



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

División de Ciencias e Ingeniería

**Estimación de la producción de hidrógeno en base
a energías renovables. El caso de Chetumal y
Cancún**

TESIS RECEPCIONAL

Para obtener el Grado de

Ingeniero en Sistemas de Energía

PRESENTA

IRVING UBALDO TZEC QUIÑONES

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSE YSMAEL VERDE GOMEZ

Chetumal, Quintana Roo, Septiembre 2010



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
División de Ciencias e Ingeniería

Tesis elaborada bajo la supervisión del Comité de Asesoría y aprobada como requisito parcial, para obtener el grado de:

INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ

Director: Dr. Ysmael Verde Gómez

Asesor: M.E.S. Roberto Acosta Olea

Asesor: Dr. Joel Omar Yam Gamboa

Chetumal, Quintana Roo, Septiembre de 2010

RESUMEN

En el siguiente trabajo se llevo a cabo un estudio del comportamiento de sistemas de producción eléctrica solar-eólico en las ciudades de Chetumal y Cancún, en el estado de Quintana Roo. Estos sistemas están configurados para la producción exclusiva de hidrógeno vía electrólisis, a través de un electrolizador tipo PEM, el cual es alimentado por turbinas eólicas y/o módulos fotovoltaicos. Los sistemas son totalmente autónomos, es decir, desconectados de la red eléctrica.

Se estudió la cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador conectado directamente a la fuente de alimentación eléctrica, en su caso los módulos fotovoltaicos, aerogeneradores o ambos. Bajo estas condiciones los sistemas se dimensionan para cubrir una demanda especificada de hidrógeno, que debe ser suministrada de manera puntual, con cierto grado de tolerancia por las condiciones variables de la producción eléctrica. Se buscó la configuración óptima para satisfacer una demanda pequeña y otra mediana.

Primeramente se hizo la estimación del recurso eólico y solar existente en las ciudades de Chetumal y Cancún. Posteriormente se investigó acerca de los equipos y la tecnología disponible en la actualidad, especificaciones técnicas, tiempo de vida, precios etc.

Por último, se llevó a cabo un análisis técnico y económico de las diferentes configuraciones posibles de los sistemas y se eligió el óptimo en cada caso, aquel que satisfaga los requerimientos al menor precio.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a mi familia, por ser el principal soporte de mi vida, un tesoro invaluable sin el cual este proyecto no habría sido posible. A mi madre, Teresita, por todo su cariño, apoyo y comprensión aun en los momentos más difíciles. Nunca podré agradecerle lo suficiente por todo lo que me ha dado. Esto es para ti mamá.

A mis hermanos, Rita, Sergio, Teresita y Rosita, con ellos crecí y me forme. Somos un equipo en el que cada integrante se preocupa por el bienestar de los demás. Cada cual con su carácter y su camino, pero siempre estaremos ahí, siempre seremos hermanos.

Desde luego le agradezco al resto de mi familia, a mis tías Rosi , Flori y a mi abuelita Rita (q.e.p.d), por todas sus atenciones y dedicación para conmigo desde mi infancia, a mi sobrinita Camila, por ser una bendición y una alegría en nuestra vida, y a Don Vadi, por su paciencia y apoyo desinteresado.

A Erika, por tener esa capacidad para entenderme, motivarme e impulsarme en todo momento, gracias por estar presente en las alegrías y en las dificultades, se que siempre puedo contar contigo.

Mis sinceros agradecimientos a mi director de tesis, Dr. José Ysmael Verde Gómez, por todo su tiempo y valiosa guía para llevar este trabajo a buen puerto, y por darme la oportunidad de aprender nuevas cosas y permitirme vislumbrar nuevos horizontes en mi vida profesional.

A mis asesores y profesores, M.E.S. Roberto Acosta Olea y Dr. Joel Omar Yam Gamboa, por su compartir sus conocimientos conmigo y encargarse de que mi vida en la Universidad fuera más fácil y amena, no sólo durante la realización de este trabajo sino a lo largo de toda la carrera, además de mis maestros los considero mis amigos.

A mis amigos y compañeros en la Universidad, Gener, Sergio y Paul Góngora, tuve la suerte de coincidir con ustedes en las aulas y compartir grandes momentos, pachangas, tareas, desvelos, juegos, filosofía y tantas cosas de las que conservo un grato recuerdo.

No me olvido de Paul May, Omar, Juan, Fernando, Pedro, Luis, Joaquín, Alberto, Daniel y Gabriel, entre todos nos encargamos de hacer el estudio divertido.

Un especial agradecimiento a todos mis profesores de la carrera, todos y cada uno de ellos contribuyó a mi formación con sus enseñanzas y experiencia.

Quiero agradecer a la División de Ciencias e Ingeniería por el apoyo otorgado para la impresión y encuadernación de mi tesis. La División siempre estuvo presente con la mayor disposición para ayudarme en cualquier situación académica que lo ameritara.

Deseo agradecer igualmente al Fondo Mixto CONACYT- Gobierno del Estado de Quintana Roo, por el apoyo financiero otorgado para la realización de este trabajo, bajo el proyecto QROO-2005-C01-18975.

A AQUELLO que esta mas allá de nuestra comprensión, pero que llena el Universo y podemos percibir en TODO, por el privilegio de la existencia.

CONTENIDO

1.- INTRODUCCION.....	1
2.- MARCO DE REFERENCIA	2
2.1.- Situación Energética Mundial	2
2.2.- Cambio Climático	3
2.3.- Las energías renovables	4
2.3.1.- Energía Eólica	6
2.3.2.- Energía solar.....	7
2.4.- Situación Energética en México	8
2.4.1.- Energía Solar	8
2.4.2.- Energía Eólica	10
2.5.- El hidrógeno como vector energético.....	11
2.6.- Propiedades del Hidrógeno.....	13
2.7.- La economía del hidrógeno.....	13
2.8.- Métodos de Producción.....	15
2.8.1.- Métodos térmicos.....	15
2.8.1.1.- Reformado de gas natural.....	15
2.8.1.2.- Oxidación parcial.....	16
2.8.1.3.- Gasificación de la biomasa.....	16
2.8.1.4.- Reformado de biocombustibles líquidos	17
2.8.1.5.- Hidrólisis termoquímica del agua a altas temperaturas.....	18
2.8.2.- Métodos Fotolíticos	18
2.8.2.1.-Separación Fotoelectroquímica del Agua	18
2.8.2.2.-Separación Fotobiológica del Agua.....	18
2.8.3.- Métodos Electrolíticos	19
2.8.3.1.-Electrólisis	19
2.9.- Electrólisis con Fuentes Alternas de Energía	20
2.9.1.- La generación distribuida Solar-Eólica-Hidrógeno	21
2.9.2.- Panorama Actual.....	22
3.- OBJETIVOS.....	26
4.-ESTIMACION DEL RECURSO RENOVABLE	27
4.1.-Recurso solar.....	27

4.1.1.- Mediciones de radiación solar en México	30
4.1.2.- Datos de irradiancia solar para México	31
4.1.3.- Datos de irradiancia solar para Quintana Roo	34
4.2.- Recurso eólico	38
4.2.1.- Mediciones del potencial eólico en México.....	38
4.2.2.- Mediciones del potencial eólico en Quintana Roo	40
4.2.3.- Origen de los datos utilizados	41
4.2.3.1.- Chetumal.....	41
4.2.3.2.- Cancún	44
4.2.4.- Windographer	46
4.3.- Caracterización del Viento	47
4.3.1.- Chetumal.....	47
4.3.2.- Cancún.....	47
4.3.3.- Velocidad promedio	47
4.3.4.- Energía y potencia del viento.....	49
4.3.5.- Variación del viento con la altura	53
4.3.6.- Dirección del viento	55
4.3.6.1.- Frecuencia del viento en Chetumal	56
4.3.6.2.- Densidad de potencia por dirección en Chetumal.....	56
4.3.6.3.- Frecuencia del viento en Cancún	58
4.3.6.4.- Densidad de potencia por dirección en Cancún	58
4.3.7.- Distribución de Weibull.....	59
5.-CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA	61
5.1.- HOMER.....	61
5.2.- Configuración del sistema.....	62
5.3.- Consideraciones económicas	64
5.4.- Recurso renovable	64
5.4.1.- Recurso solar.....	64
5.4.2.- Recurso eólico	65
5.5.- Demanda de hidrógeno	66
5.5.- Equipo propuesto para el sistema.	68
5.5.1.- Electrolizador	68
5.5.2.- Aerogeneradores	71
5.5.3.- Arreglo fotovoltaico	74
5.5.4.- Convertidor de potencia	75

5.5.5.- Baterías	75
5.5.6.- Tanque de hidrógeno.....	77
6.- RESULTADOS Y DISCUSION.....	79
6.1.- Caso I: Demanda de hidrógeno 1.25 kg/día (456kg/año)	79
6.1.1.- Chetumal.....	80
6.1.2.- Cancún.....	82
6.2.- Caso II: Demanda de hidrógeno 24.2 kg/día (8830 kg/año)	83
6.2.1.- Chetumal.....	84
6.2.2.- Cancún.....	85
6.3.- Mejores opciones encontradas para cada ciudad de acuerdo a la demanda	87
6.3.1.- Demanda 1.25 kg/día, Chetumal	87
6.3.2.- Demanda 1.25 kg/día, Cancún	89
6.3.3.- Demanda 24.2 kg/día, Chetumal	91
6.3.4.- Demanda 24.2 kg/día, Cancún	92
6.4.- Diferencias entre Chetumal y Cancún.....	95
6.4.1.- Diferencias en la producción eoloeléctrica.....	96
6.4.2.- Diferencias en la producción total	97
6.5.- Exceso de electricidad.....	101
6.6.- Efecto del desarrollo tecnológico en el costo del hidrógeno.....	104
7.- CONCLUSIONES.....	107
8.- REFERENCIAS	111

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Gráfica de la producción mundial total de energía primaria por fuente durante el 2006 [1].....	2
Figura 2.2. Grafica del aumento de los precios del petróleo 1986-2008 [1].	3
Figura 2.3. Variación de la temperatura global y de la concentración de dióxido de carbono presente en el aire en los últimos 1000 años. [4] [5] [6].	4
Figura 2.4. Capacidad de generación total instalada por turbinas eólicas entre los años 1997-2007 [7]	6
Figura 4.1. Fotografía de 2 piranómetros; a) simple; b) con banda sombreadora. [36]	29
Figura 4.2. Fotografía de un pirheliómetro montado en un sistema electromecánico de seguimiento. [36]	29
Figura 4.3. Isolíneas de insolación promedio anual para México. [40]	33
Figura 4.4. Mapa de insolación promedio anual para México, en kWh/m ² /día, periodo 1983-2005. [45]	34
Figura 4.5. Fotografía de la estación meteorológica de la Universidad de Quintana Roo ..	42
Figura 4.6. Velocidades promedio mensuales de las estaciones de la UQROO y Emas	43
Figura 4.7. Fotografía de la Emas Cancún	45
Figura 4.8. Velocidades promedio mensuales en Chetumal, Quintana Roo	48
Figura 4.9. Velocidades promedio mensuales en Cancún, Quintana Roo.....	49
Figura 4.10. Densidad de potencia a 50 metros para; a) Chetumal; b) Cancún	52
Figura 4.11. Curva de variación del viento con la altura; a) Chetumal; b) Cancún	55
Figura 4.12. Distribución de frecuencia de la dirección del viento para Chetumal	56
Figura 4.13. Densidad de potencia por sector para Chetumal	57
Figura 4.14. Distribución de frecuencia de la dirección del viento para Cancún.....	58
Figura 4.15. Densidad de potencia por sector para Cancún	59
Figura 4.16. Función de densidad de probabilidad de Weibull a 50 metros; a) Chetumal; b) Cancún	60
Figura 5.1. Configuración del sistema; a) Aerogenerador y Electrolizador en CA;	63
b) Aerogenerador y Electrolizador en CD	63
Figura 5.2. Radiación global; a) Chetumal; b) Cancún	65
Figura 5.3. Perfil diario de la demanda de hidrógeno; a) 1.25 kg/día; b) 24.2 kg/día.....	67
Figura 5.4. Curva de potencia del aerogenerador Jacobs 23-10.....	72
Figura 5.5. Curva de potencia del aerogenerador SW Whisper 500	72
Figura 5.6. Curva de potencia del aerogenerador Enercon E33	73
Figura 5.7. Curva de potencia del aerogenerador Furhlander FL100.....	74
Figura 5.8. Curvas de vida útil de las baterías Surrete 6CS25	76
Figura 5.9. Curvas de vida útil de las baterías Trojan T-105	77
Figura 5.10. Grafica del incremento en el precio del tanque de acuerdo a la presión [80].	78
Figura 6.1. Configuración de los sistemas para el Caso I; a) Turbinas y electrolizador en CD; b) Turbinas y electrolizador en CA.....	79
Figura 6.2. Configuración de los sistemas para el caso 2, turbinas y electrolizador en CA; a) Enercon E33; b) Furhlander FL100.....	83
Figura 6.3. Sistema óptimo para Chetumal, proporción de costos por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 20%	88

Figura 6.4. Sistema óptimo para Cancún, proporción de costos por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 30%.....	90
Figura 6.5. Sistema óptimo para Chetumal, proporción de costos por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%	92
Figura 6.6. Sistema óptimo para Cancún, proporción de costos por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%.....	94
Figura 6.7. Producción eléctrica de un aerogenerador SW Whisper 500 durante un año completo; a) Chetumal; b) Cancún	97
Figura 6.8. Producción eólica y fotovoltaica;.....	98
Figura 6.9. Proporción de costos por componente; a) Sistema 1, Chetumal; b) Sistema 2, Cancún	99
Figura 6.10. Exceso de electricidad y consumo del electrolizador para los sistemas óptimos, demanda 1.25 kg/día;	101
Figura 6.11. Exceso de electricidad y consumo del electrolizador para los sistemas óptimos, demanda 24.2 kg/día;	102
Figura 6.12. Exceso de electricidad en función del PMDNC permitido para los 4 sistemas óptimos.	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Propiedades del hidrógeno [21].....	13
Tabla 4.1. Valores de insolación promedio diaria mensual para Chetumal, Quintana Roo. Periodo 2000-2007 [47].....	37
Tabla 4.2. Valores de insolación promedio diaria mensual para Cancún, Quintana Roo. Periodo 2000-2007 [47].....	37
Tabla 4.3. Especificaciones y alturas de los sensores de la estación meteorológica de la UQROO.....	42
Tabla 4.4. Especificaciones y alturas de los sensores de la Emas Cancún.....	46
Tabla 4.5. Valores de rugosidad para diferentes superficies [58].....	54
Tabla 6.1. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina SW Wishper 500; Demanda 1.25 kg/día; Chetumal (Precios en USD).....	80
Tabla 6.2. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Jacobs 23-10; Demanda 1.25 kg/día; Chetumal (Precios en USD).....	81
Tabla 6.3. Configuraciones óptimas para un PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina SW Wishper 500; Demanda 1.25 kg/día; Cancún (Precios en USD).....	82
Tabla 6.4. Configuraciones óptimas para un PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Jacobs 23-10; Demanda 1.25 kg/día; Cancún (Precios en USD).....	82
Tabla 6.5. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Furhlander FL100; Demanda 24.2 kg/día; Chetumal (Precios en USD).....	84
Tabla 6.6. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Enercon E33; Demanda 24.2 kg/día; Chetumal (Precios en USD).....	85
Tabla 6.7. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Furhlander FL100; Demanda 24.2 kg/día; Cancún (Precios en USD).....	86
Tabla 6.8. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Enercon E33; Demanda 24.2 kg/día; Cancún (Precios en USD).....	86
Tabla 6.9. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal; Demanda 1.25kg/día.(Precios en USD).....	87
Tabla 6.10. Sistema óptimo para Chetumal, costo neto presente total por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 20% (Precios en USD).....	88
Tabla 6.11. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Cancún; Demanda 1.25kg/día	89
Tabla 6.12. Sistema óptimo para Cancún, costo neto presente total por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 30% (Precios en USD).....	89
Tabla 6.13. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal; Demanda 24.2 kg/día.....	91
Tabla 6.14. Sistema óptimo para Chetumal, costo neto presente total por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%.....	91
Tabla 6.15. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Cancún; Demanda 24.2 kg/día.....	92
Tabla 6.16. Sistema óptimo para Cancún, costo neto presente total por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20% (Precios en USD).....	93
Tabla 6.17. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal y Cancún; Demanda 1.25 kg/día.....	95
Tabla 6.18. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal y Cancún; Demanda 24.2 kg/día.....	95

