y bajo costo.
- f) Opera en un rango semejante a una turbina Francis.

1.3.2 Turbinas de Reacción.

1.3.2.1 Turbina Francis.

Estas turbinas se caracterizan por:

- a) Están formadas por una espiral que alimenta el rodete.
- b) Se utilizan para caídas medianas.
- c) Tienen un distribuidor que orienta el agua hacia el rodete.
- d) A semejanza de una bomba centrífuga.
- e) El agua no está a la presión atmosférica.
- f) Descargan a contra presión.
- g) Generalmente están provistas de una válvula de mariposa como dispositivo de seguridad.
- h) La regulación se efectúa por alabes móviles, como persianas, en el distribuidor periférico de la espiral de alimentación.

Este tipo de turbina fue muy popular en pequeñas centrales hidroeléctricas con caídas en el orden de los 30 m y utilizando varias unidades de generación.

1.3.2.2 Turbina Kaplan.

Se caracterizan por lo siguiente:

- a) Se utilizan para bajas caídas y gastos grandes.

- b) El rodete es parecido a las propelas de los barcos.
- c) El ángulo de los álabes es ajustable.
- d) Para la regulación, como en las Francis, se controla el agua con un distribuidor periférico.

Esta turbina es generalmente de gran potencia, la versión utilizada en PCH, es la turbina axial descrita a continuación.

1.3.2.3 Turbina Axial.

Es semejante a la Kaplan excepto que los álabes son fijos y el flujo de agua es en el sentido del eje de su flecha, controlándose la potencia con un sistema de deflectores fijos y móviles previos al rodete. Este tipo de turbinas permiten aprovechar caídas de menos de 10 m y flujos desde el orden de $1 \text{ m}^3/\text{s}$

2. PROYECCIONES TECNOLÓGICAS.

2.1 Materiales y Controles.

La tecnología moderna de plásticos, materiales anticorrosivos, rodamientos y sellos mecánicos, impactará en menores costos y mayor eficacia de los sistemas. Las tuberías de presión de plástico han demostrado ser una opción barata y confiable en unidades de pequeña potencia. Los controles electrónicos con microprocesador integrado permitirán operación automática y control remoto.

2.2 Generadores eléctricos.

Generadores isosíncronos de velocidad variable en PCH interconectadas a la red permitirán una interconexión más suave y controles más sencillos. En tanto que para los pequeños sistemas aislados, los generadores de imanes permanentes con supermagnetos podrán ser una buena opción.

2.3 Sistemas aislados e interconectados.

La mayoría de las PCH construidas hace cinco o más décadas, se encuentran abandonadas, en muchos casos las obras civiles requieren adecuaciones menores, haciendo posible la instalación de equipos modernos, más eficientes y automatizados. La recuperación de estas instalaciones con fines de autoabastecimiento eléctrico Municipal, cuya generación se alimente a la red y se acredite a los consumos de alumbrado público, constituirá una inversión de reducción de costos para las municipalidades. Los sectores industriales y de servicios, también se verán beneficiados al autoabastecerse por este medio, recuperando antiguas centrales hidroeléctricas.

El mayor potencial para las instalación de PCH, lo constituirán las comunidades aisladas, o el autoabastecimiento para actividades productivas en zonas aisladas, dando opciones de desarrollo rural, imposibles sin esos aprovechamientos.

3. COSTOS DE LA GENERACIÓN DE PCH.

3.1 Costos de Inversión.

El costo de inversión de una PCH depende principalmente del volumen de obra civil asociada al turbogenerador, y el costo inicial puede ser grande, de 3000 a 5000 dólares por kW instalado, no así en el caso de la recuperación de antiguas centrales, que pueden habilitarse nuevamente a bajo costo. Un elemento que juega en contra del análisis económico de las PCH, es que su infraestructura de obra civil dura más de 50 años, permitiendo una vida útil de más de treinta años después de haber amortizado los costos de inversión, por lo que hacer análisis del costo nivelado por kWh sobre ciclos de vida de más de 50 años, parece poco formal.

Esta consideración hace que de entrada parezcan caros los proyectos hidroeléctricos, ya que durante el periodo de amortización del crédito con el que fue construida, diez años, una pequeña central de baja caída puede generar a 7.5 US cents./kWh, por ejemplo, y posteriormente, durante el resto de su vida útil, a menos de un centavo de dólar por cada kWh.

3.2 Costos de Operación y Mantenimiento.

Una moderna PCH trabaja automatizada y a control remoto, las operaciones de mantenimiento se concentran principalmente en la vigilancia y limpieza de canales y obras de toma de agua, cuidando estén libres de obstrucciones, basura o fallas estructurales. Esta inspección es de rutina frecuente, en tanto que la detección de fallas en la turbomaquinaria puede ser por telemetría. Estas características de operación y mantenimiento hacen que sus costos sean menores a un centavo de dólar por kWh generado.

4. ALCANCE NACIONAL.

4.1 Penetración de PCH en la red nacional.

Con el resurgimiento del interés en las energías renovables a partir de la crisis petrolera de 1973, la explotación de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) se consideró como recurso energético no convencional, dado que incluso había ocurrido ya el abandono de muchas centrales de pequeña capacidad por parte de las empresas eléctricas, CFE entre ellas.

Sin embargo, dentro del concepto de energías renovables, la energía hidráulica para generación eléctrica la consideramos desde la microgeneración hasta las grandes hidroeléctricas, en el entendido de que las pequeñas caen en la categoría de generación distribuida. La hidroelectricidad ha contribuido con el orden del 30% de la generación eléctrica, después de la inclusión masiva de generación termoeléctrica. El potencial estimado de generación hidroeléctrica inventariada, desde identificación de proyectos, asciende a 160,250 GWh por año, con 373 proyectos adicionales a la generación actual de 82,320 GWh. lo cual significa que a la fecha hemos desarrollado del orden de la mitad de los recursos hidroeléctricos, con una capacidad instalada en 1997 de 10,034.4 MW. (CFE)

CFE ha venido desarrollando los trabajos de identificación y evaluación de los sitios para el desarrollo de centrales hidroeléctricas mayores a 40 MW, algo semejante debe establecerse por cuanto al desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas. La identificación de sitios de aprovechamiento corresponde a intereses regionales de desarrollo, aun cuando se erijan como centrales privadas o de propiedad social, y será de interés a nivel Estatal el disponer de un inventario de sitios de posible emplazamiento de pequeñas centrales e integrar así un catálogo de proyectos para promover su realización. El sector privado tiene la capacidad de realizar estudios de reconocimiento y prefactibilidad para el emplazamiento de PCH, pero puede tener dificultades en obtener crédito en condiciones apropiadas al proyecto. El sector social y paramunicipal enfrentaría mayores dificultades, por estas razones, la CONAE en apoyo de las Comisiones Estatales de Ahorro de Energía, podrían promover proyectos, apoyando en los aspectos técnicos, regulatorios y de financiamiento.