Tabla 6.19. Porcentaje del costo del electrolizador respecto al costo neto total para los 4 sistemas óptimos, por demanda y ciudad	105
Tabla 6.20. Variación del costo neto presente y costo del hidrógeno de acuerdo al precio del electrolizador; Demanda 1.25 kg/día.....	106
Tabla 6.21. Variación del costo neto presente y costo del hidrógeno de acuerdo al precio del electrolizador; Demanda 24.2 kg/día.....	106

CAPITULO I

1.- INTRODUCCION

Actualmente, la mayor parte de la energía que se utiliza en el mundo es generada a partir de combustibles fósiles, tales como el carbón, los derivados del petróleo y otros similares. Sin embargo, su utilización masiva ha provocado daños al medio ambiente, principalmente al aire, ya que el principal proceso de transformación de estos combustibles en energía es la combustión, por lo cual se liberan a la atmosfera grandes cantidades de CO₂, principal causante del efecto invernadero.

Una opción a los combustibles fósiles es la utilización de fuentes de energía renovables, tales como la energía solar y eólica, las cuales tienen la ventaja de ser limpias e inagotables. Sin embargo, tienen la desventaja de ser muy intermitentes en su producción eléctrica, y los métodos de almacenamiento de la misma en baterías son caros y poco prácticos por el gran espacio que requieren.

En este sentido, el hidrógeno se perfila como el combustible del futuro, ya que puede ser usado en gran cantidad de aplicaciones, tanto móviles como estacionarias, puede ser almacenado y sólo produce agua y calor como subproducto en su utilización.

Sin embargo, el hidrógeno, al igual que la electricidad, es un vector energético, por lo que debe ser extraído de diversas fuentes, tales como el agua y los hidrocarburos, para lo cual se requiere energía.

Una manera prometedora de producir hidrógeno de manera limpia es a través de la electrolisis, en la cual se utiliza una corriente eléctrica para separar las moléculas de agua en sus componentes básicos, hidrógeno y oxígeno. La electricidad utilizada para romper las moléculas puede provenir de energías renovables, en este caso electricidad fotovoltaica y eólica. De esta manera no se generan contaminantes durante el proceso de producción.

CAPITULO II

2.- MARCO DE REFERENCIA

2.1.- Situación Energética Mundial

El mundo moderno requiere energía para funcionar a múltiples niveles. Uno de los principales retos a los que se enfrenta la sociedad contemporánea es la producción de energía limpia que satisfaga sus requerimientos.

Los métodos actuales de producción de energía están basados principalmente en combustibles fósiles, que además de ser limitados, son altamente contaminantes en sus procesos de transformación. En la figura 2.1 se muestran los porcentajes con que cada fuente contribuye a la producción total de energía en la actualidad [1].

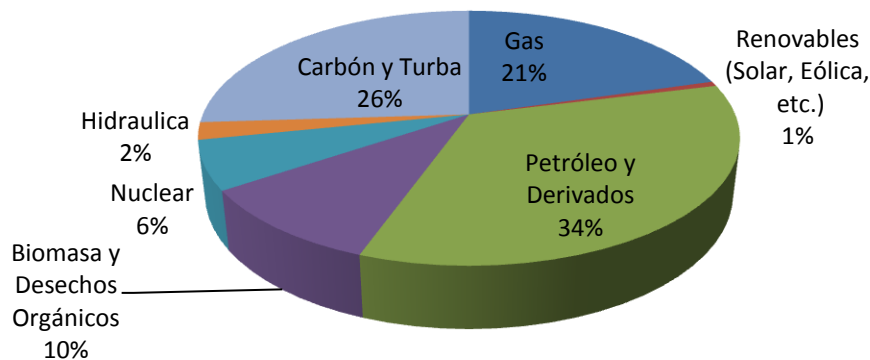


Figura 2.1. Gráfica de la producción mundial total de energía primaria por fuente durante el 2006 [1]

Hoy en día nos encontramos ante la posibilidad real de que la disponibilidad de hidrocarburos se reduzca drásticamente en las próximas décadas. Diversos estudios señalan que las reservas mundiales de crudo se agotarían antes del año 2045 al ritmo de consumo actual [2]. Sin embargo, esto podría ocurrir antes debido al creciente aumento en el consumo de petróleo y sus derivados, cuya principal razón es el rápido crecimiento

económico de países como China e India, que demandan un suministro cada vez mayor de petrolíferos para mantener a su industria en creciente expansión.

Por otro lado, el 30% de la producción actual de crudo se concentra en oriente medio y el 56% de las reservas probadas se encuentra en esta misma región [3], la cual históricamente ha sido una zona de grandes conflictos políticos y religiosos. Este hecho, aunado a la creciente demanda de petrolíferos y su agotamiento progresivo han mantenido los precios del petróleo en constante aumento desde el año 2000, como se aprecia en la figura 2.2 [1].

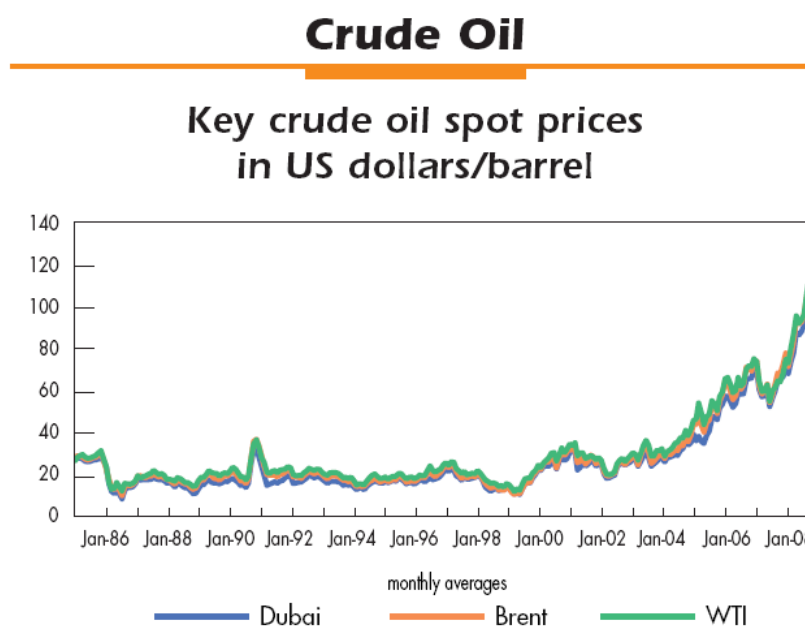


Figura 2.2. Grafica del aumento de los precios del petróleo 1986-2008 [1].

2.2.- Cambio Climático

Desde la década de los 70's, el mundo ha puesto su atención en el calentamiento gradual del planeta, ocasionado por un aumento en la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera, debido principalmente a la actividad humana.

El cambio climático ha comenzado a manifestarse por condiciones de frío o calor muy extremas, lluvias más intensas de lo normal o fuera de temporada, sequias prolongadas, huracanes más numerosos y destructivos, deshielo de casquetes polares, entre otros

efectos. Lo anterior se debe sobre todo a las emisiones de dióxido y monóxido de carbono (CO_2 y CO) a la atmosfera (Ver Figura 2.3), causado por la obtención de energía primaria mediante la combustión de petrolíferos y combustibles fósiles en general.

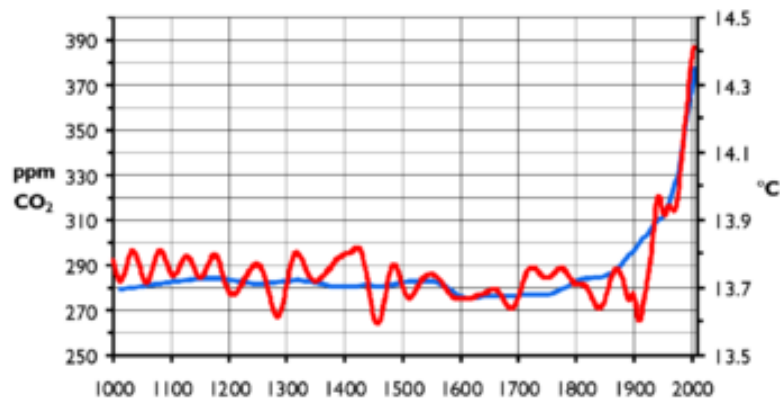


Figura 2.3. Variación de la temperatura global y de la concentración de dióxido de carbono presente en el aire en los últimos 1000 años. [4] [5] [6].

Estos factores han propiciado un gran interés en las energías renovables en todas sus formas, ya que representan una alternativa amigable con el medio ambiente.

2.3.- Las energías renovables

Se conocen con el nombre de *energías renovables* a aquellas que por su naturaleza pueden considerarse como inagotables ó a aquellas en las que su tasa de recuperación es mayor a su tasa de consumo.

De manera general, las energías renovables se clasifican de la siguiente manera:

a) **Energía Solar:** Aprovecha la energía contenida en la radiación solar. Esta a su vez puede ser convertida en electricidad a través de celdas fotovoltaicas, o transformarse en calor por medio de colectores solares, para luego utilizar directamente este calor, o para producir vapor y generar electricidad.

b) **Energía Eólica:** Es la energía contenida en el viento en movimiento. La energía cinética del viento mueve una turbina, con lo cual se produce directamente energía mecánica, que puede aprovecharse como tal, o convertirse en electricidad por medio de un generador.

c) Energía Geotérmica: Es aquella que aprovecha el calor del interior de la Tierra para producir energía. Parte de este calor llega a la superficie, provocando que en ciertos lugares las aguas subterráneas alcancen temperaturas de ebullición y, el vapor resultante puede ser utilizado para calefacción ó para generar electricidad por medio de turbinas.

d) Energía Hidráulica: Es la energía cinética y potencial contenida en las masas de agua en movimiento, como los ríos, ó en saltos a desnivel como en las presas. La fuerza del agua mueve unas ruedas hidráulicas ó turbinas que a su vez, generan electricidad acopladas a una flecha que hace funcionar un generador eléctrico.

e) Biomasa: Se refiere a la energía del Sol convertida en materia orgánica por los vegetales en la fotosíntesis. Esta energía puede ser recuperada por combustión directa o mediante la transformación de la biomasa en otros combustibles. Los métodos para la conversión de la biomasa en energía pueden ser termoquímicos, como la combustión y la pirólisis, o biológicos como la fermentación alcohólica y la digestión anaerobia.

Entre las principales ventajas de las energías renovables está el hecho de que pueden ser utilizadas durante cientos o miles de años sin que se acaben, ya sea porque se regeneran y son muy abundantes, como la biomasa y la energía hidráulica, o bien porque la fuente principal de energía puede considerarse como inagotable, como es el caso del Sol y el viento.

Además, en la utilización de estas formas de energía se generan muy pocos o nulos agentes contaminantes, entre ellos el CO₂, por lo que usándolas con responsabilidad y un mínimo de cuidados tienen la cualidad de no afectar de manera significativa al medio ambiente. Pese a esto, las energías renovables actualmente no tienen una gran participación en la producción energética mundial, debido a que el costo de la energía producida con fuentes renovables es mayor al costo de la energía producida con combustibles fósiles y además en muchos de los casos requieren de tecnología avanzada que aún está en desarrollo.

Sin embargo, ante la evidencia del cambio climático y la realidad de que los combustibles fósiles son limitados, muchos países han comenzado a implementar políticas que permitan una utilización cada vez mayor de este tipo de energías.

Entre las energías renovables, la energía solar y la energía eólica son las que han tenido una mayor difusión y crecimiento, tanto por su potencial de aprovechamiento como por el hecho de que utilizan fuentes de energía gratuita, además de que cubren amplios espacios geográficos, por lo que pueden ser explotadas en muchos lugares del planeta.

2.3.1.- Energía Eólica

La energía eólica ha demostrado ser una de las fuentes de energía alternativas más prometedora, ya que su uso se ha extendido por todo el mundo en los últimos años.

La producción de electricidad por medio de turbinas eólicas es la tecnología renovable de mayor crecimiento, para mediados del 2002 se tenían instalados 31 000 MW en todo el mundo, cifra que para diciembre de 2007 paso a 93 800, aumentando la capacidad de generación instalada en poco más de 300% en cinco años, como lo ilustra figura 2.4 [7].

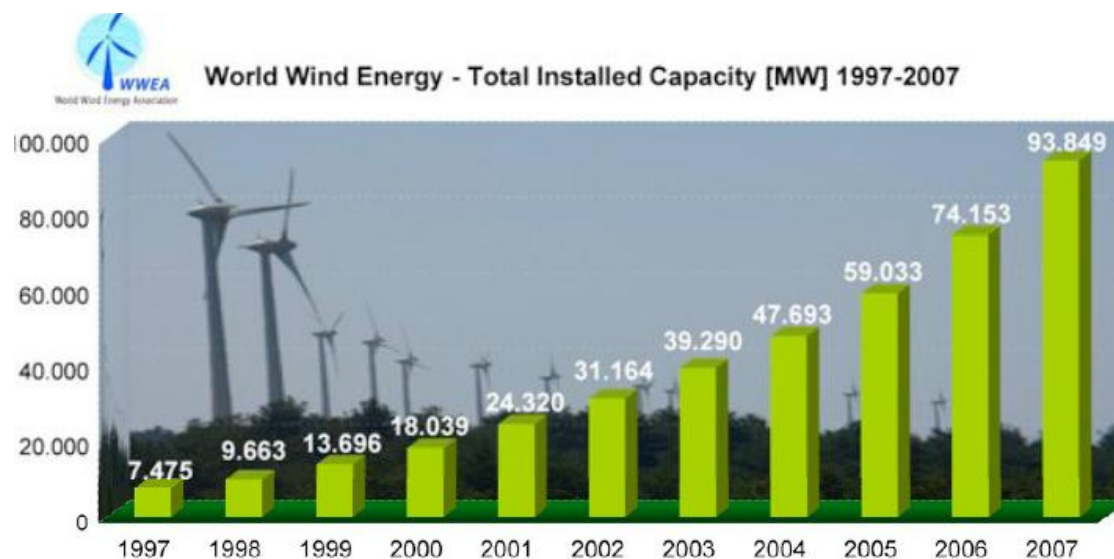


Figura 2.4. Capacidad de generación total instalada por turbinas eólicas entre los años 1997-2007 [7]

Este aumento en la capacidad instalada puede deberse a que los costos asociados a la generación de electricidad por medio de aerogeneradores han disminuido considerablemente, debido a varios factores:

- 1.- La capacidad tecnológica para fabricar turbinas eólicas de mayor tamaño, ya que una torre más alta y un área de las aspas mayor, aunado a un rotor más grande, aumentan la potencia y la productividad de la turbina. El tamaño promedio de las turbinas instaladas en el mundo paso de 200 kW en 1990 a 1.5 MW en 2002 [8], y para 2005 ya existían en el mercado turbinas de entre 2 y 3 MW [9].
- 2.- Mejores técnicas de manufactura en los componentes de las turbinas, empleando las ventajas de las últimas herramientas en ingeniería y aplicando nuevos conceptos de diseño.
- 3.- La instalación y puesta en marcha de granjas eólicas de gran capacidad de generación, reduciendo considerablemente los costos de operación y mantenimiento. En el año 2002 una planta de generación eólica de 3 MW producía electricidad a \$0.059 USD/kW, mientras que en otro proyecto de 51 MW el costo de esta era de \$0.036 USD/kW, con el mismo tamaño de turbinas y la misma velocidad de viento en ambos casos [10].

Diversos estudios muestran que actualmente el precio de la generación de electricidad con turbinas eólicas se encuentra en un rango de 4 a 10 centavos de dólar por kWh producido, dependiendo de las condiciones de viento del sitio y el tamaño del proyecto. A este precio, ésta electricidad es competitiva con la generada por medio de combustibles fósiles, con la ventaja de que su precio disminuye constantemente y la fuente para producirla es inagotable.

2.3.2.- Energía solar

La energía solar es prácticamente infinita y el combustible, la radiación solar, gratuita. Sin embargo, tiene en contra su baja densidad energética, por lo que se requiere cubrir grandes aéreas para su aprovechamiento y, la desventaja de la naturaleza intermitente del recurso solar.

La energía solar fotovoltaica se encuentra en constante expansión, principalmente en países de Europa, como Alemania, España e Italia, así como en Estados Unidos y Japón. Las ventas de sistemas basados en celdas fotovoltaicas a nivel mundial se han mantenido en crecimiento a una tasa media anual superior al 35% desde 1998. La capacidad total

instalada de los sistemas fotovoltaicos en el mundo paso de 1,200 MW a finales del año 2000 a 9,200 MW en 2007 [11].

Los costos de inversión y generación de los sistemas solares fotovoltaicos varían significativamente, ya que dependen de varios factores como el recurso solar del sitio y el estado de desarrollo de esta tecnología en el país o región donde se quiera implementar. Sin embargo, la tendencia mundial es la disminución de estos costos, como ejemplo, en 1998 los costos de instalación en Estados Unidos se encontraban alrededor de \$10.5 dólares por Watt, pasando a \$7.60 dólares en promedio en 2007 [12]. En Europa, los costos típicos aproximados en 2008 fueron de entre \$5.6 y \$8.4 dólares por Watt instalado para sistemas conectados a la red, [13]. Diversas fuentes señalan que en general, los costos actuales de sistemas fotovoltaicos se encuentran en un rango de entre \$5000-1000 dólares por kW instalado y entre \$0.25-0.6 dólares por kWh generado. Se tienen expectativas de que estos precios bajen hasta 1,500 dólares por kW instalado y entre 0.10-0.15 dólares por kWh producido para el 2020 [9].

2.4.- Situación Energética en México

México sigue dependiendo muy marcadamente de los derivados del petróleo para generar energía. La producción de energía primaria es mayoritariamente por medio de hidrocarburos, con el 90% del total en 2006, de los cuales el 70% los constituye el petróleo crudo, y el 20% gas natural [14]. Sin embargo, aunque México es un país petrolero, al ritmo actual de explotación se estima que de acuerdo a las reservas probadas el petróleo podría acabarse para el año 2014 [15].

Esta situación muestra la necesidad de que el país implemente programas para desarrollar las energías alternativas, ya que es imperativo buscar opciones que permitan una mayor diversificación en la producción de energía e iniciar la transición entre el predominio de los hidrocarburos hacia las fuentes renovables.

2.4.1.- Energía Solar

De 1993 a 2003, la capacidad instalada en México de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 7 a 15 MW, generando más de 8,000 MWh/año para electrificación rural,

bombeo de agua y refrigeración. Para sistemas termosolares, al 2003 se tenían instalados más de 570 mil metros cuadrados de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 18,841 kJ/m² por día, generando más de 270 Gigajoules para calentar agua [9]. En 2007 la capacidad total de sistemas fotovoltaicos se estimaba en 18.5 MW, generando aproximadamente 0.032 TJ/año, mientras que el área de calentadores planos instalados llegó al millón de metros cuadrados [16].

Los sistemas fotovoltaicos son actualmente viables para sitios alejados de la red eléctrica y aplicable en electrificación y telefonía rural, bombeo de agua para la ganadería y en pequeñas aplicaciones móviles como en radios, calculadoras, juguetes, etc. En México, durante la vigencia del programa *solidaridad* se instalaron cerca de 40,000 sistemas fotovoltaicos para dotar de electricidad a comunidades alejadas de la red eléctrica, contando con la participación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los gobiernos estatales y municipales. Por otro lado, ha cobrado auge el uso de colectores solares planos para el calentamiento de agua en hoteles y albercas, principalmente en los estados del sur y centro del país.

Recientemente se han hecho reformas al marco regulatorio de el sector energía en el país para permitir que pequeños sistemas fotovoltaicos autónomos puedan conectarse a la red eléctrica, con la posibilidad de vender el excedente a la Comisión Federal de Electricidad, lo que ha propiciado que aumente considerablemente el interés en invertir en sistemas de este tipo. La Secretaría de Energía ha puesto en marcha el “Proyecto de Servicios Integrales de Energía para Pequeñas Comunidades Rurales en el Sureste de México”, con el cual se dotara de electricidad a 50 000 viviendas en zonas de menor índice de desarrollo humano en los Estados de Chiapas, Guerrero, Oaxaca y Veracruz, para lo cual se utilizaran fuentes renovables de energía como la fotovoltaica y eólica [16].

En México, la investigación y desarrollo de tecnología para aplicaciones de energía solar es aún incipiente. El Instituto Politécnico Nacional (IPN) ha construido celdas y módulos fotovoltaicos, pero solamente a nivel demostrativo, y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) lleva a cabo investigación en el área de películas delgadas [17]. Sin embargo, cada vez son más las Universidades y Centros de Investigación en el país que ofrecen carreras y estudios de especialización en el área de la energía solar.

Los costos de la electricidad fotovoltaica en México se encuentran en un rango de 0.26 y 0.36 USD/kWh para sistemas conectados a la red eléctrica, y entre 0.4 y 0.6 USD/kWh para sistemas autónomos [16]. La electricidad producida por medio de sistemas de concentración solar cuesta entre 0.12 y 0.18 USD/kWh [16].

2.4.2.- Energía Eólica

La producción de electricidad vía turbinas eólicas en México ha crecido significativamente en los últimos años siguiendo la tendencia mundial del sector. Sin embargo, el porcentaje de su participación en el total de generación eléctrica nacional aún no es significativa. En el 2006 la generación de electricidad eólica fue de 45 GWh, lo que representa un crecimiento de 750% con respecto al 2004, pero que sólo representa el 0.1% del total de electricidad generada. [14,18]. La capacidad instalada aumento de 3 MW en el 2004 a cerca de 83 MW en 2006, gracias a la entrada en operación de la central eólica La Venta II en el estado de Oaxaca [18]. En el 2009 se tenían instalados en el país 170 MW de capacidad; 85 MW en los proyectos la Venta I y II, 80 MW en el proyecto de autoabastecimiento Parques Ecológicos de México, en el estado de Oaxaca, 0.6 MW en una turbina en guerrero negro, Baja California Sur, 2 MW en pequeños aerogeneradores aislados de la red y 3 MW en pequeñas aerobombas. Actualmente se encuentran en desarrollo los proyectos la Venta III y Oaxaca I, cada uno con una capacidad de 101.5 MW, y otros tres proyectos operados por la CFE con una capacidad total de 304 MW se espera entren en operación en un lapso menor a 5 años [16].

En base a los estudios hechos para estimar el potencial eólico del país, algunas proyecciones indican que es posible cubrir el 10% de la demanda de generación eléctrica con energía eólica. [19].

Los costos de generación de electricidad por turbinas eólicas se encuentra alrededor de 0.05 USD/kW en el mundo, dependiendo del recurso eólico y el tamaño del proyecto [16]. En México, estudios hechos en El Cardón, Baja California Sur, indican que es posible producir electricidad por turbinas eólicas con costos entre 0.045 y 0.62 USD/kW [19]. Estudios más recientes realizados por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID por sus siglas en ingles), acerca de la central eólica La Ventosa, proyecto en construcción en el estado de Oaxaca, indican que este costo puede

ser aproximadamente de 0.035 USD/kW [20]. El precio de la electricidad eólica puede ser un poco más barata o más cara, dependiendo de los factores mencionados.

Uno de los principales inconvenientes de las energías renovables, específicamente de la energía solar y la eólica, es su naturaleza intermitente, ya que solamente pueden ser aprovechadas durante el tiempo en que el recurso este presente. Es decir, en tanto sople el viento y halla sol. En la actualidad, la forma más común de solucionar este problema es el uso de baterías para almacenar la energía excedente generada cuando la abundancia del recurso renovable lo permita, para posteriormente ser utilizada en los periodos en los cuales no exista producción o ésta sea muy baja. Sin embargo, la utilización de baterías solamente es viable en sistemas estacionarios, ya que son equipos voluminosos y pesados que además requieren de constante mantenimiento para funcionar correctamente. Una de las alternativas más prometedoras en los últimos años es el uso de hidrógeno como medio de almacenamiento de energía, por su capacidad de adaptarse a aplicaciones móviles, y por ser un combustible limpio y no contaminante.

2.5.- El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno es el elemento más abundante en la naturaleza, ya que constituye aproximadamente el 75% de la materia presente en el universo. Las estrellas, los planetas gaseosos y las nebulosas están formadas casi exclusivamente de hidrógeno. Sin embargo, rara vez se le encuentra de manera pura en la tierra, ya que normalmente está ligado a otras moléculas formando compuestos, como la materia orgánica, los hidrocarburos y el agua. Por tanto, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, sino un vector energético, es decir, un medio de transmisión de la energía, como la electricidad, ya que al igual que esta debe ser producido en primer lugar a partir de los compuestos que lo contienen para luego utilizar su energía almacenada.

El gas natural, los materiales orgánicos como la celulosa, hidrocarburos como el carbón, y por supuesto el agua, contienen gran cantidad de hidrógeno y, los métodos para extraerlo dependerán de la materia prima utilizada. Estos métodos pueden ser térmicos, electrolíticos o fotolíticos. De acuerdo al método utilizado, pueden o no generarse gases contaminantes durante el proceso de producción.

El gran interés actual en el hidrógeno se debe principalmente a que es un combustible limpio, cuyo subproducto en su utilización es generalmente agua, calor y energía. El hidrógeno puede quemarse en maquinas de combustión interna, sin embargo en este proceso pueden producirse óxidos de nitrógeno (NOx).

Otra alternativa, y la más prometedora para el futuro es el uso del hidrógeno en celdas de combustible. Una celda de combustible es un dispositivo que mediante un proceso electrolítico transforma directamente la energía química de un combustible en energía eléctrica, sin procesos adicionales de por medio. Las celdas de combustible funcionan como las baterías, sin embargo estas últimas tienen un tiempo de vida muy limitado, ya que al consumir la energía almacenada en sus químicos se vuelven inservibles. Las celdas de combustible, en cambio, pueden funcionar durante lapsos de tiempo más largos, en tanto se les suministre continuamente de combustible, típicamente hidrógeno. Las celdas de combustible consisten en dos electrodos, separadas por un electrolito. El hidrógeno se suministra en el ánodo, que contiene un catalizador que separa las moléculas de hidrógeno y ioniza los átomos formando electrones y protones.

Los electrones son colectados por un circuito eléctrico produciendo potencia eléctrica. Los protones pasan por el electrolito, combinándose con el oxígeno, que se suministra en el cátodo, formando agua y calor como residuo. Existen varios tipos de electrolito utilizados en las celdas de combustible, del cual dependerá su potencia, condiciones de operación y aplicaciones finales, las cuales pueden ser la generación de potencia estacionaria, el suministro de energía a dispositivos portátiles como computadoras personales, celulares, y en el autotransporte.

Entre las principales ventajas del uso del hidrógeno como vector energético están:

- Puede ser extraído de diversas fuentes, incluido el agua, que es un recurso muy abundante en la tierra.
- La energía utilizada en su producción puede provenir de varias fuentes (energías renovables, combustibles fósiles y energía nuclear)
- Es compatible con tecnologías como celdas de combustible, maquinas de combustión interna y turbomotores.
- Puede almacenarse, lo que lo hace especialmente atractivo para aplicaciones móviles.

- Puede ser utilizado en todos los sectores de la economía, transportación, generación de potencia y en la industria.

2.6.- Propiedades del Hidrógeno

Tabla 2.1. Propiedades del hidrógeno [21]

Símbolo químico	H
Valencia	S ¹
Peso atómico	1.0079
Volumen molar mls	28.6
Densidad	0,0899 kg/Nm ³ (gas) 0,0708 kg/l (liquido)
Punto de fusión °K	13 957 °K a 54mm de Hg
Punto de ebullición °K	20.39
Poder calorífico inferior MJ/kg	120
Poder calorífico superior MJ/kg	141,86
Capacidad calorífica específica J/(kg.°K)	Cp=14,199 Cv=10,074
Calor vaporización kJ mol ⁻¹	0.903
Potencial ionización eV	13.54
Energía de hidratación H ⁺ cal mol ⁻¹	269
Energía de enlace H-H Kcal mol ⁻¹	104.2
Radio covalente (en H ₂)	0.3707
Electroafinidad eV	0.715
Radio iónico H ⁻ X (en LiH)	1.36
Electronegatividad (P)	2.1

La tabla 2.1 muestra las propiedades químicas y físicas del hidrógeno, el cual es el elemento químico más simple. Está formado por un núcleo de carga positiva y un electrón. En condiciones normales de presión y temperatura es un gas incoloro, inodoro e insípido, y altamente inflamable. Un kg de hidrógeno contiene aproximadamente la misma energía que 2.78 kg de gasolina, o 3.78 litros de la misma, y entre 2.54 y 3.14 kg de gas natural. En presencia de oxígeno puede convertirse en agua, liberando calor y trabajo útil, por lo que es especialmente atractivo para utilizarse como combustible.