Estimaciones preliminares gruesas ubican en el orden de los 3,000 MW el potencial nacional de PCH. Sin embargo, no se ha realizado un inventario nacional, o al menos estatalmente, de los posibles sitios de emplazamiento y su capacidad nominal. El desarrollo de esta capacidad, tiene una relevancia socioeconómica muy importante, por los impactos inmediatos en las condiciones de vida de las poblaciones beneficiadas.

Del análisis de lo que acontece en Europa (*), se observa que el potencial de aprovechamientos en pequeñas centrales hidroeléctricas, se encuentra en el rango de 4 a 43% del potencial identificado para medianas y grandes centrales. Si consideramos que la orografía y el régimen pluvial determinan el potencial de aprovechamientos técnicamente viables, para un país como México, ese potencial podría ser del orden del 20% del potencial hidroeléctrico identificado para medianas y grandes centrales, lo cual ubicaría el potencial en 32 TWh/año para una capacidad del orden de 9,000 MW asumiendo un factor de planta medio de 0.40.

Este potencial no se observa disparado si lo comparamos con el de Austria o Italia, ya que por otro lado es evidente que en el caso de América Latina en general, no se tiene una evaluación adecuada del posible potencial de PCH. Para el caso de México existen estudios que se han concentrado en algunas cuencas, evidenciando la necesidad de iniciativas a nivel Estatal, para identificar los sitios de posible emplazamiento.

* CONAE, "Estudio de la situación actual de la minihidráulica Nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla" editado en 1997.

4.2 Impacto social.

Una PCH puede cambiar radicalmente los modos de vida y expectativas de una comunidad rural. No es tan importante por los kWh producidos, o el costo de los mismos, sino por las inmensas posibilidades de desarrollo económico y social que conlleva el disponer de ella, al convertirse en foco de desarrollo y concentración de población, posibilitando otros servicios y mayor calidad de vida.

4.3 Barreras a su desarrollo.

Existe la percepción de que por ser tecnologías probadas no requiere de incentivos especiales para su desarrollo. Esto no es así, ya que PCH para autoabastecimiento Municipal, o para servicio en comunidades aisladas, no solo requiere de apoyo en la obtención del financiamiento, considerando su alto costo inicial y su larga vida útil, sino también la obtención de permisos, derechos de uso del agua, estudios de impacto ambiental, y proyecto ejecutivo, cuyos costos y cabildeo necesario escapan a las posibilidades de las pequeñas empresas tecnológicas que promuevan el uso de PCH, siendo indispensable el involucramiento oficial, en la promoción de estos proyectos en los sectores público y social.

Bibliografía.

Maquinas Hidráulicas. Miguel Reyes Aguirre, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S. A. 1983

Estudio de la situación actual de la minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla. CONAE. 1997

Manual de diseño, estandarización y fabricación de equipos para pequeñas centrales hidroeléctricas, Vol. 1, Turbinas Michel-Banki. OLADE, Documentos PLACE No. 7, 1982.

Renewable Energy World. Vol2, No 2, Marzo 1999.

HRW, Hydro Review Worldwide, Vol3, No. 5, Invierno 1995.

Páginas en Internet.

www.itpower.co.uk

www.microhydropower.com

www.koessler.com/koessler

www.soltek.ca

Correos Electrónicos:

Pequeñas Turbinas Suecas: turab@turab.se

Consultores Canada: hydropow@nbnet.nb.ca

Fabricantes en México, casa matriz : shz@sulzer.ch

ANEXO 3**ENERGÍA DE BIOMASA****Tabla de Contenido**

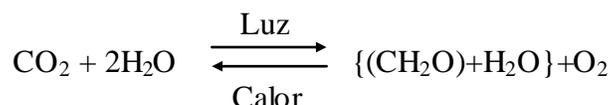
1. Tecnologías de Conversión.
 - 1.1 La biomasa.
 - 1.2 Tecnologías de conversión.
2. Proyecciones Tecnológicas.
 - 2.1 Importancia estratégica de la Biomasa.
 - 2.2 Estado de la bioenergía en el Mundo.
 - 2.3 Proyecciones sobre su utilización.
3. Costos.
 - 3.1 Economía de la biomasa energética.
 - 3.2 Costos actuales y sus proyecciones.
4. Alcance Nacional.

Bibliografía.

1. Tecnologías de Conversión.

1.1 La Biomasa.

La biomasa es la materia de plantas y animales, que reaccionando con el oxígeno libera calor, y por tanto pueden ser “biocombustibles”. Comercialmente se refiere a formas más elaboradas, que se presentan como combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, a saber: carbón vegetal, briquetas comprimidas, pedacitos (chips), pelets, aserrín, etc. o como alcoholes, biodiesel, u otras mezclas, y finalmente como biogas, gas de gasógeno o de un proceso de pirólisis. En esencia, el uso de biocombustibles constituye el proceso inverso a la fotosíntesis, representado por la ecuación reversible:



La derecha de la expresión son biomasa y oxígeno, productos de la fotosíntesis. A la izquierda el resultado de la combustión en presencia del aire. La densidad de energía neta disponible por la combustión de biomasa va desde alrededor de 8 MJ/kg para madera verde, 20 MJ/kg para materia vegetal seca, 40 MJ/kg para grasas y aceites vegetales, 55 MJ/kg para el gas metano, comparados con los 27 MJ/kg del carbón y 46 MJ/kg de los aceites minerales.

La biomasa tiene baja densidad volumétrica. 3 a 4 veces menor que los combustibles fósiles, por lo que su manipulación y transporte es más complicado y costoso. Como combustibles, su utilización no tiene agregación neta de CO₂ a la atmósfera, y contiene muy poco azufre a diferencia de los combustibles fósiles, por lo que pueden considerarse combustibles limpios.