2.7.- La economía del hidrógeno

Actualmente la utilización del hidrógeno como combustible se limita a proyectos demostrativos y prototipos experimentales, principalmente a desarrollos de carros que

funcionen con hidrógeno por parte de varias compañías automotrices como Ford, GM, Toyota, etc. Sin embargo, ante la creciente evidencia de la gravedad de la contaminación ambiental y la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, varios países han implementado programas destinados a la investigación y desarrollo de tecnología para aprovechar el potencial del hidrógeno, con miras a su utilización masiva en un futuro cercano.

Se le conoce como economía del hidrógeno a un sistema que utilice el hidrógeno como medio de transporte de energía, dentro de un ciclo energético que abarque la producción, transportación, almacenamiento, conversión y uso final del mismo. La implantación de una economía del hidrógeno, por otra parte, es congruente con la tendencia histórica de utilizar fuentes de energía que produzcan cada vez menos dióxido de carbono como subproducto. A través del tiempo, el hombre ha utilizado progresivamente la madera, el carbón, el petróleo y recientemente el gas natural como fuentes primarias de energía, generando cada fuente menos CO₂ que la anterior.

En este sentido, el hidrógeno puede ser el próximo paso, ya que sus procesos de producción y transformación generan pocas ó nulas emisiones de CO₂.

Se prevé que en el futuro el hidrógeno sea utilizado como vector energético en tres principales aplicaciones:

a).-En dispositivos portátiles, por medio de celdas de combustible para proporcionar la energía necesaria para hacer funcionar celulares, computadoras y diversos aparatos electrónicos como juegos de video, cámaras, entre otros.

b).-Para generación de potencia estacionaria, que incluye plantas de potencia para villas y pueblos, estaciones de telecomunicaciones, etc. Puede ser quemado mezclado con gas natural en turbinas y máquinas reciprocantes para proveer de electricidad y calor a edificios, oficinas y fábricas [22], ó utilizarse en celdas de combustible para suministrar energía a las casas-habitación.

c).-Tal vez la aplicación más importante del hidrógeno será como combustible en automóviles y transporte público. Para 2007, las emisiones de CO₂ de los actuales motores de combustión a gasolina ó diesel usados en el autotransporte representaron un

23% del total de CO₂ vertido a la atmosfera [23]. Gran parte de los esfuerzos actuales relacionados con el hidrógeno se centran en la investigación y desarrollo de carros que funcionen con hidrógeno, y en esta carrera participan tanto el sector público de varios gobiernos como el sector privado, a través de los principales fabricantes de automóviles.

Los carros de hidrógeno pueden funcionar principalmente con dos tecnologías de conversión: por medio de motores de combustión interna, adaptados para ser alimentados con hidrógeno; por medio de celdas de combustible o bien, una combinación de ambos, los llamados carros híbridos. Como se mencionó anteriormente, la combustión directa del hidrógeno produce agua y algunos óxidos de nitrógeno, mientras las celdas de combustible sólo generan agua y calor como subproducto.

Pese a las ventajas evidentes que la economía del hidrógeno traería consigo, para la implantación de la misma se requieren superar varias barreras tanto económicas como tecnológicas. Estas barreras abarcan a todos los sectores de la economía del hidrógeno, desde la producción, desarrollo de infraestructura, transportación, almacenamiento, sistemas de conversión y aplicaciones finales.

2.8.- Métodos de Producción

Una de las áreas más importantes para favorecer a la economía del hidrógeno es la dedicada a la producción del mismo. En la actualidad existen varias técnicas de producción, algunas de estas son tecnologías maduras que se utilizan ampliamente y otras todavía están en proceso de desarrollo y experimentación.

2.8.1.- Métodos térmicos

2.8.1.1.- Reformado de gas natural

El gas natural contiene metano, que puede ser usado para producir hidrógeno por medio de procesos térmicos, como el reformado de vapor de gas metano y la oxidación parcial.

El reformado de vapor de gas metano es un proceso catalítico que consiste en hacer reaccionar el gas natural (u otros hidrocarburos ligeros) con vapor a presiones de entre 3-

25 bar para producir una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Luego, se hacen reaccionar el monóxido de carbono y el vapor para producir dióxido de carbono y más hidrógeno. Por último, el dióxido de carbono y otras impurezas son removidas quedando prácticamente hidrógeno puro. La materia prima más utilizada es el gas natural, pero pueden ser utilizados otros combustibles como etanol, propano o incluso gasolina.

Actualmente ésta técnica es la manera más barata y común de producir hidrógeno, con costos de producción en un rango aproximado de entre 2-3.6 USD/kg en grandes centrales, hasta más de 6 USD/kg en plantas pequeñas [24] [25]. Las diferencias en los costos de deben principalmente a la volatilidad en los precios del gas natural, que es la fuente primaria mas importante en este método.

2.8.1.2.- Oxidación parcial

En la oxidación parcial, el metano y otros hidrocarburos presentes en el gas natural reaccionan con cierta cantidad de oxígeno, que no es suficiente para llevar a cabo la oxidación completa de los hidrocarburos en dióxido de carbono y agua. Como resultado, la reacción forma principalmente hidrógeno y monóxido de carbono, y pequeñas cantidades de dióxido de carbono y otros compuestos. Posteriormente, el monóxido de carbono reacciona con el agua para formar dióxido de carbono y más hidrógeno. La oxidación parcial produce menos hidrógeno por unidad de materia prima suministrada que el reformado de gas metano.

Las técnicas descritas son tecnologías maduras utilizadas extensamente en la actualidad. Se espera que en el corto plazo el reformado de gas natural sea la opción más viable para producir hidrógeno en gran escala para su uso en automóviles. [26]. La desventaja de este método es que genera dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero como subproducto.

2.8.1.3.- Gasificación de la biomasa

La gasificación es un proceso termoquímico que puede separar casi cualquier compuesto que contiene carbón en sus elementos constituyentes. El carbón vegetal es la materia

prima principal en este método. Sin embargo, también puede utilizarse la biomasa ó una combinación de ambos. El hidrógeno se produce haciendo reaccionar la materia prima con oxígeno y vapor a altas temperaturas y presiones para formar gas de síntesis, una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno principalmente. Luego se remueven las impurezas del gas de síntesis, y el monóxido de carbono de la mezcla se hace reaccionar con vapor para obtener más hidrógeno y dióxido de carbono.

El hidrógeno se separa de la mezcla y el dióxido de carbono puede ser recolectado y secuestrado, de tal manera que las emisiones de este gas sean muy pequeñas. Con este método puede producirse hidrógeno a bajo costo, en centrales grandes y medianas, para lo cual se están investigando nuevas técnicas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono remanente. Estimaciones recientes indican que el costo del hidrógeno producido con este método está entre 4.2-4.9 USD/kg [27]. Se espera que la gasificación sea utilizada ampliamente para la producción de hidrógeno a mediano y largo plazo.

2.8.1.4.- Reformado de biocombustibles líquidos

La biomasa puede convertirse en combustibles líquidos como el etanol y el biodiesel, para después ser transformada en hidrógeno por medio de un proceso de reformado similar al utilizado en el gas natural. Estos biocombustibles pueden ser producidos en grandes centrales cercanas a los lugares de concentración de biomasa, contando de esta forma con los beneficios de la economía de escala, y reduciendo los costos de transportación de los desechos orgánicos sólidos.

La utilización de la biomasa tiene la ventaja de que recicla el dióxido de carbono, debido a que en su proceso natural de vida y crecimiento las plantas consumen este gas, por lo cual se considera que en sus procesos de transformación en hidrógeno el balance de CO₂ producido es de casi cero emisiones. Los costos de producción en 2006 fueron estimados en \$4.40 USD/kg (teórico), utilizando etanol como materia prima, con una meta para el 2017 de menos de \$3.00 USD/kg [28]. Se espera que esta técnica pueda ser utilizada en el mediano plazo, con el etanol como principal materia prima.

2.8.1.5.- Hidrólisis termoquímica del agua a altas temperaturas

El calor a temperaturas entre 500-2000°C puede desencadenar reacciones químicas que produzcan hidrógeno. La hidrólisis termoquímica solamente utiliza agua, calor y ciertos químicos que son reciclados. El calor puede provenir de distintas fuentes, de las cuales se espera que la energía nuclear y la energía solar concentrada sean las más importantes en el futuro. En la actualidad, esta técnica todavía se encuentra en las primeras fases de investigación y desarrollo. Sin embargo, al producir solamente oxígeno e hidrógeno y poder utilizar energía solar como fuente de calor, potencialmente puede convertirse en un método de producción masiva de hidrógeno en el largo plazo. Se prevé que el costo de producción este cerca de \$6.0 USD/kg para el 2012 y de \$3.0 USD/kg para 2017, utilizando grandes sistemas de concentración solar [28].

2.8.2.- Métodos Fotolíticos

2.8.2.1.-Separación Fotoelectroquímica del Agua

En este proceso, el hidrógeno es producido directamente a partir del agua utilizando luz solar y semiconductores especializados. El principio de funcionamiento es similar a las celdas fotovoltaicas, ya que en ambos casos se utiliza un material semiconductor para coleccionar los fotones de la luz solar. En la separación electroquímica, en lugar de producir electrones el semiconductor usa la energía del sol para disociar directamente la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno. Este es un proceso limpio que no genera gases contaminantes, pero al igual que la hidrólisis aun esta en desarrollo, pero se espera que en el largo plazo sea un método importante de producción en plantas grandes y medianas.

2.8.2.2.-Separación Fotobiológica del Agua

Este método utiliza microorganismos como algas verdes o ciertas bacterias y la luz solar para producir hidrógeno. De la misma manera que las plantas producen oxígeno durante la fotosíntesis, estos microorganismos producen hidrógeno como subproducto durante sus procesos metabólicos. La desventaja de este método es que el hidrógeno es producido muy lentamente y se necesitan grandes cantidades de microorganismos para tener una

producción comercialmente adecuada. La investigación se centra en el mejoramiento genético de estos microorganismos para aumentar su capacidad de generación de hidrógeno, así como en la búsqueda de otros con características similares. Con el desarrollo tecnológico apropiado, esta tecnología puede ser una opción viable en el largo plazo.

2.8.3.- Métodos Electrolíticos

2.8.3.1.-Electrólisis

La electrólisis es un proceso por el cual se utiliza una corriente eléctrica para separar las moléculas de agua en sus componentes básicos, hidrógeno y oxígeno. Sólo utiliza agua como materia prima, y el hidrógeno producido es de alta pureza. Esta reacción se lleva a cabo en unidades llamadas electrolizadores, que al igual que las celdas de combustible, consisten básicamente en un ánodo y un cátodo separados por un electrolito. Existen dos principales tipos de electrolizadores comercialmente disponibles en la actualidad y, la diferencia entre ellos radica en el tipo de electrolito utilizado:

Los Electrolizadores Alcalinos funcionan con un electrolito líquido, que generalmente es una solución acuosa de hidróxido de potasio, hidróxido de sodio o cloruro de sodio.

El agua reacciona en el ánodo formando oxígeno e iones positivos de hidrógeno (protones). Los electrones sueltos se hacen circular por un circuito externo, y el electrolito permite el movimiento de los protones hacia el cátodo, en donde se combinan para formar el hidrógeno. De acuerdo al acomodo de los electrodos los electrolizadores alcalinos pueden ser de placas unipolares o bipolares. Han estado en el mercado por muchos años y son una tecnología probada.

En los Electrolizadores tipo PEM (Proton Exchange Membrane), una membrana polimérica sólida cumple la función de electrolito y, su funcionamiento es muy similar a los electrolizadores alcalinos. Operan a temperaturas menores en comparación a estos últimos, típicamente entre 80-100°C y, tienen la ventaja de poder mantener una presión diferencial entre el ánodo y el cátodo, permitiendo de esta forma tener una presión relativamente elevada en el hidrógeno a la salida, con lo que pueden reducirse ó eliminarse las etapas de compresión para su almacenamiento.

Los electrolizadores PEM son una tecnología relativamente reciente y, aunque ya se encuentran unidades disponibles comercialmente, su costo aún es elevado en comparación con los alcalinos. Se espera que el mejoramiento en su diseño y el desarrollo de nuevos materiales, principalmente en la membrana separadora y los electrodos pueda disminuir sus costos sensiblemente en los próximos años, para hacerlos económicamente competitivos.

Una de las ventajas de la electrólisis es que es un método que puede ser implementado en cualquier lugar en donde exista agua e infraestructura eléctrica, en virtud del diseño modular de los electrolizadores.

Por otro lado, durante el proceso de electrólisis solamente se producen oxígeno e hidrógeno. Sin embargo, las emisiones totales del sistema dependerán de la fuente de electricidad utilizada. Si ésta se toma de la red eléctrica, deberán tomarse en cuenta las emisiones de gases producidas en la generación de esta electricidad. Una de las opciones más atractivas es el uso de energías renovables para alimentar el electrolizador, produciendo hidrógeno de manera limpia y amigable con el medio ambiente.

2.9.- Electrólisis con Fuentes Alternas de Energía

Por su naturaleza, la electrolisis puede adaptarse a diversos tipos de tecnologías de generación eléctrica renovable, como la energía solar fotovoltaica, la energía eólica por medio de aerogeneradores y la energía nuclear. Así, al provenir la electricidad de fuentes no contaminantes, el ciclo de producción de hidrógeno puede considerarse libre de emisiones.

La idea de producir hidrógeno por electrólisis usando energías renovables fue expuesta desde 1923 por John B.S. Haldane, quien propuso que la electricidad requerida para el proceso proviniera de turbinas eólicas. En 1930, Hermann Honnef conceptualizó la utilización de turbinas eólicas de grandes dimensiones para los mismos propósitos. Cabe destacar que en la década de los 70s, a raíz de la crisis del petróleo cobró auge el interés por las energías renovables y, aparecieron otras ideas para producir hidrógeno con turbinas eólicas. William Heronemus por su parte, propuso la utilización de turbinas del orden de megawatts instaladas mar adentro para la electrólisis del agua de mar. Sistemas

pequeños para aplicaciones residenciales fueron ya propuestos desde 2001 por L.W. Zelbey.

Por la misma época, impulsados por las nuevas tecnologías solares algunos investigadores como J. Bockris, K. Cox y J. Hanson estudiaron la posibilidad de producir hidrógeno por electrólisis utilizando la electricidad fotovoltaica [29].

Una de las principales barreras para el desarrollo de la economía basada en el hidrógeno es la falta de infraestructura necesaria. El desarrollo de esta infraestructura requerirá enormes cantidades de recursos, tanto económicos como humanos y, es una tarea que requiere llevarse a cabo por etapas. Por otro lado, la aceptación en el mercado de este sistema es un proceso gradual, que involucra aspectos como la información al público y la generación de códigos y estándares para la industria.

Una parte muy importante de la infraestructura requerida es aquella relacionada con el almacenamiento y distribución del hidrógeno desde el lugar en que es producido hasta el usuario final. Esto abarca redes de tuberías de transportación, construcción de estaciones de combustible, dispositivos de almacenamiento, entre otros. En la actualidad la infraestructura necesaria para la distribución es muy escasa y, debido a esto uno de los primeros pasos contemplados para comenzar con el uso masivo del hidrógeno es la generación distribuida.

2.9.1.- La generación distribuida Solar-Eólica-Hidrógeno

En la generación distribuida el hidrógeno se produce en el lugar donde se utilizará, o cerca de este, de manera que la transportación no sea un problema. La producción de hidrógeno es pequeña, pero se pueden formar redes de distribución locales entre varias estaciones de producción. Probablemente la principal aplicación del hidrógeno en el futuro sea como combustible en los automóviles, ya sea que estos funcionen con máquinas de combustión interna por hidrógeno, con celdas de combustible o ambos. La generación distribuida se adapta a este escenario, en el cual el hidrógeno puede ser producido en las mismas estaciones de combustible ó en pequeños parques y, se espera que los sistemas de electrólisis que funcionen con energías renovables tengan una importante participación en esta forma de producción [22].

Bajo este contexto, la energía solar y eólica se muestran como una opción muy atractiva para la producción de hidrógeno vía electrólisis, ya que las turbinas eólicas y los paneles, al igual que los electrolizadores, son equipos modulares que pueden ser instalados fácilmente donde halla el recurso disponible.

2.9.2.- Panorama Actual.

La posibilidad de producir hidrógeno por electrólisis con electricidad fotovoltaica y con aerogeneradores está siendo estudiada con detalle por varias instituciones gubernamentales de países desarrollados, especialmente en Estados Unidos y la Unión Europea. Por su parte, el departamento de energía (DOE por sus siglas en inglés) en Estados Unidos, tiene el programa de hidrógeno más importante a nivel mundial y, realiza investigación multidisciplinaria en todos los campos relacionados con el hidrógeno, incluyendo la producción del mismo con fuentes renovables a través del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL por sus siglas en inglés).

En el 2005 J.I. Levene y colaboradores llevaron a cabo un estudio acerca del potencial de producción de hidrógeno con energía solar y eólica en los Estados Unidos [30]. Dicho estudio incluye una estimación de los recursos de sol y viento en ese país y, toma en cuenta tanto electrolizadores tipo PEM como Alcalinos. Para estimar los costos de producción y las necesidades energéticas que deben cubrirse, los autores analizaron las variaciones en el costo del hidrógeno utilizando precios de la electricidad comerciales para determinar cuánto debe de costar esta electricidad proveniente de fuentes renovables, para que la producción de hidrógeno sea económicamente viable.

Igualmente, la autora realizó un análisis de la producción de hidrógeno utilizando únicamente electricidad proveniente de granjas eólicas, considerando dos configuraciones diferentes: Un sistema desconectado de la red y, un sistema conectado en el cual solamente el excedente eléctrico es vendido, ya que no se compra electricidad. En ambos sistemas, la electricidad utilizada para producir el hidrógeno proviene únicamente de los aerogeneradores. Este análisis considera el caso de un sistema de producción centralizado de al menos 50,000 kg/día de hidrógeno [30] [31].

El NREL, en colaboración con Xcel Energy, ha desarrollado e instalado un sistema demostrativo de producción de hidrógeno que funciona con paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, que ha resultado un éxito produciendo hidrógeno únicamente con energías renovables [32][33]. Este proyecto se denomina Wind2H2 (Wind to Hydrogen) y, entre sus objetivos se encuentran; el estudio del comportamiento del sistema bajo diversas condiciones de operación, con vistas a mejorar la eficiencia, tanto en la parte de la producción como en el almacenamiento y la generación eléctrica posterior: El desarrollo de electrónica de potencia para la integración de los diversos componentes involucrados: Investigar la manera de optimizar la transferencia de energía de los paneles y las turbinas hacia los electrolizadores, y el análisis de los costos de producción, para implementar estrategias que permitan disminuirlos.

El proyecto incluye 2 electrolizadores PEM de 7 kW, 1 electrolizador alcalino de 40 kW, un compresor de 2.2 kW, un generador de combustión por hidrógeno de 50 kW, un arreglo fotovoltaico de 10 kW, dos turbinas eólicas de 10 y 100 kW, tanques de almacenamiento, convertidores CA/CD y CD/CD y una pequeña estación de abastecimiento de hidrógeno para vehículos. El sistema funciona con diversas configuraciones para analizar el comportamiento del mismo en cada una de ellas [32] [33].

El DOE respalda otros proyectos demostrativos relacionados a la electrolisis renovable; Un ejemplo de ello es el servicio público de Arizona, que en colaboración con Global Research (GE) construyen un parque para producir hidrógeno con electrólisis a partir de energía solar y eólica para abastecer automóviles [34]; un proyecto similar está siendo desarrollado por el Instituto de Energía Natural de Hawai, incluyendo energía geotérmica y, por DTE Energy, junto con Daimler Chrysler y BP America, en el cual se incluye energía solar, eólica y biomasa [34].

Sunline Services Group y el departamento de manejo de calidad del aire de la costa sur, ubicado en California, elaboran un sistema autónomo de hidrógeno con electricidad fotovoltaica, para alimentar una estación de combustible pública [34]. Ford motor Company y BP America por su parte, desarrollan un sistema de electrólisis con paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas para abastecer de hidrógeno a una estación de combustible en Orlando, Florida [34].

Por otro lado, están en marcha proyectos que implican un desarrollo tecnológico de los electrolizadores para adaptarlos a fuentes renovables, tal es el caso de Giner Electrochemical Systems y Proton Energy Systems, que investigan electrolizadores tipo PEM para acoplarlos a paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas, respectivamente [34]. Avalance desarrolla electrolizadores de alta presión diseñados para utilizarse con electricidad fotovoltaica y, proyectos de la Universidad de Toledo, de la Universidad de Nevada en las Vegas y Evermont están encaminados en el mismo sentido [34].

En lo que respecta a la Unión Europea, cuenta con varios proyectos demostrativos, en diversas regiones. Entre los sistemas que producen hidrógeno con energía eólica se encuentran el proyecto Utsira, ubicado en la isla del mismo nombre, producto de la colaboración de Norsk Hydro y Enercon [35]; el proyecto RES2H2, que incluye el análisis de un sistema de producción de hidrógeno en 2 lugares, en las Islas Canarias, en España y, en Ática, Grecia. El núcleo del sistema se compone de un aerogenerador Enercon E40 de 500 kW y un electrolizador alcalino de 25 kW [35]; el proyecto ENEA, cuyo sistema consiste en una turbina de 5.2 kW y un electrolizador alcalino de 2.5 kW, construido para investigar el comportamiento del electrolizador ante grandes fluctuaciones en la producción eléctrica de la turbina, así como para servir de guía en el diseño de sistemas de producción de hidrógeno con aerogeneradores menores a 10 kW [35]; y el proyecto PURE, que al igual que el anterior es un pequeño sistema autónomo, realizado para demostrar como la energía eólica y el hidrógeno pueden combinarse para proveer de energía a una alejada villa rural-industrial. El sistema cuenta con 2 aerogeneradores de 15 kW y un electrolizador de 15 kW [35].

Otros proyectos producen hidrógeno únicamente con energía solar fotovoltaica, tal es el caso de los proyectos FIRST, SAPHYS, y PVFSYS todos ellos pequeños sistemas demostrativos con arreglos fotovoltaicos menores a 10 kW [35]; el proyecto PHOEBUS, que pretende dotar de electricidad a una biblioteca y, que consta de un arreglo FV de 43 kW, dos electrolizadores, de 26 y 5 kW, respaldo de baterías y una celda de combustible alcalina de 6.5 kW [35].

La comisión Europea también ha apoyado proyectos en escalas mayores, como el proyecto SWB, uno de los mayores en su género y que consta de un arreglo fotovoltaico de 370 kW, dos electrolizadores alcalinos de baja presión, de 111 y 100 kW y uno de alta

presión de 100 kW. El proyecto pretende investigar el comportamiento de un sistema fotovoltaico de producción de hidrógeno en grandes escalas, así como de sus equipos asociados, tales como los compresores, equipos auxiliares como ventiladores, desmineralizadores de agua, líneas de fluidos, adaptadores de potencia, etc. [35]

CAPITULO III

3.- OBJETIVOS

Este trabajo tiene como objetivo principal estimar la cantidad de hidrógeno que puede producirse en las ciudades de Chetumal y Cancún, así como su costo asociado, utilizando para este propósito únicamente energía solar fotovoltaica y eólica. Para llevar a cabo esta estimación se diseñaron sistemas que satisfagan dos demandas de hidrógeno preestablecidas. Por tanto, se plantean los siguientes objetivos:

- 1.- Investigar, documentar y caracterizar el recurso eólico y el recurso solar en las ciudades de Cancún y Chetumal.
- 2.- Determinar las características de los equipos a utilizar para la producción de hidrógeno usando energía solar y energía eólica.
- 3.- Determinar los diseños óptimos para la producción de hidrógeno con las restricciones impuestas.
- 4.- Calcular la cantidad de hidrógeno producido y su costo por kg, usando el recurso renovable de las ciudades de Chetumal y Cancún.

CAPITULO IV

4.-ESTIMACION DEL RECURSO RENOVABLE

4.1.-Recurso solar

La evaluación del recurso solar es muy importante para cualquier proyecto que implique energía solar fotovoltaica. Por recurso solar se entiende la determinación de la cantidad de energía solar disponible para cualquier aplicación. De preferencia la cuantificación del recurso solar ha de hacerse por medio de mediciones, aunque también hay otras maneras de estimarla, por ejemplo mediante el análisis vía satélite de los patrones de nubosidad dominantes en una zona durante un tiempo determinado, ya que los efectos de la atmósfera influyen en gran medida en la intensidad de la radiación solar.

La radiación solar usualmente se divide en dos componentes: *La radiación solar directa*, que es aquella que llega a la tierra en línea recta, atenuada solamente por las condiciones atmosféricas, y la *radiación difusa*, que es aquella que ha sido dispersada por los componentes de la atmosfera, de manera que llega a la tierra desde diferentes puntos de la bóveda celeste. Por último tenemos la *radiación global*, que es la suma de las dos anteriores.

Dependiendo de la aplicación, los componentes usados por las diferentes tecnologías que aprovechan la radiación solar pueden ser distintos. Así, los colectores planos y paneles fotovoltaicos pueden aprovechar tanto la radiación solar directa como la difusa, mientras que los sistemas de concentración, tipo plato parabólico, canal parabólico ó torre central prácticamente solo aprovechan la radiación solar directa.

El parámetro básico usualmente utilizado para la estimación del recurso solar es la radiación solar global, que incide sobre la superficie terrestre en forma horizontal, en términos de su densidad de flujo energético ó irradiancia y, que tiene unidades de Watts por cada metro cuadrado (W/m^2).

Se conoce como insolación a la irradiancia acumulada sobre la superficie en la unidad de tiempo. Si se expresa el tiempo en horas, entonces las unidades para la insolación serán W-h/m^2 . Generalmente, la insolación se maneja como la cantidad de energía acumulada durante un periodo de tiempo, ya sean días, meses ó años. De esta manera, la insolación de un sitio determinado expresado como un promedio diario, semanal, mensual ó anual, será propiamente el recurso solar de dicho sitio.

Para fines prácticos y de diseño de sistemas solares, se utiliza el concepto de hora pico. Una hora pico se define como la cantidad de insolación recibida durante una hora por un captador horizontal a una irradiancia solar de 1000 W/m^2 , por lo tanto, una hora pico es igual a 1000 W-h/m^2 .

Para conocer las horas pico de un lugar determinado, basta con dividir el valor de su insolación diaria entre 1000 W/m^2 , lo que equivale a conocer el número de horas en las cuales el captador ha estado recibiendo el valor pico de la irradiancia.

El instrumento más utilizado para cuantificar el recurso solar es el piranómetro, que mide la irradiancia global (directa y difusa). Unas placas pintadas de blanco y negro funcionan como sensores. Estas se calientan de manera desigual y, esta diferencia, que es función de la irradiancia solar, se mide por medio de termopares. Para evitar que las placas se enfríen por el aire y aislarlas de las condiciones ambientales se cubren con una cúpula transparente de vidrio o cuarzo. Si se quiere medir la radiación solar difusa, se coloca una banda opaca a la luz solar sobre el piranómetro, de tal manera que proyecta una sombra sobre este, eliminando la componente directa, como se muestra en la Figura 4.1.



a)



b)

Figura 4.1. Fotografía de 2 piranómetros; a) simple; b) con banda sombreadora. [36]

Para la medición de la radiación solar directa se utiliza el pirheliómetro, como el que se observa en la Figura 4.2, en donde una placa negra funciona como sensor. Al medir temperatura por medio de termopares se puede obtener el valor de la radiación solar. Esta placa se monta dentro de un tubo, en el fondo y, en el otro extremo se tiene una apertura con un cono de aceptación que solo permite la entrada de radiación que sea paralela a las paredes del tubo. El instrumento se tiene que orientar continuamente hacia el sol, por lo que se hace necesario un sistema electromecánico de seguimiento, como se muestra en la Figura 4.2, o mecánico, tal como un mecanismo de relojería.



Figura 4.2. Fotografía de un pirheliómetro montado en un sistema electromecánico de seguimiento. [36]

4.1.1.- Mediciones de radiación solar en México

Las mediciones de radiación solar en México datan de 1911, iniciadas por el doctor Ladislao Gorski, hechas hasta 1917 [37]. Posteriormente el Servicio Meteorológico Mexicano lleva a cabo mediciones en el observatorio de Tacubaya, de 1923 a 1928. Se utilizó un pirheliómetro de compensación eléctrica. Fue hasta el año de 1957 que se retoma esta tarea, cuando el Instituto de Ciencia Aplicada y Geofísica de la UNAM instaló 5 estaciones solarimétricas en diversos puntos del país, en Ciudad Universitaria, D.F., en Altomoni, Edo. de México, San Cristóbal de las Casas en Chiapas, Veracruz, Veracruz y Chihuahua, Chihuahua.

En 1974, el Instituto de Ingeniería de la UNAM puso en funcionamiento cuatro estaciones. Sin embargo, los datos obtenidos no fueron de la mejor calidad. Por tal motivo, las estaciones dejaron de funcionar en 1983 [38].

Algunas dependencias gubernamentales han instalado estaciones meteorológicas en diversos puntos del país, algunas de las cuales contaban con un sensor de radiación solar. No obstante, la información recabada es muy dispersa y en muchos casos no se le ha dado seguimiento a los proyectos durante un periodo de tiempo suficiente para que los datos obtenidos sean representativos.

Actualmente estas dependencias tienen en funcionamiento algunas estaciones que cuentan con piranómetros para la medición de la irradiancia solar, entre estas se encuentran las estaciones meteorológicas automáticas (Emas), que opera el Servicio Meteorológico Nacional, misma que cuenta con 94 estaciones distribuidas en todo el país.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) cuenta con una red de de alrededor de 20 piranógrafos y 6 piranómetros. Por su parte la Secretaría de Marina tiene instalada una red de 22 estaciones meteorológicas automáticas que cuentan con piranómetro.

Por otro lado, varias universidades e instituciones educativas han hecho mediciones para evaluar el recurso solar, como es el caso del Centro de Investigación en Energía (CIE) de la UNAM, El Instituto de Geofísica de la misma casa de estudios, la Universidad de Sonora y la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), Unidad Iztapalapa.