Por otra parte, la biomasa está ampliamente distribuida en las zonas pobladas, con puntos de concentración que corresponden a los residuos agrícolas o de explotación forestal, como desechos industriales del proceso de caña de azúcar o de industrias madereras, como residuos sólidos urbanos, o residuos de criaderos de animales, etc. estas fuentes de aprovisionamiento de biomasa útil las hacen ideales para procesos de generación eléctrica para autoabastecimiento en esquemas de cogeneración.

1.2 Conversión a energía útil.

Las formas útiles de biocombustibles, como sólidos, líquidos o gaseosos, provienen de procesos termoquímicos, bioquímicos o mecánicos a partir de:

Cosecha energética (Madera)

Cosecha energética (Etanol)

Cosecha energética (Biodiesel)
 Residuos Forestales
 Residuos agrícolas sólidos
 Residuos agrícolas líquidos.
 Residuos Sólidos Municipales
 Residuos Municipales Digestibles
 Residuos industriales sólidos
 Residuos industriales líquidos
 Biogás de relleno sanitario.

1.2.1 Conversión Termoquímica.

La combustión directa de leña u otra forma de biomasa constituye el más simple proceso de conversión termoquímica para su aprovechamiento energético, usado para cocinar, calentar agua o el ambiente, así como para algún rudimentario proceso industrial, como hacer pan o cocer cerámica, sin embargo, para procesos más avanzados, los procesos termoquímicos son:

- **Gasificación.** Es un proceso de pirólisis orientado a producir gas combustible, llamado gas de madera, gas de gasógeno, gas pobre o gas de síntesis, al realizar esta con un suministro muy limitado de oxígeno. El gas resultante, además de vapores, contiene hidrógeno y monóxido de carbono y debe ser filtrado y enfriado, antes de poder usarse en motores de combustión interna, por el arrastre de partículas sólidas y alquitranes que obstruyen las espreas.
- **Pirólisis.** Estrictamente se realiza en ausencia de oxígeno, y se obtiene carbón vegetal, y una gran variedad de subproductos líquidos: aceites y alquitranes, como vapores y gases, cuyas proporciones dependen de la materia prima como de las condiciones de tratamiento. Este proceso, mucho más sofisticado, se realiza en mayor escala, asociado a miniplantas de ciclo combinado, que al estar normalmente asociados a la cogeneración, las constituye en candidatas naturales para el autoabastecimiento eléctrico en procesos agropecuarios industriales.

1.2.2. Conversión Bioquímica.

Los procesos bioquímicos para el tratamiento de biomasa para la producción de combustibles líquidos o gaseosos, más fáciles de manipular y transportar, son:

- **Digestión Anaerobia.** En ausencia de oxígeno, ciertos microorganismos bacterianos pueden obtener su propio abastecimiento energético reaccionando con compuestos de carbono (carbohidratos) produciendo CO_2 y CH_4 (metano) en proporciones variables de 40 a 60% para ambos. Este proceso se da

naturalmente en los pantanos y en los tractos digestivos de los animales, especialmente en los rumiantes. Se denomina biogás, aunque también se le conoce como gas de los pantanos o gas de relleno sanitario. La diferencia con el gas natural es que este es prácticamente metano puro, en tanto que un buen biogás contiene del orden de 40% de bióxido de carbono y trazas de otros gases, si no se ha sometido a algún proceso de lavado y concentración. La producción de biogas en gran escala se asocia a procesos de cogeneración con turbinas de gas.

- **Fermentación aeróbica.** La fermentación de azúcares o glucosa derivadas de la fraccionización de celulosa por tratamientos enzimáticos o ataque ácido, produce alcohol etílico, que en su forma común o anhidro, se utiliza como combustible o aditivo para gasolina en vehículos automotores. Esta forma de combustible de biomasa, solo sería recomendable para generación eléctrica en motogeneradores de pocos kW en condiciones de emergencia.

1.2.3. Conversión Mecánica.

- **Preparación Mecánica.** Todos los procesos de corte, picado, aglomeración, peletización, etc. aplicados a las presentaciones sólidas de biomasa, constituyen tratamientos orientados a mejorar su manipulación, transporte y suministro a los quemadores, donde finalmente producirán calor para procesos o generación de vapor para accionar un generador eléctrico.
- **Extracción por compresión.** La extracción de aceites vegetales se realiza generalmente por este medio, algunos de los cuales sirven como sustitutos del diesel, o pueden ser posteriormente tratados para mejorar sus características como combustibles para motores de combustión interna.

2. Proyecciones Tecnológicas.

2.1 Importancia estratégica de la biomasa.

La biomasa constituye junto con el sol y el viento, las tres más importantes fuentes de recursos energéticos renovables para un futuro sustentable, y es la más rica por cuanto a fuentes, procesos de preparación y conversión primaria, así como de tecnologías para generación eléctrica. El uso de biomasa como energético primario, conlleva tres grandes etapas en su aprovechamiento, a saber:

- Cultivo y/o recuperación de materia prima, transporte y concentración para su uso energético.
- Procesos de conversión primaria para obtener un biocombustible adecuado al proceso de generación eléctrica.

- Conversión a electricidad con recuperación de calor (Cogeneración).

Como fuente primaria de energía tiene las siguientes características:

1. La biomasa como combustible es neutral en el balance de CO₂.
2. La bioenergía depende de fuentes locales, reduce dependencia externa de energéticos e incrementa seguridad de suministros.
3. Las tecnologías de conversión están comercialmente disponibles, representando un potencial enorme de inversiones rentables.
4. En muchas industrias los residuos biomásicos son importantes, su aprovechamiento resuelve simultáneamente problemas de energía y disposición de residuos.
5. Su aprovechamiento energético es indispensable, ya que tenemos una responsabilidad moral con las futuras generaciones, garantizando sustentabilidad del sistema energético, lo que no puede descansar en recursos finitos y contaminantes como los combustibles fósiles.