4.1.2.- Datos de irradiancia solar para México

La información acerca del recurso solar disponible en la República Mexicana proviene principalmente de las bases de datos de las instituciones que realizan mediciones *in situ* y de las estimaciones realizadas por medio de información de satélite.

En el primer caso se tiene la ventaja de que los datos medidos pueden ser muy fidedignos, dependiendo de la calidad de los instrumentos de medición y su correcta calibración, en cambio, la validez de los mismos puede ser únicamente en un área reducida, ya que están sujetos a condiciones de microclimas que pueden variar drásticamente de un lugar a otro, pudiendo ser muy pequeña la distancia entre dos sitios con condiciones ambientales diferentes.

Los datos de las 94 estaciones meteorológicas automáticas (Emas) del Servicio Meteorológico Nacional pueden consultarse en los últimos 90 días en internet [39]. Para datos de mayor duración es necesario comunicarse directamente con la CNA. Cabe destacar que dichas estaciones cuentan con un piranómetro de segunda clase marca Kipp and Zonen, que registra los datos de irradiancia solar cada 10 minutos.

Por otro lado, los satélites geoestacionarios en órbita llevan a cabo un monitoreo continuo de las condiciones atmosféricas y la cubierta de nubes de determinada región de la tierra. La resolución que pueden alcanzar las imágenes satelitales en zonas de gran cobertura geográfica puede ser de hasta 1 km² [38]. Las condiciones de nubosidad y sus variaciones son los factores que más influyen en la cantidad de radiación solar sobre un sitio determinado. Por tal motivo, la información proporcionada por los satélites acerca de estas condiciones puede ser usada como una fuente muy importante en la evaluación del recurso solar.

En nuestro país se han elaborado mapas de radiación a partir de datos satelitales. En 1992, la UNAM publicó un atlas de radiación solar para México, basándose en información de satélite recabada y analizada por el instituto de Geofísica de esa misma institución [40]. Ese mismo año, investigadores de la Universidad de Colima y de la Universidad Veracruzana publicaron a su vez, otro atlas de radiación elaborado de igual forma con información satelital [41].

Otros autores han utilizado datos de satélite para sus trabajos de estimación del recurso solar. Tal es el caso de Galindo y Valdez (1992) y Galindo Estrada y Cifuentes Nava (1996), que desarrollaron respectivamente un mapa de isolíneas de irradiancia con promedios mensuales y tablas de irradiancia promedio diaria para cada mes en las capitales estatales [40] [42].

En el año 2000, la gerencia de Energías no Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas publicó un mapa de radiación solar difusa, directa y global con datos de satélite actualizados por parte de la Universidad Veracruzana y la Universidad de Colima [43].

En ese mismo año, Renné George, Brady, Marion y Estrada-Cajigal, utilizaron el modelo Climatológico de Radiación Solar (CSR) desarrollado en el Laboratorio de Energías Renovables (NREL), de los Estados Unidos, en el cual el principal parámetro de entrada es la nubosidad obtenida a partir de observaciones en superficie y por satélites [44].

La ventaja de los modelos desarrollados a partir de información satelital es que pueden cubrir una superficie muy grande y, la precisión en los datos obtenidos puede ser bastante buena, en función de la resolución del satélite y los parámetros de entrada que tome en cuenta el modelo. Sin embargo, es necesario contar con datos medidos en superficie para validar las estimaciones así obtenidas. Los modelos se van mejorando continuamente y, es de esperarse que en un futuro próximo sean ampliamente utilizados para la evaluación del recurso solar.

Las diferencias en los resultados entre los trabajos de diversos autores pueden deberse a las limitaciones propias de las diversas metodologías utilizadas, así como a la escasez de sitios de medición en superficie que permitan su validación. Renné et al (2000) realizaron una comparación entre los resultados de diversos trabajos disponibles hasta esa fecha, encontrando que las diferencias entre ellos pueden alcanzar hasta un 20% [44]. Entre otros trabajos, analizaron los estudios de Galindo y Valdez (1992) [40] y Hernández et al (1991) [41].

La Figura 4.3 muestra el mapa de insolación promedio anual para México, realizado de acuerdo al trabajo de Galindo y Valdez (1992) [40]. Según los autores, las zonas de

mayor recurso solar se encuentran en el Noroeste del País, abarcando estados como Sonora, Sinaloa y Chihuahua, en las Penínsulas de Yucatán y Baja California, y en las planicies de la costa del Pacífico. La temporada de mayor recurso solar está comprendida entre Octubre y Abril, coincidiendo con la temporada seca, siendo Abril el mes con mayor irradiancia, disminuyendo en la temporada de lluvias, que va de Mayo a Septiembre. En la Figura 4.4 se aprecia un mapa de radiación promedio anual elaborado por la NASA. Como se pudo observar, las zonas con mayor recurso solar coinciden en ambos mapas, con leves diferencias.

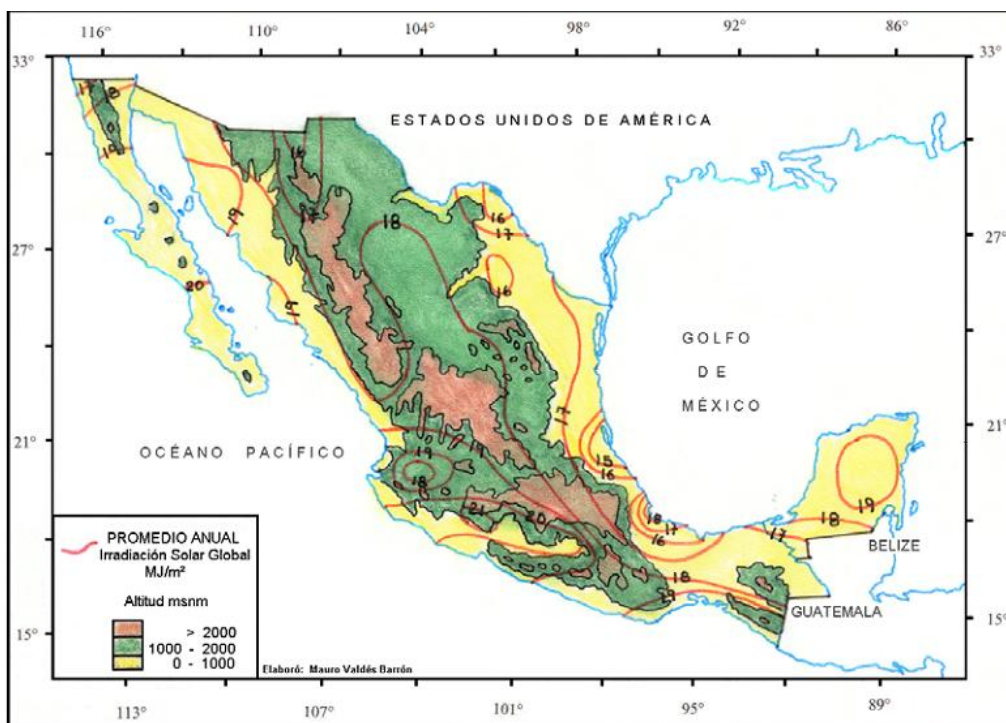


Figura 4.3. Isolíneas de insolación promedio anual para México. [40]

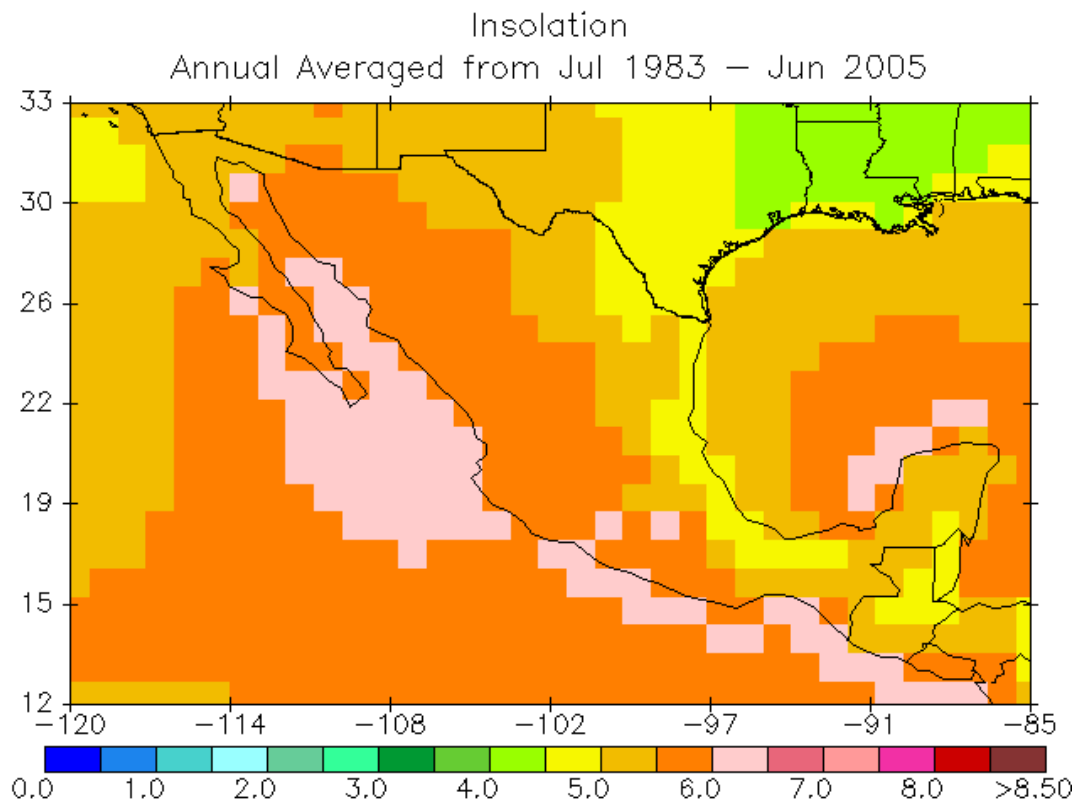


Figura 4.4. Mapa de insulación promedio anual para México, en kWh/m²/día, periodo 1983-2005. [45]

En México, hasta hace unos años la validez de los atlas de radiación elaborados con información satelital no habían podido ser contrastados con datos medidos *in situ* debido a que no se contaban con suficientes estaciones solarimétricas a lo largo del país. Sin embargo, hoy en día los datos aportados por las Emas del Servicio Meteorológico Nacional han servido para este propósito, ya que es la primera red extensa que realiza mediciones de radiación solar a lo largo de la república.

De acuerdo a las estimaciones hechas en base a los trabajos antes mencionados, nuestro país recibe una irradiancia solar promedio de aproximadamente 5 KWh/m² y, debido a su extensión territorial este potencial es uno de los más altos del mundo [9].

4.1.3.- Datos de irradiancia solar para Quintana Roo

En Quintana Roo, hasta el momento en que se realizaba este trabajo, había 4 estaciones meteorológicas automáticas del Servicio Meteorológico Nacional, ubicadas en Chetumal,

Cancún, la Reserva de la Biosfera de Sian Kaan y Cozumel. Estas estaciones cuentan con piranómetro para medir la radiación solar.

Para cuantificar el recurso solar en las ciudades de Chetumal y Cancún se solicitó al Servicio Meteorológico Nacional los datos de radiación que estuvieran disponibles, que cubran el mayor espacio de tiempo posible. El SMN proporcionó los datos, que comprendían varios años desde el 2000 al 2006, con mediciones cada 10 minutos. Sin embargo, había varios periodos de tiempo, en los cuales no existían mediciones, por motivos varios, por descompostura o falla del sistema de adquisición, mantenimiento a la estación, falla en el piranómetro etc. Estos periodos comprendían desde algunas horas a varias semanas e incluso meses. A pesar de ser fragmentada, esta información es de mucho valor, ya que representa las únicas mediciones *in situ* en ambas ciudades.

Los datos de irradiancia solar en las ciudades de Chetumal y Cancún fueron tomados de la página de internet *heliogis*. En esta página se encuentran disponibles en línea mapas de irradiancia promedio mensual para la república mexicana. Estos mapas fueron elaborados a partir de diversas fuentes:

A) Mapas elaborados con datos de irradiancia solar promedio mensual estimados a partir del satélite geoestacionario GOES, los datos estimados por la NASA a partir de observaciones de la nubosidad de satélites meteorológicos.

B) Mapas elaborados a partir de los trabajos de Beyer, Constanzo y Heinemann (1996) de la Escuela de Minas de París, que utiliza el método Heliosat, que convierte imágenes del satélite meteosat en datos de radiación solar [46].

C) Mapas derivados de los trabajos de Renne G, Brady, Marion y Estrada Cajigal (2000), que utilizaron el modelo climatológico de radiación solar (CSR), desarrollado por la NREL de los Estados Unidos, en el cual el principal parámetro es la nubosidad obtenida por observaciones en superficie y por satélites [44].

D) Mapas elaborados a partir del trabajo de Estrada-Cajigal y Rodríguez, que obtuvieron los promedios mensuales de irradiancia solar a partir de las mediciones de las estaciones meteorológicas automáticas (Emas) del Servicio Meteorológico Nacional desde el 2000 al

2007. Los resultados de este último trabajo fueron complementados con las estimaciones a partir de datos satelitales de la NASA, para cubrir las zonas del país en las cuales no hay mediciones *in situ*. [47].

Los datos utilizados fueron obtenidos a partir de los mapas de radiación realizados con los trabajos de Estrada-Cajigal y Rodríguez. Se consideró que esta información puede ser la más representativa, ya que tiene el respaldo de las mediciones en superficie, que aunados a los datos de la NASA, ofrecen un punto de comparación para soslayar el problema de los periodos de tiempo para los cuales no hay datos medidos en las Emas. Así, al estar conformada esta información por observaciones de satélite y mediciones *in situ*, se juzgó la más apropiada.

Los autores modificaron los datos para tomar en cuenta los efectos de la topografía y el sombreado, utilizando el modulo r. sun del sistema de información geográfico GRASS. El modelo requiere de algunos parámetros de entrada obligatorios, como altitud, inclinación y orientación del terreno, número del día, del año y hora solar. Esta información complementa a la entrada principal, en este caso los datos de radiación solar medidos. El modelo toma en cuenta la obstrucción del cielo debido a las características del relieve, mediante un parámetro de sombreado. Las salidas calculadas son ángulo de incidencia solar, irradiancia directa, difusa y reflejada del suelo, duración de la insolación directa, insolación directa, difusa y reflejada del suelo por día [48]. Las Tablas 4.1 y 4.2 muestran los promedios diarios mensuales de insolación para Chetumal y Cancún, obtenidos entre los años 2000 al 2007.

Puede observarse que tanto en Chetumal como en Cancún la temporada de mayor insolación se encuentra entre Marzo y Agosto, coincidiendo con la temporada seca, como en el resto del país. De acuerdo a los datos considerados, el promedio diario anual de insolación en Chetumal es aproximadamente $4926 \text{ W-h/m}^2/\text{día}$, y en Cancún de $4960 \text{ W-h/m}^2/\text{día}$. Ambos valores están muy cercanos al promedio nacional generalmente aceptado de $5000 \text{ W-h/m}^2/\text{día}$ [9], mencionado con anterioridad.