2.2 Estado actual de la bioenergía en el Mundo.

La biomasa produce el 14% de la potencia mundial y 18% de la energía primaria total mundial. En países en vías de desarrollo representa el 35% de la energía primaria. En los E.U.A el 4% y en Europa el 2%. En la generación de electricidad, el uso de residuos agrícolas y forestales, en los E.U.A. alcanza los 7 GW instalados, que corresponde al 1% de su capacidad total y 8% de la generación externa a las empresas eléctricas, de las 500 centrales en operación menos de 20 son de las empresas eléctricas, el resto corresponde a cogeneración para autoabastecimiento, lo que en 15 años creció de 200 MW hasta 7000 MW. El siguiente cuadro muestra a los usuarios más grandes entre países desarrollados.

Uso energético de Biomasa en países seleccionados.

País	Energía de Biomasa (MTep/año)	% del Total
Estados Unidos	64.0	4.0
Canadá	6.4	3.0
Suecia	6.3	13.0
Finlandia	4.7	14.0
Irlanda	1.1	13.0
Noruega	1.1	4.0
Austria	1.0	4.0
Dinamarca	0.2	1.0

2.3 Proyecciones sobre su utilización

Una forma de ampliar la utilización de combustibles de biomasa para la generación eléctrica sin la necesidad de ampliar las inversiones en nuevas centrales de generación a partir de biomasa, es agregar biocombustibles a las centrales a carbón, hasta en un 8% sin cambio alguno en el proceso, o con ligeros cambios hasta en un 15%, lo que le daría gran impulso a su utilización, considerando que esta podría aportar en los E.U.A. de 8 a 12 GW en el 2010, y hasta 26 GW en el 2020. En Europa, en 1995, la biomasa usada fue equivalente a 45 Mtep y para el 2010 se espera alcance los 135 Mtep.

¿Cómo puede evolucionar el mercado de la biomasa energética para generación eléctrica? Depende de muchos factores en relación al uso del suelo, la superficie arable, la disponibilidad de agua para riego, fertilizantes, etc. Una parte importante de la biomasa energética provendrá de pajas, tallos, cascarillas, etc. de los cultivos de granos y forrajes, otra, de plantaciones energéticas de árboles o arbustos de rápido crecimiento, como de plantas acuáticas que tienen mayor tasa de fijación fotosintética.

Por otro lado están los aspectos sociales. La integración de actividades agropecuarias con las industriales, el extensionismo técnico y el financiamiento, la seguridad en la tenencia de la tierra o en el usufructo racional de bosques. Las posibilidades son muy extensas, pero los posibles problemas también. Instalado un aerogenerador, el viento soplará aun mucho tiempo después de su vida útil, para una central de biomasa, habrá que asegurar cada año la cosecha energética.

3. Costos.

3.1 Economía de la Biomasa energética.

El aprovechamiento de la biomasa como energético presenta una economía de escala inversa, es decir, a mayor tamaño de explotación, mayor costo del combustible puesto al pie de la planta de generación eléctrica. Esto se debe a que su fuente, campos de cultivo o explotaciones forestales, lo contienen en baja densidad. En plantaciones energéticas, se producen anualmente del orden de 12 Ton/ha, lo que requiere de grandes extensiones de aprovechamiento, lo que se traduce en mayores costos de transporte en la medida en que se requiere de mayor suministro del biocombustible.

El costo final del biocombustible puesto en planta tiene así dos componentes, su producción en campo, y su traslado hasta la central eléctrica. Bortwardt en 1997, reportaba costos de 1.86 US\$/MBtu para una central de 5 MW, frente a 2.91 US\$/MBtu para una de 500 MW. Esta característica la hace por tanto adecuada para aprovechamientos máximos del orden de 80 MW, y más rentablemente en aplicaciones industriales asociadas al autoabastecimiento con cogeneración, aprovechando residuos biomásicos de los propios procesos.

3.2 Costos actuales y sus proyecciones.

Las dos tecnologías básicas para generación eléctrica son:

- Combustión directa/vapor (Ciclo Rankine)
- Gasificación (pirólisis) Ciclo Combinado o Cogeneración con vapor de proceso.

Plantas de ciclo combinado con gasificación integrada mayores de 50 MW cuestan actualmente del orden de 1,800 US\$/kW, esperándose que sus costos bajen al orden de los 1,100 a 1,300 US\$/kW, aunque un proceso experimental de gasificación en dos etapas en lecho fluidizado con recuperación de calor, ha permitido un costo de inversión de 1,036 US\$/kW en una planta de 56 MW y 36% de eficiencia eléctrica.

Por cuanto a los combustibles, se tienen dos precios básicos, los relativos a materiales de desecho o residuos de procesos, que se venden a un precio medio de 0.50 US\$/MBTU o 9 US\$/ton, en tanto que la biomasa de plantaciones energéticas, tiene un costo de 2 US\$/MBTU o de 36 US\$/Ton. Se espera que al mejorar la productividad en las plantaciones energéticas de 12 a 16 Ton/ha, los precios disminuyan hasta 1.0 a 1.5 US\$/MBTU o de 18 a 27 US\$/Ton.

4. Alcance Nacional.

Dadas las características fisiográficas y climatológicas del país, la producción de biomasa dependerá fundamentalmente de la disponibilidad de agua para riego. El tratamiento de las aguas residuales de las poblaciones por medios biológicos, constituye un proceso de recuperación de nutrientes y de producción de biomasa en gran escala y de agua tratada para riego, que a su vez producirá más biomasa. El desarrollo de nuestra capacidad nacional de producción de biomasa con fines energéticos, requiere fundamentalmente de programas de información y difusión pública, a todos los niveles.

Los recursos biomásicos del país no están inventariados, pero es indudable que su potencial de aprovechamiento para generación eléctrica es importante, tomando como referencia la capacidad instalada en Dinamarca de 2,935 MW y extrapolando a las dimensiones de México, nos resulta en un potencial del orden de los 90,000 MW.

Bibliografía.

Biomass Energy, The French Programme. Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie. 1985

Renewable Energy World, Vol2 No.1, Nov. 1998 hasta No. 6 Nov 1999.

Estrategias y Tecnologías Disponibles para Implementar Programas Rurales de Biogás en América Latina. OLADE. Documento Olade # 11. Quito, Ecuador. 1984.

Bioenergía. Documento final del III Seminario Latinoamericano de Bioenergía, Cd. de Guatemala, Oct de 1983. Olade. Quito, Ecuador. 1983

Versión Preliminar del Programa Regional de Bioenergía. Documentos Place # 8. OLADE, Quito, Ecuador. 1982.

Páginas en Internet

www.NF-2000.org

www.cplscientific.co.uk

www.ubeca.org

www.orenda.com

www.fibrowatt.com

www.niroindustries.dk

www.vogelbusch.com

www.energyproducts.com

www.eurorex.com

ANEXO 4

ENERGÍA SOLAR

Tabla de Contenido

1. Tecnologías de Conversión
 - 1.1 Conversión Fotovoltaica.
 - 1.2 Conversión Fototérmica.
 - 1.2.1 Receptor Central
 - 1.2.2 Canal Parabólico
 - 1.2.3 Plato Parabólico
 2. Proyecciones Tecnológicas.
 - 2.1 Sistemas Fotovoltaicos.
 - 2.1.1 Generación Distribuida.
 - 2.1.2 Generación Centralizada.
 - 2.2 Centrales de canal parabólico.
 - 2.3 Centrales de Receptor Central.
 - 2.4 Generación distribuida con platos parabólicos.
 3. Costos
 - 3.1 Sistemas Fotovoltaicos.
 - 3.2 Sistemas Fototérmicos
 4. Alcance Nacional.
 - 4.1 Modalidades de penetración en el Sistema Eléctrico Nacional.
 - 4.2 Escenarios de Capacidad Instalada.
- Bibliografía.

1. Tecnologías de Conversión

1.1 Conversión Fotovoltaica.

La generación de electricidad generalmente requiere de accionar una máquina rotatoria que convierte energía mecánica en electricidad. Y para obtener energía mecánica se requiere de una caída de agua, un flujo de viento, una turbina de vapor o gas, o una máquina de combustión interna. Pero la energía solar es la única forma de energía que puede convertirse directamente a electricidad, y tiene cuatro formas de conversión directa:

- a) fotovoltaica
- b) fotoemisiva
- c) fotogalvánica, y
- d) fotomagnética.

De todas ellas solo la conversión fotovoltaica ha tenido desarrollo comercial. Su principio de operación consiste en una superficie formada por dos películas semiconductoras sobrepuestas, una tipo **p** y otra tipo **n**, formando una unión p-n, que al ser expuesta a la luz solar, la radiación excita electrones de la región p (con déficit de electrones), que venciendo la barrera de potencial saltan a través de la unión a la región n (con exceso de electrones libres), creando las condiciones de diferencia de potencial entre las películas semiconductoras que induce un flujo de corriente por un circuito externo.

Este proceso fue desarrollado a mediados de la década de los 50s, después del invento del transistor, pero fue hasta iniciada la Era Espacial, inaugurada por los soviéticos en octubre de 1957 cuando empieza su desarrollo. En abril de 1958, un satélite soviético estaba totalmente energizado por celdas fotovoltaicas. Desde el otoño de 1959, todos los vehículos espaciales con una misión que durara más de dos semanas estaban básicamente energizados con celdas fotovoltaicas. De 1959 a 1974 la demanda de dispositivos fotovoltaicos estuvo dominada por aplicaciones espaciales, en Estados Unidos, estos usos significaron una demanda de 50 kW por año. Fue hasta 1975 que los usos terrestres superaron las aplicaciones espaciales.

El desarrollo de las celdas fotovoltaicas ha tenido tres líneas paralelas;

- a) Mejorar la eficiencia de conversión.
- b) Ampliar su estabilidad fisicoquímica, y
- c) Reducir costos de fabricación.

Es el Silicio, uno de los más abundantes elementos en la Tierra, semiconductor intrínseco, con cuatro electrones de valencia, el material más utilizado para fabricar celdas fotovoltaicas, y su eficiencia teórica máxima de conversión es de 32%, habiéndose logrado eficiencias de 29% en laboratorio, en tanto que las eficiencias de dispositivos comerciales y dependiendo de sus tecnologías de construcción, van de 5 a 17.5%, alcanzándose 24% en celdas con concentración, según se muestra en el siguiente cuadro:

Eficiencias en % de celdas de Silicio Comerciales y de Laboratorio

Tecnología	Comerciales	Laboratorio
Silicio Monocristalino	15.3 – 17.5	25
Silicio Policristalino	13.5 – 15.0	21
Silicio Amorfo	5.0 – 7.0	12 – 16 (Tecnología)
Película de Silicio	9.0 – 11.0	16+
Celdas con Concentración	24.0	29

Las celdas de Silicio se han fabricado con superficies desde algunos cm² al orden de 100 cm², y montadas en arreglos serie-paralelo sobre un bastidor conforman los denominados Módulos Fotovoltaicos, con voltajes nominales de 6 y 12 Volts principalmente, los que a su vez, en arreglos serie-paralelo conforman los Paneles Fotovoltaicos, de la potencia y voltaje requeridos para la aplicación deseada.

Los requerimientos de pureza y energía utilizada en su producción, han motivado la búsqueda de tecnologías alternativas, a la original de silicio monocristalino, como las de silicio amorfo o de película delgada para reducir costos de fabricación, aunque también se han desarrollado y se sigue experimentando con otros materiales en producción piloto, como:

- Teluro de Cadmio
- Diselenuro de Cobre e Indio
- Cinta de Silicio “String”
- Cinta avanzada de Silicio EFG
- Celdas con concentración solar de Arsenuro de Galio.

1.2 Conversión Fototérmica.

1.2.1 Receptor Central

La central fototérmica de receptor central consiste de un campo de helióstatos que reflejan los rayos solares sobre una “caldera de hogar abierto” en la parte superior de una torre, donde la energía concentrada hace hervir el agua formando vapor sobrecalentado o calienta otro fluido para el transporte de calor, que luego en un intercambiador de calor genera el vapor para accionar las turbinas y los generadores. La tecnología de estas “caldera de hogar abierto” se derivó de la fabricación de las toberas de los grandes motores cohete de combustible líquido de naves espaciales, donde una intrincada red de tubos envolvían a las toberas como su sistema de enfriamiento y precalentamiento del combustible y comburente.