Tabla 4.1. Valores de insolación promedio diaria mensual para Chetumal, Quintana Roo. Periodo 2000-2007 [47]

MES	INSOLACION (W-h/m²/día)
Enero	3908
Febrero	4672
Marzo	5470
Abril	6141
Mayo	5913
Junio	5474
Julio	5180
Agosto	5410
Septiembre	4972
Octubre	4458
Noviembre	3961
Diciembre	3561

Tabla 4.2. Valores de insolación promedio diaria mensual para Cancún, Quintana Roo. Periodo 2000-2007 [47]

MES	INSOLACION (W-h/m²/día)
Enero	3935
Febrero	4508
Marzo	5275
Abril	5930
Mayo	5915
Junio	5450
Julio	5996
Agosto	5808
Septiembre	5030
Octubre	4253
Noviembre	3904
Diciembre	3523

4.2.- Recurso eólico

Las condiciones de viento dependen en gran medida de las características orográficas de una región en particular. Dentro de una misma zona se pueden observar vientos muy diferentes, ya que las montañas, colinas, árboles u otros obstáculos afectan grandemente su comportamiento.

La energía contenida en el viento varía con el cubo de su velocidad, por lo tanto es indispensable hacer mediciones *in situ* para tener una idea de las condiciones de viento de un sitio en particular.

Para aprovechar la energía contenida en el viento es necesario tener un dispositivo que convierta la energía cinética del aire en energía mecánica. Un sistema conversor de energía eólica se compone principalmente de un rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema y, un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación. Las principales aplicaciones son el bombeo de agua por medio de aerobombas, para lo cual la potencia mecánica producida se usa para activar el sistema de émbolos de los dispositivos de bombeo recíprocos y, la generación eléctrica, en donde la flecha del sistema se acopla a un generador eléctrico. La producción de electricidad por medio de aerogeneradores es la aplicación más importante de estos sistemas en la actualidad.

4.2.1.- Mediciones del potencial eólico en México

Desde hace varios años organismos como el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), la UNAM y la CFE han hecho estudios de evaluación del potencial eólico en nuestro país y, se han identificado varias zonas cuyo recurso eólico se encuentra entre los mejores del mundo. Entre las más importantes se encuentran:

1.- El sur del Istmo de Tehuantepec, que comprende un área de aproximadamente 100 km². Las zonas más propicias para la generación eolieléctrica son aquellas aledañas al poblado de La Venta, Oaxaca, en la región conocida como la Ventosa [49]. La CFE cuenta con la central de demostración La Venta 1, en Oaxaca, de 1.5 MW, la cual se

encuentra operando desde 1994 y que fue la primera central de este tipo conectada a la red en Latinoamérica. A partir de 2007 entro en operación La Venta II, que cuenta con una capacidad de 88.7 MW [50].

La NREL ha real elaborado mapas eólicos del estado de Oaxaca, con el patrocinio de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID por sus siglas en inglés), dando como resultado un potencial de generación de electricidad por medio del viento de aproximadamente 32,000 MW, en 6,250 km² de los 95,364 km² del territorio de la entidad [51]. En los próximos años la CFE planea construir la central La Venta III, con 101 MW de capacidad y, el complejo eólico Oaxaca, con 4 centrales con una capacidad total de 406 MW [18].

2.- La Península de Baja California, por su ubicación, es una zona que forma una barrera natural a los vientos occidentales y, sus montañas y numerosas depresiones geográficas pueden proporcionar muchos lugares para el aprovechamiento eoloeléctrico. Las zonas aledañas al poblado de la Rumorosa, el paso entre la sierra de Juárez y la sierra de San Pedro Mártir, así como la costa que da al Océano Pacifico son sitios con gran recurso eólico. La CFE tiene instalada una planta con un aerogenerador de 600 kW en la población llamada Guerrero Negro [50]. Se han hecho estudios y mediciones en el Cardón, Baja California Sur y, zonas aledañas, por medio de la instalación de turbinas eólicas y, los resultados muestran que es factible obtener un factor de capacidad de cerca de 25%, con una inversión inicial entre 1,000 y 1,100 USD/kW y, un costo de la electricidad generada entre 0.045 y 0.062 USD/kW [19].

3.- Región Central, en esta hay una prevalencia de vientos alisios de verano, que van de Tlaxcala a Guanajuato. La complejidad orográfica de esta región, con gran cantidad de mesetas puede contribuir a la localización de muchos sitios eoloenergéticamente ricos [52].

4.- Altiplano Norte, va desde la parte central de Zacatecas a la frontera con Estados Unidos. En 1991 se hicieron mediciones de viento en el cerro de la Virgen en Zacatecas, a 10 y 30 metros. En 2001 se hizo un estudio de potencial eólico en Santa Catarina, Nuevo León y, entre 2002 y 2003 se hicieron mediciones y se evaluó las condiciones de

viento de las poblaciones de Anáhuac, Cerralvo, Colombia, Loma Alta y Vallecillos en el mismo estado [38].

5.- Las costas e islas de México, dado el extenso litoral de nuestro país, se dan las condiciones para el aprovechamiento eoloenergético, al menos en pequeña escala y, se espera que en un futuro próximo la principal aplicación de la electricidad generada por medio del viento en las costas sea para la producción de hidrógeno.

4.2.2.- Mediciones del potencial eólico en Quintana Roo

El Litoral del Estado de Quintana Roo ha sido señalado especialmente como una zona de gran potencial eólico, dada su franca exposición a los vientos alisios de primavera y verano, que a su vez son potenciados por la brisa marina. El NREL ha realizado mapas eólicos de la península de Yucatán y, de acuerdo a sus estimaciones, gran parte de la costa del estado presenta características de viento de buenas a muy buenas, con velocidades medias entre 5.6 y 6.7 m/s a una altura de 30 m [53]. En 1991 se hicieron mediciones de viento en Playa Paraíso. En 1992 se instalo en Xcalak, Quintana Roo, un sistema hibrido formado por 60 kW de generadores eólicos, 11.2 kW fotovoltaicos y un generador diesel de 125 KVA [54]. Desde hace varios años, la empresa Fuerza Eólica, con el apoyo del gobierno del Estado de Quintana Roo, ha planeado construir una planta eoloeléctrica de 30 MW en la isla de Cozumel para su autoabastecimiento [55].

Pese a las evidencias de que el recurso eólico en el Estado puede ser abundante, en realidad, a la fecha son pocos los estudios serios que se han hecho para evaluar el potencial eólico del mismo. Los datos con los que se cuentan provienen principalmente de las estimaciones hechas por el NREL, pero a partir de modelos basados en información satelital. Hay pocas mediciones en superficie y, esto es indispensable a la hora de evaluar el potencial eólico. Las bases de datos disponibles hechas a partir de mediciones en el Estado de Quintana Roo son:

1.- Información de las Estaciones Meteorológicas Automáticas (Emas) del SMN: Como se mencionó anteriormente, el SMN tiene 4 estaciones meteorológicas instaladas en el Estado; Chetumal, Cancún, Cozumel y en la Reserva de la Biosfera de Sian Kaán. Estas estaciones cuentan con un anemómetro de propelas para las mediciones de viento.

2.- Datos de la Universidad de Quintana Roo (UQROO): La UQROO cuenta con dos estaciones anemométricas, ubicadas en sus campus de Chetumal y Cozumel. Cabe destacar, que estas estaciones fueron instaladas para evaluar de manera específica el potencial eólico, por lo cual cuentan con el equipo y las especificaciones reglamentarias para tal fin.

3.- Mediciones de la Fuerza Aérea Mexicana: El Ejército Mexicano continuamente esta monitoreando las condiciones meteorológicas de sus bases, por lo tanto, tiene registros de mediciones de velocidad y dirección del viento en los aeropuertos de Chetumal y Cancún. Sin embargo, estas mediciones son bastante intermitentes y, la instrumentación de sus estaciones meteorológicas no es la más adecuada para fines de evaluación del potencial eoloenergético.

4.2.3.- Origen de los datos utilizados

4.2.3.1.- Chetumal

Los datos de viento utilizados en la ciudad de Chetumal fueron tomados de la estación meteorológica de la Universidad de Quintana Roo. El modelo es NRG-System 20 Meter-Symphonie y, cuenta con dos anemómetros, paleta de dirección del viento y sensor de temperatura (Ver Figura 4.5). Los anemómetros fueron calibrados en el túnel de viento de la UQROO y en las instalaciones del Laboratorio de Ingeniería Térmica e Hidráulica Aplicada de la ESIME, Zacatenco. En la Tabla 4.3 se describen las características más importantes de los instrumentos de medición de esta estación. Esta estación se encuentra ubicada dentro del terreno de la Universidad de Quintana Roo, frente a la bahía de Chetumal. La altura de los anemómetros es la adecuada para las condiciones del terreno en que se encuentra la estación.



Figura 4.5. Fotografía de la estación meteorológica de la Universidad de Quintana Roo

Tabla 4.3. Especificaciones y alturas de los sensores de la estación meteorológica de la UQROO

Instrumento	altura (m)	Rango de sensibilidad	Precisión
Paleta dirección de viento	20	0-360°	5°
Anemómetro 1	19.5	1-96 m/s (2.2–214 mph)	0.1 m/s
Anemómetro 2	14	1-96 m/s (2.2–214 mph)	0.1 m/s
Sensor de temperatura	2		0.2 °C

Originalmente se pensó en utilizar los datos de ambos anemómetros. Sin embargo, se observó un comportamiento atípico en los datos del anemómetro 2, ya que a partir de determinada época del año las mediciones que registra varían bruscamente en comparación con las que se habían estado observando, llegando a ser en determinado momento superiores incluso a las del anemómetro 1, siendo que éste se encuentra a 19.5 m y el 2 a 14 m.

Para poder hacer una comparación entre las mediciones de ambos anemómetros se recurrió a los datos de la Emas del Servicio Meteorológico Nacional de la ciudad de Chetumal, para un mismo periodo de tiempo. Esta estación tiene instalado su anemómetro a 10 m, sus características se describen más adelante. Los datos de ambas estaciones cubren un periodo de tiempo de 11 meses, que comprenden desde Marzo del 2006 a Enero de 2007. La estación de la UQROO tiene datos de Febrero de 2006, pero dado que la Emas no tiene mediciones para ese mes no se incluyó en la comparación.

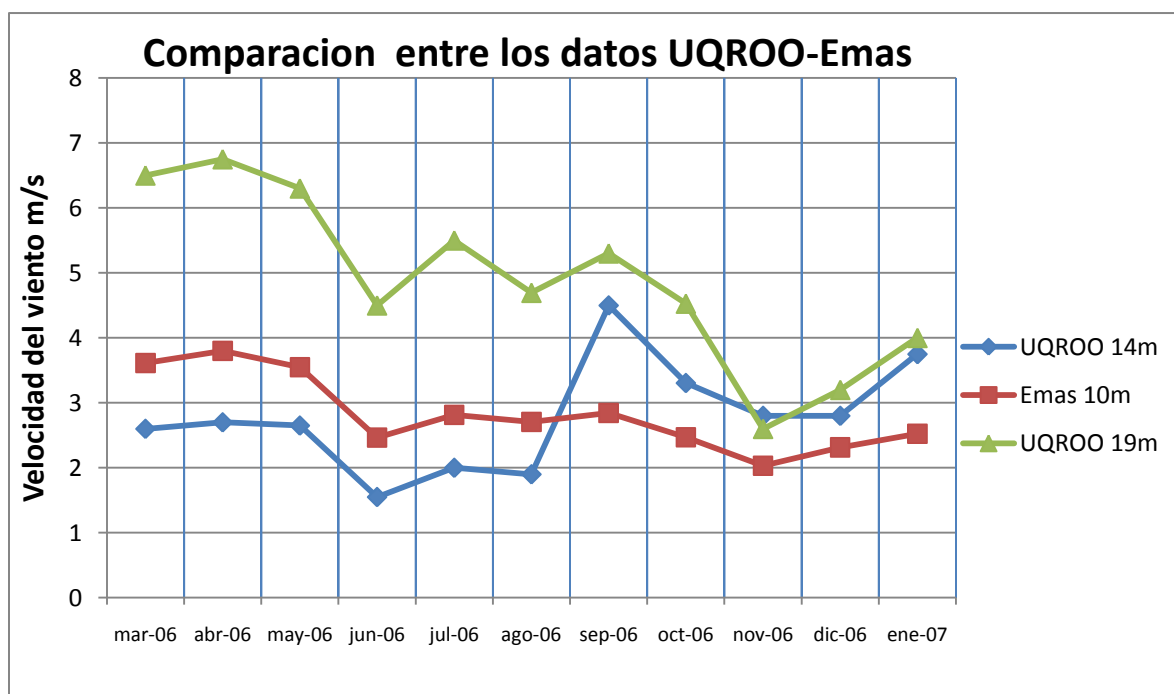


Figura 4.6. Velocidades promedio mensuales de las estaciones de la UQROO y Emas

Como se puede observar en la Figura 4.6, hay un comportamiento muy similar en las mediciones de los tres anemómetros entre los meses de Marzo y Agosto del 2006. A partir de ahí, el anemómetro 2 de la estación de la UQROO, ubicado a 14 metros de altura tiene una súbita subida en sus registros de velocidad del viento y, no mantiene ya un comportamiento parecido al del anemómetro 1, situado a 19 metros. Aunque si guarda relación con el comportamiento de los datos registrados por la Emas, pero a partir de Agosto sus mediciones son mayores, cuando antes de este cambio repentino mantenía mediciones inferiores a la estación del Servicio Meteorológico Nacional, situación inusual

dado que la altura del anemómetro 2 es mayor a la del anemómetro de la Emas (10 metros).

A partir de esta comparación, se decidió utilizar solamente los datos del anemómetro 1, a 19 metros de altura, de la estación de la Universidad de Quintana Roo. Se consideró que estas mediciones son más precisas que las del anemómetro 2, ya que no tienen cambios bruscos en sus registros y, porque mantienen un comportamiento muy similar, con leves diferencias, a los datos obtenidos por la Emas, a lo largo de todo el periodo de tiempo analizado. Por otro lado, los valores de velocidad del viento medidos en el anemómetro 1 son mayores a los medidos en la Emas, como era de esperarse, al estar el primero a 19.5 metros de altura y el anemómetro de la Emas a 10 metros.

4.2.3.2.- Cancún

Los datos para Cancún fueron tomados de la Emas del SMN instalada en la ciudad, ya que no hay otras fuentes de mediciones de viento en la misma. La estación cuenta con sensores de temperatura, humedad, presión barométrica, precipitación pluvial, radiación solar, velocidad y dirección del viento (Ver Figura 4.7). La configuración de la estación y sus elementos son un estándar para este tipo de estaciones en toda la república.

Los datos de las mediciones de esta Emas y la de Chetumal, fueron amablemente proporcionados por la Comisión Nacional del Agua, en sus oficinas regionales con sede en la ciudad de Mérida, Yucatán, ya que de este organismo depende el Servicio Meteorológico Nacional.

El sensor de velocidad del viento es un anemómetro de tres copas, modelo WS-013, diseñado para soportar condiciones de vientos extremas. Esto es de gran importancia ya que Cancún se encuentra en la costa de Quintana Roo que da al Mar Caribe, una zona que año con año se ve amenazada por los huracanes provenientes del océano atlántico. El sensor de dirección de viento es una veleta de contrapeso típica y, el de temperatura y humedad es el modelo THS-2000, que cuenta con carcasa de epoxy para protección de los rayos solares y la lluvia (Ver Tabla 4.4).