La Comunidad Europea en España, y los Estados Unidos, construyeron unidades piloto para experimentar y desarrollar esta tecnología. Cerca de Barstow, California, se erigió

Solar One, que estuvo en operación de 1982 a 1988, con agua como fluido de trabajo, con el que se tuvieron muchos problemas, optándose por un sistema de sales fundidas como circuito primario, con tanque térmico de almacenamiento y un circuito secundario con agua/vapor para accionar la turbina. Luego de la remodelación se le llamó Solar II, es una planta de 10 MW que serviría para darle energía a 10,000 casas. Consta de 1,926 helióstatos que concentran 800 soles en la caldera en el extremo superior de una torre de 100 m, calentando sales de nitrato a 565°C que se llevan a un tanque térmico. Al circularse por el generador de vapor salen a 285°C y se bombean nuevamente a la torre. La central es capaz de continuar generando hasta tres horas después de que ha oscurecido, gracias al almacenamiento térmico, por lo que se dice que tal central es “despachable”, es decir, puede sujetar su generación eléctrica a un programa preestablecido.

Solar II inicio operaciones el 4 de abril de 1996, inaugurada oficialmente en junio de ese año, estaba previsto que funcione hasta 1999. Uno de los problemas tecnológicos más importante de este tipo de centrales lo constituye la disponibilidad del campo de helióstatos, para 1997 se había logrado una disponibilidad del 95%. Este problema, asociado a garantizar el adecuado seguimiento del sol por cada uno de los casi 2000 helióstatos, para reflejar sus rayos a la caldera en la torre, ha propiciado otro concepto en pruebas en Chipre, donde un campo de helióstatos fijos, formando un gran arco, en la concavidad de una loma con vista al sur, concentran la luz en un punto focal móvil que se desplaza de oeste a este durante el día, a una altura fija sobre el suelo, siguiendo al cual se desplaza la caldera, suspendida del brazo de una grúa. Esta unidad, de 200 kW de potencia, se estima tenga costos nivelados de energía del orden de los 3 cents US\$/kWh.

1.2.2 Canal Parabólico.

Una superficie reflejante formando un canal parabólico concentra la luz en un foco lineal a lo largo del cual se sobrepone un tubo que transporta el fluido el trabajo, pudiendo convertir el calor del sol en electricidad. Debido a la forma parabólica del concentrador lineal, estos pueden concentrar de 30 a 60 veces la radiación sobre el tubo colector. Un aceite sintético que circula por el puede alcanzar temperaturas del orden de 390°C, el que en un intercambiador de calor genera el vapor para accionar las turbinas y accionar un generador eléctrico.

Los sistemas de canal parabólico constituyen actualmente los únicos sistemas comerciales de generación eléctrica con energía solar. Existen en operación en los Estados Unidos, nueve centrales, todas juntas, construidas en el Desierto de Mojave, cerca de Barstow, California. Esas plantas tienen una capacidad combinada de 354 MW y satisfacen el consumo eléctrico del orden de medio millón de personas. Estas plantas están configuradas como sistemas híbridos, teniendo un respaldo con gas natural, para garantizar operación continua aun con días nublados.

Con una década de operación, la experiencia operativa ganada ha permitido bajar los costos nivelados de operación de más de 25 centsUS\$/kWh en 1984, al rango de 10 a 12 cents US\$/kWh en 1998. Durante la temporada de sol, la central opera con una

disponibilidad de 93%, y opera al 100% durante las horas de demanda pico, coincidentes con la mayor insolación.

1.2.3 Plato Parabólico

Un sistema de generación eléctrica solar de plato parabólico, consiste de un concentrador solar cóncavo parabólico (llamado Plato Parabólico) un receptor de cavidad en el foco de reflexión y una máquina térmica Stirling que acciona un generador eléctrico rotatorio o reciprocante integrado al propio motor Stirling. Un sistema de plato parabólico requiere necesariamente de un tipo de montura que permita su orientación continua al sol, como de un sistema de control que lo este verificando continuamente. Dado el actual desarrollo de la tecnología, un sistema de 5 kWe requiere de un reflector parabólico de 5.5 m de diámetro, en tanto que una unidad de 25 kWe necesita uno de 10 m. Los concentradores se han construido de vidrio con capas reflejantes anteriores o posteriores de plata o aluminio. Debido a la alta relación de concentración de un reflector de este tipo y el pequeño tamaño del receptor, los sistemas son eficientes para coleccionar energía solar de muy alta temperatura, por lo que la eficiencia de conversión a electricidad es del orden del 30 %, por encima de cualquier otra tecnología termosolar.

Las unidades disponibles comercialmente están en el rango de 10 a 25 kW, aunque se han construido prototipos de 50 kW y unidades de 3 kW. Esta característica de unidades de baja potencia relativa, los hace al igual que los aerogeneradores, muy adecuados para sistemas de autoabastecimiento, aislado o interconectado, en arreglos modulares que pueden ir creciendo e incluso en configuraciones híbridas eólico-solares.

2. Proyecciones Tecnológicas.

2.1 Sistemas Fotovoltaicos.

2.1.1 Aspectos generales.

La producción y venta de celdas y paneles fotovoltaicos en el mundo, desde 1992 se muestra en siguiente cuadro:

Ventas Mundiales de Sistemas Fotovoltaicos en MW.

Región	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Estados Unidos	18.1	22.44	25.64	34.75	38.85	51.0	53.7
Japón	18.8	16.7	16.5	16.4	21.2	35.0	49.0
Europa	16.4	16.55	21.7	20.1	18.8	30.4	31.0
Resto del Mundo	4.6	4.4	5.6	6.35	9.75	9.4	18.7
Total	57.9	60.9	69.44	77.6	88.60	125.8	157.4

El destino final de la producción de celdas y módulos fotovoltaicos tiene la siguiente distribución por nichos de mercado y proyecciones de ventas al año 2010.

Ventas y Proyecciones por sector de Mercado (MW)

Sector de Mercado	1990	1993	1996	1997	1998	2000	2005	2010
Prod. al Consumidor	16	18	22	26	30	40	70	100
Res. fuera Red EUA	3	5	8	9	10	20	30	50
Rural fuera red	6	8	15	19	24	30	80	200
Comunicaciones/Señ	14	18	23	28	31	30	60	200
FV/Diesel Comercial	7	10	12	16	20	25	60	150
Interconectado	1	2	7	27	36	60	200	700
Centrales Potencia >100 kW	1	2	2	2	2	5	50	300
Total	48	63	89	127	153	210	550	1,700
Precio Medio \$/W	4.5	4	4	4.2	4	3.0	2.0	1.5
Menor Precio \$/W	4	3.5	3	2.75	2.6	2.0	1.75	1.25

2.1.2 Generación Distribuida.

Por generación distribuida entenderemos todas las formas de generación eléctrica fotovoltaica, con excepción de productos al consumidor, referido a calculadores, relojes, juguetes, radios, o cualquier otro tipo de artefacto que incluya celdas solares.

El cuadro anterior muestra que las aplicaciones interconectadas, para autoabastecimiento, en los sectores residencial, comercial e industrial, constituirán sin duda alguna el mercado más importante. El crecimiento normal de la ventas de módulos fotovoltaicos ha sido del orden del 12 al 15 % anual, sin embargo en los últimos dos años, las instalaciones interconectadas han crecido en promedio 33%, esperando alcancen los 700 MW para el 2010. Esto se debe a programas como “El Millón de Techos Solares” recientemente lanzado en los Estados Unidos, que espera alcanzar del orden de 5000 MW equivalentes entre sistemas fotovoltaicos y fototérmicos instalados al año 2010, como los programas semejantes que existen en Alemania, Holanda y Japón, donde durante 1998 se instalaron 9000 sistemas domésticos de 3 kW que sumaron 27 MW.

Según la tendencia de crecimiento indicada, para el año 2010, la producción mundial de módulos fotovoltaicos interconectados sumarán 700 MW, los que habrán acumulado del orden de 3000 MW. Estos sistemas estarán constituidos por dos grandes tipos de módulos fotovoltaicos: Los sistemas para techos y los dedicados a fachadas de edificaciones. En ambos casos el factor determinante será la estética de los sistemas, lo que determinará junto con los mecanismos de financiamiento, la penetración en el mercado residencial y comercial. Por otra parte, el concepto de “Medición neta” u otros mecanismos

de aceptación obligada de la electricidad producida con fuentes renovables, por parte de la empresa eléctrica suministradora, crean el marco legal, normativo, institucional y económico para hacer posible esta forma social de generación agregada en gran escala.

El otro mercado importante lo constituyen las aplicaciones aisladas en comunidades rurales, en comunicaciones y señalización, así como sistemas comerciales híbridos fotovoltaico–diesel, que juntos sumarán una demanda de 550 MW al 2010. El mercado potencial para aplicaciones rurales, descentralizadas, lo conforman 2000 millones de habitantes del planeta que no tienen acceso a las redes de distribución eléctrica convencional, de los cuales se estima que el 10% podrían pagar sus sistemas si dispusieran de un mecanismo de crédito adecuado. Dado el alto costo inicial y bajísimo costo de operación y mantenimiento, el elemento fundamental para su diseminación no es el costo de inversión, ya que de cualquier manera seguiría siendo una de las opciones más baratas, sino el acceso a mecanismos crediticios para financiar el sistema.

2.1.3 Generación Centralizada.

Hace algunos años se consideraba la futura instalación y se realizaron pruebas piloto de Centrales Fotovoltaicas de Potencia, como la San Luis Obispo en California, de 5 MW, donde se probó su funcionamiento interconectada al sistema eléctrico. Una central de esta capacidad, interconectada a líneas primarias de distribución o líneas de subtransmisión, en realidad corresponde a generación distribuida. En la actualidad se ve más lejano el construir grandes centrales fotovoltaicas, cuando lo más racional es generar en el propio sitio de consumo, aprovechando las techumbres disponibles o integrando arquitectónicamente el sistema fotovoltaico a las edificaciones, sean viviendas, edificios públicos, comerciales o de servicios, como el Nuevo Centro de Ferias Comerciales de Munich, en Alemania, que cuenta con 7,812 módulos de 130 Watts, ocupando 7,916 m², proporcionando una potencia pico de 1,016 kW, y suministrando un millón de kWh por año, lo que representa el 4% del consumo anual, pero el 50% de los requerimientos durante los periodos en que no hay exhibiciones.

Como sistemas centralizados de potencia, podremos entender las instalaciones realizadas por las empresas eléctricas en las colas de los ramales de distribución que tienen el efecto de regular voltaje, reducir pérdidas en líneas y mejorar la eficiencia del servicio, mejorando también la facturación. Es únicamente en esta aplicación, donde el costo de la inversión fotovoltaica es sensitiva al precio por Watt en los módulos fotovoltaicos, sin embargo, en los Estados Unidos se han hecho estudios sobre la coincidencia de la aportación eléctrica fotovoltaica con la curva de demanda eléctrica típica diaria, encontrando una amplia región en la parte central del país, el sur de California y occidente de Arizona, donde se tiene una alta compatibilidad, por lo que las instalaciones fotovoltaicas también aportan capacidad, y no solo energía, al sistema eléctrico.

Para el 2010 la producción total de sistemas fotovoltaicos sumará 1,700 MW, equivalentes a instalar anualmente una gran central Nuclear de tres unidades de 560 MW, cuya construcción normalmente dura 15 años.

2.2 Centrales de canal parabólico.

De la experiencia operativa de las centrales de canal parabólico en California, se propone una configuración comercial de Centrales de Ciclo Combinado Asistidas con Energía Solar, denominadas CICOMSOL, donde la etapa de vapor es reforzada con el calor proveniente del campo colector de canal parabólico. Bajo esta configuración, el aporte solar ahorra combustibles, en tanto se solucionan los problemas asociados a la despachabilidad de la energía eléctrica generada. Con el apoyo del Banco Mundial, se apoya la instalación en el norte de México de la primera central de este tipo, cuya evaluación técnico económica dará la pauta al desarrollo comercial de estos sistemas, que deberán ser apoyados con créditos verdes por emisiones evitadas, ya que el campo de colectores le agrega un costo adicional a la central convencional de ciclo combinado.

2.3 Centrales de Receptor Central.

Terminado con 1999 el periodo de pruebas de Solar II, se espera pasar a unidades comerciales de potencia en el rango de 100 a 200 MW. Si bien la tecnología ha demostrado la viabilidad técnica, la viabilidad comercial depende de condiciones de financiamiento y precio de compra de la energía por las empresas distribuidoras. A nivel internacional se requiere aun un gran esfuerzo de legislación, reglamentación y regulación, que permita la internalización de costos en el sector energético, que permitan ubicar en su verdadera posición a las energías renovables en general, en la perspectiva del desarrollo sustentable del sector energético.

2.4 Generación distribuida con platos parabólicos.

La evolución de la tecnología del espejo de plato parabólico ha sido determinante del costo y confiabilidad de estos sistemas. Los espejos de vidrio han sido sustituidos por membranas estiradas sobre bastidores circulares y donde un conjunto de ellos configuran un concentrador parabólico. Esta configuración, con muchas caras reflejantes, llamadas facetas, permite junto con la tecnologías de membranas reducir significativamente el peso del arreglo de la superficie reflejante, así como el arrastre aerodinámico, al permitir el paso del viento entre ellos, todo lo cual incide en menores requerimientos estructurales y menor potencia en el sistema de orientación. Por otro lado el costo de las membranas de plástico como el Mylar es mucho más bajo que el de espejos de vidrio de primera o segunda cara.

Nuevamente, la difusión de estas tecnologías dependerá de la responsabilidad del Estado para crear las condiciones legales, institucionales y financieras, y finalmente de mercado que permita su inclusión masiva en la oferta de generación eléctrica distribuida.

3. Costos

3.1 Sistemas Fotovoltaicos.

Durante 1999 el precio medio por Watt pico (Wp) en módulos fotovoltaicos ha sido de 4US\$, y el rango de precios se han mantenido en el rango de \$3.75 a \$4.15 por casi 10 años aun cuando los costos de fabricación han disminuido 50%, ya que de alguna manera las compañías han mantenido una utilidad bruta del orden de 40%, por lo que las perspectivas de costo y precio se esperan sigan igual, indicándose en la siguiente tabla:

Proyecciones de Costo/Precio de Módulos Fotovoltaicos.

Tipo	Precio 1997	Costo/Precio 2000	Costo/Precio 2010
Silicio Monocristalino	3.90 – 4.25	1.50 / 2.50	1.20 / 2.00
Silicio Policristalino	Igual	Igual	Igual
Cinta de Silicio	“	“	“
Paneles Concentradores (Módulos, seguidor y control)	6.00	“	0.50 / 1.33
Silicio Amorfo	2.50 – 4.50	1.20 / 2.00	0.75 / 1.25
Diselenuro de Cobre e Indio	-----	Igual	Igual
Teluro de Cadmio	-----	“	“
Película de Si en sustrato de Bajo costo	-----	“	“

3.2 Sistemas Fototérmicos.

Conversión Termosolar, costos en 1998 y proyecciones de costo nivelado* al 2000 y 2010 en cents. US\$/kWh

Tipo	Estatus Tecnológico	Capacidad	\$/kW Inversión	cents/kWh O y M	Cents/kWh 2000	Cents/kWh 2010
Receptor Central	Factibilidad Tec. Demos.	30 a 200 MW	\$2,400 a \$2,900	0.7	5.2 a 8.6	3.3 a 5.4
Canal Parabólico	Evolución Comercial	30 a 80 MW	\$2,900	1.0	6.8 a 11.2	6.6 a 9.1
Plato Parabólico	Factibilidad Tec. Inicial	5 a 50 kW	\$2,900	2.0	8.6 a 13.0	4.0 a 6.0

*El rango de costos nivelados se refiere al tipo de Financiamiento, créditos blandos o normales.

DOE. Programa de Concentración de Energía Solar. 1998

4. Alcance Nacional.

4.1 Modalidades de penetración en el Sistema Eléctrico Nacional.

El desarrollo de la generación eléctrica con energía solar, tiene en relación con la generación a partir de energía eólica cierto retraso relativo. Sin embargo, los problemas de fondo para su diseminación masiva son los mismos. La tecnología fotovoltaica será indudablemente la pionera en la penetración, principalmente en aplicaciones aisladas en el medio rural, tanto a nivel doméstico como comunitario, así como en aplicaciones especializadas como comunicaciones, señalización, protección catódica, telemetría, etc.

Los programas de diseminación rural seguirán dependiendo de los fondos disponibles para su financiamiento, así como de la infraestructura de servicios conexos que permitan garantizar la confiabilidad y sustentabilidad de los sistemas con el correr de los años. Más que problemas tecnológicos, las limitaciones provienen de consideraciones sociales en relación a fondos de fomento, empresas suministradoras de bienes y servicios, capacitación de personal y normatividad técnica, como de los instrumentos de vigilancia y coacción para el cumplimiento de las mismas.

El gran mercado de la generación distribuida interconectada, tanto a nivel doméstico como comercial, de servicios e industrial, está condicionado a ampliaciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, que consideren estas opciones de autoabastecimiento parcial o excedentario, con aceptación automática y precios de compra garantizados, al menos por el periodo de amortización de créditos para realizar las inversiones. Por otra parte es indispensable legislar sobre el derecho al Sol, así como de las modalidades de usufructo y concesión a la explotación comercial de la energía solar, y en general respecto de las energías renovables de flujo, incluyendo a las PCH.

4.2 Escenarios de Capacidad Instalada.

Para el año 2010 se considera que las distintas tecnologías de generación eléctrica con energía solar, tendrán una penetración del orden de 1000 MW en todas sus modalidades, dados todos los obstáculos no tecnológicos aun presentes, considerando que será a partir de esa década que se disparará el crecimiento de la penetración de tecnologías solares en la oferta nacional de energía eléctrica.

Bibliografía.

Charles E. Backus. Cap 12 "Fotovoltaic Conversión", Solar Energy Engineering, Academic Press, 1977.

A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology. William B. Stine y Richard B. Diver. Sandia National Laboratories. SAND93-7026 UC-236, 1994.

Renewable Energy World, Vol 2, No. 2 a 6, 1999.

Solar Thermal Electric Program. Sun Lab. U.S. Department of Energy.
Folletos del DOE. Concentrating Solar Program, DOE/GO-10097-xxx, 1998

Paginas en Internet.

www.eren.doe.gov

www.solarex.com

www.grundfos.com

www.stefan.com

www.heliotechnology.com

www.traceengineering.com

www.gpv.co.gellivare.se

www.sollatek.com

www.solarelectrinc.com

www.astropower.com

www.saftware.com

www.sepco-solarlighting.com