La estación se encuentra en las instalaciones de la Comisión Nacional del Agua, sobre la carretera federal Cancún-Tulum km 15. El anemómetro se encuentra a 10 metros, esta es la altura mínima recomendada para instalar anemómetros con propósitos de medición del potencial eólico. Si el anemómetro se instala cerca de alguna obstrucción, debe estar a una distancia horizontal de al menos 10 veces la altura de la obstrucción [56]. Esta estación se encuentra en un terreno con varias obstrucciones, como son algunos árboles, postes de luz y algunas construcciones. En la visita física a la estación se pudo observar que no cumple con la condición arriba señalada, ya que en muchos casos las obstrucciones se encuentran mucho más cerca que la distancia recomendada. Debido a esto, es necesario tomar con cautela los datos de esta estación, ya que estos pueden ser sobreestimados o subestimados.



Figura 4.7. Fotografía de la Emas Cancún

Tabla 4.4. Especificaciones y alturas de los sensores de la Emas Cancún

Instrumento	altura (m)	Rango de sensibilidad	Precisión
Paleta dirección de viento	10	0-360°	+5%
Anemómetro de copas	10	0-67 m/s (0-150 mph)	+2%
Sensor de temperatura	5	-51 °C - 60 °C	0.2 °C

4.2.4.- Windographer

Para el análisis estadístico de los datos de viento de las ciudades de Chetumal y Cancún se utilizó el paquete informático “Windographer”, desarrollado por la empresa Mistaya Engineering, dedicada al desarrollo de software especializado y proveer servicios de consultoría sobre energías renovables [57].

Windographer es un programa de análisis de datos de viento, el cual puede leer archivos de texto, archivos en Excel y archivos con extensión .RWD, formato en el que se registran los datos provenientes de los adquirentes de datos de NRG systems. El programa identifica los intervalos de tiempo de las mediciones si estos se encuentran registrados en la base de datos y el periodo total que abarcan, de no ser así, se le pueden dar estas entradas manualmente. Windographer reconoce y procesa datos de velocidad del viento, dirección, temperatura y presión. Lleva a cabo el análisis estadístico de los datos y, puede realizar una gran variedad de gráficas y tablas para ayudar a la visualización de los resultados. Genera gráficas de comportamiento del viento diario, semanal, mensual y anualmente, diagramas de distribución de Weibull, rosa de los vientos, histogramas de frecuencias, calculo de potencia generada por una turbina etc. Para propósitos de éste trabajo se utilizó la versión de prueba del programa disponible en su página de internet [57].

4.3.- Caracterización del Viento

4.3.1.- Chetumal

Se introdujeron al programa los datos provenientes del anemómetro 1 de la estación meteorológica de la Universidad de Quintana Roo. Como se mencionó, estos datos comprenden un periodo de un año, desde el primero de marzo de 2006 al 28 de febrero de 2007. La estación toma mediciones cada 2 segundos y, cada 10 minutos registra la desviación estándar, el promedio y los valores máximos y mínimos de los sensores.

Se tomaron los datos correspondientes a la velocidad del viento a 19.5 metros, la dirección de los mismos y la temperatura ambiente.

4.3.2.- Cancún

La Emas instalada en la ciudad tiene mediciones desde el año 2002. Sin embargo, existen muchas interrupciones en los registros, por lo cual se buscó el año que tenga la mayor cantidad de datos medidos de manera continua.

Los datos tomados abarcan un periodo de 11.9 meses, desde el primero de enero de 2004 al 26 de diciembre del mismo año. Este tiempo es prácticamente un año completo, ya que solamente hacen falta 5 días para completarlo.

Las mediciones se registran cada 10 minutos, y se tomaron la velocidad del viento a 10 metros, la dirección y la temperatura. Se pensó igualmente utilizar las mediciones de presión atmosférica, ya que ésta al igual que la temperatura tiene influencia sobre la densidad del viento. Sin embargo, el sensor se encontraba descalibrado, por lo que se omitieron y la presión atmosférica se calculó con base a la altura del sitio sobre el nivel del mar.

4.3.3.- Velocidad promedio

La velocidad promedio V_T durante un intervalo de tiempo T está dada por

$$V_T = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_{ei} \quad (1)$$

Donde V_{ei} son los datos de la velocidad estacionaria, es decir la velocidad promedio durante un intervalo de 10 minutos, y N el número de intervalos de 10 minutos durante el

periodo T . Los datos registrados en ambas estaciones proporcionan la velocidad estacionaria.

La desviación estándar de las mediciones de velocidad estacionaria en el periodo T está dada por la ecuación

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_{ei} - V_T)^2} \quad (2)$$

En el caso de Chetumal se obtuvo un valor de velocidad promedio anual V_T de 4.81 m/s a 19.5 metros, con una desviación estándar σ_T de 2.63 m/s.

Para Cancún el valor de la velocidad promedio en el periodo analizado fue de $V_T = 4.22$ m/s a 10 metros, y una desviación estándar $\sigma_T = 2.99$ m/s. Las Figuras 4.8 y 4.9 muestran el perfil de velocidad promedio mensual en ambas ciudades.

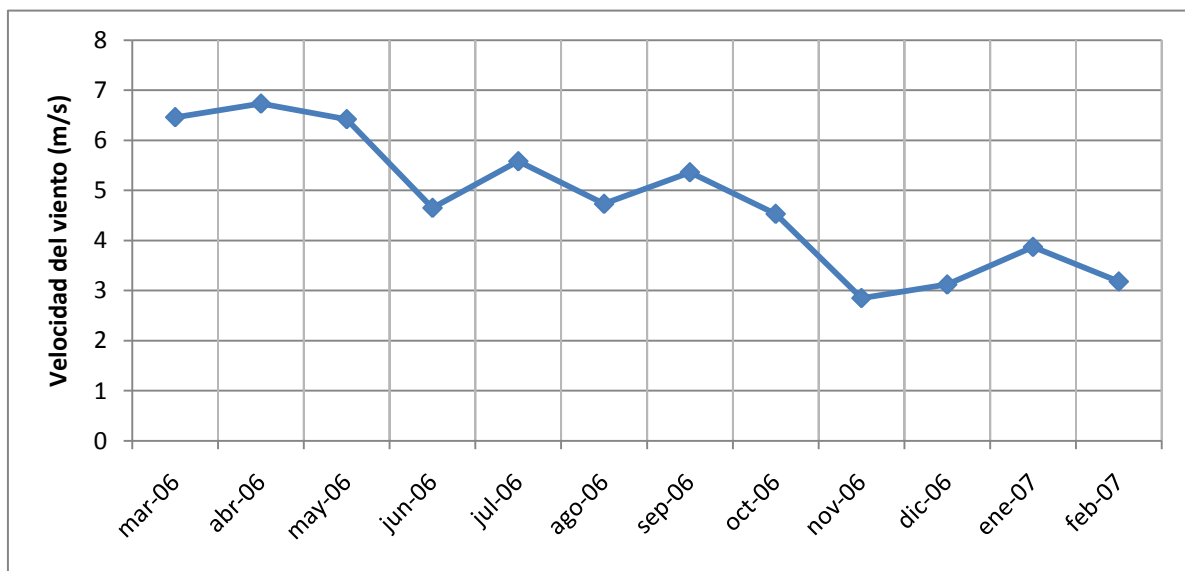


Figura 4.8. Velocidades promedio mensuales en Chetumal, Quintana Roo

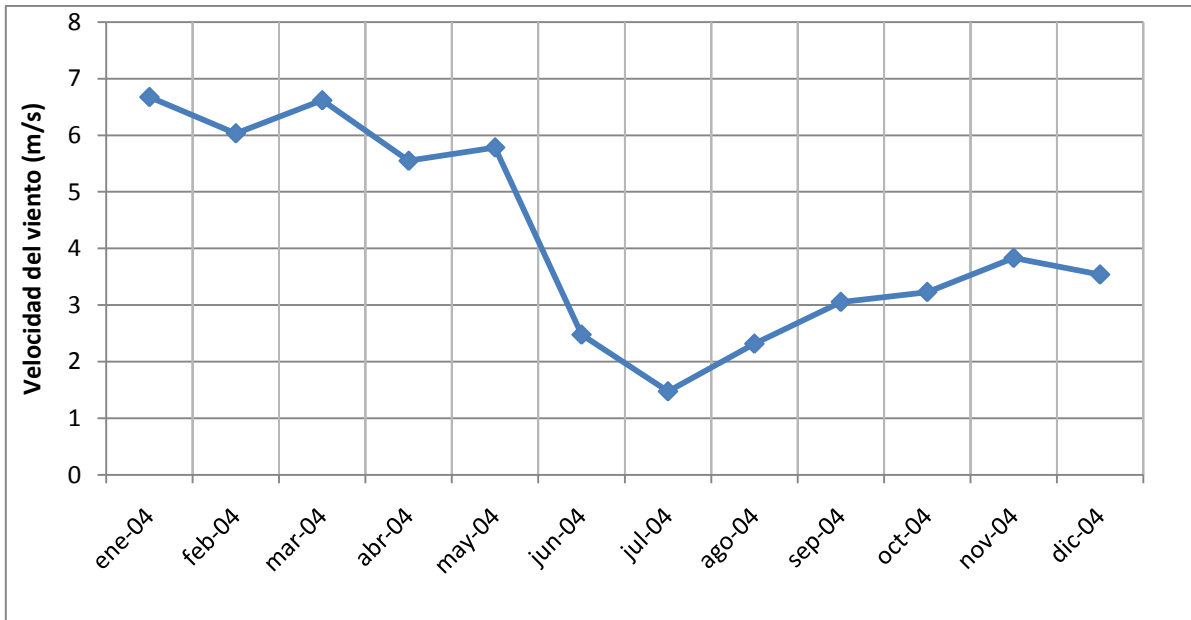


Figura 4.9. Velocidades promedio mensuales en Cancún, Quintana Roo

Los valores de desviación estándar en ambas ciudades fueron muy elevados, esto puede deberse a que en los sitios de medición hay varias obstrucciones, tanto en Chetumal y más aun en Cancún. Debido a esto, los valores de velocidad registrados pudieron haber sido influenciados, en mayor o menor medida, por las turbulencias ocasionadas por estas obstrucciones. El caso de Cancún es más notorio, ya que la estación estaba ubicada a menor altura que en Chetumal. En la Figura 4.9 se observa que hay una caída abrupta en las mediciones de velocidad del viento en Cancún entre los meses de Junio y Agosto, lo que parece sugerir que los datos registrados durante este periodo de tiempo pueden ser inexactos.

4.3.4.- Energía y potencia del viento

La energía cinética de un volumen de aire en movimiento está dada por la Ecuación 3,

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3)$$

Donde m es la masa del aire y v la velocidad. La masa puede expresarse como se muestra en la Ecuación 4,

$$m = \rho V \quad (4)$$

Siendo ρ la densidad y V el volumen del aire. El volumen puede expresarse a su vez como la distancia x que recorre el aire en un tiempo t a través del área transversal del volumen de aire A , como se muestra en la Ecuación 5,

$$V = xA = vtA \quad (5)$$

Y finalmente la Ecuación 3 puede expresarse con la Ecuación 6,

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A V^3 t \quad (6)$$

Entonces la potencia contenida en el viento será la energía del mismo entre el tiempo, (Ecuación 7)

$$\frac{E_c}{t} = P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (7)$$

La densidad del aire está en función de la temperatura y la presión atmosférica, pero ya que en los datos utilizados no se encuentran registros de presión, esta fue calculada de acuerdo a la Ecuación 8 [58]:

$$p = 101.29 - (0.011837)z + (4.793 \times 10^{-7})z^2 \quad (8)$$

Donde z es la elevación sobre el nivel del mar en metros y p la presión en kPa.

Chetumal y Cancún se encuentran al nivel del mar, por lo tanto se considera $z=0$ y la presión será 101.29 kPa, es decir una atmosfera.

Así, la densidad del aire será función únicamente de la temperatura. En ambas ciudades se tienen mediciones de temperatura asociadas a las mediciones de velocidad, por lo tanto para cada intervalo de 10 minutos la densidad del aire está dada por la Ecuación 9, [58]:

$$\rho = 3.4837 \frac{p}{T} \quad (9)$$

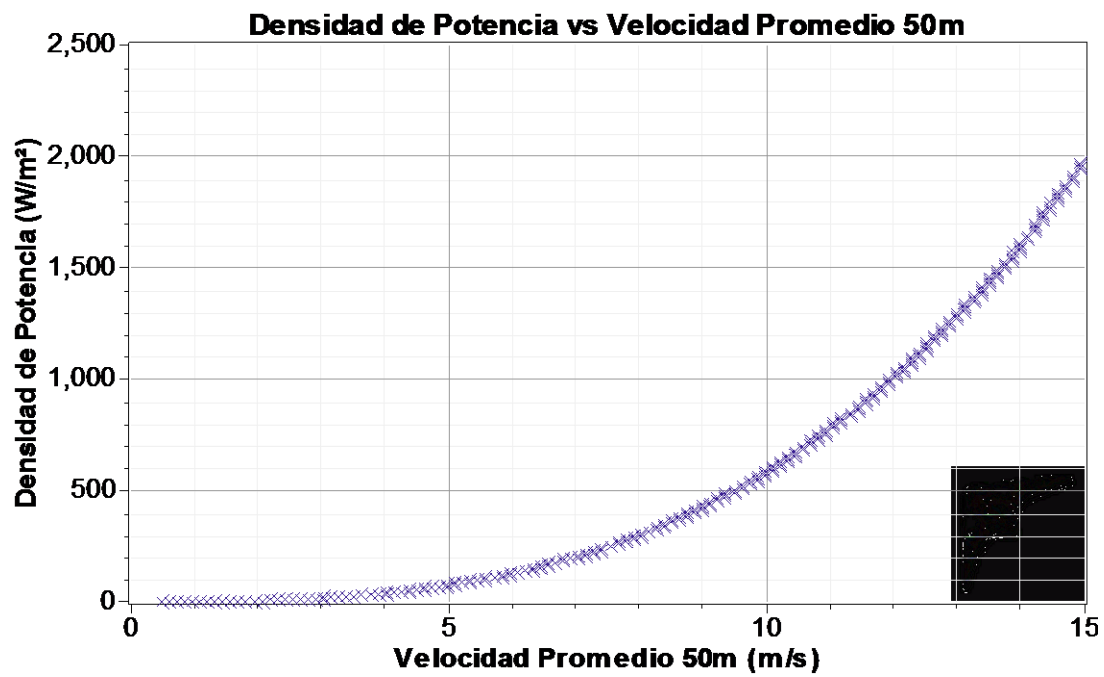
Siendo ρ la densidad en $\frac{kg}{m^3}$, p la presión en kPa y T la temperatura en °K. Los datos de densidad del viento así obtenidos se utilizaron para calcular la densidad de potencia.

Para fines de análisis energético se considera la potencia del viento por unidad de área, conocida como densidad de potencia, para cada intervalo de 10 minutos se calcula con la Ecuación 10:

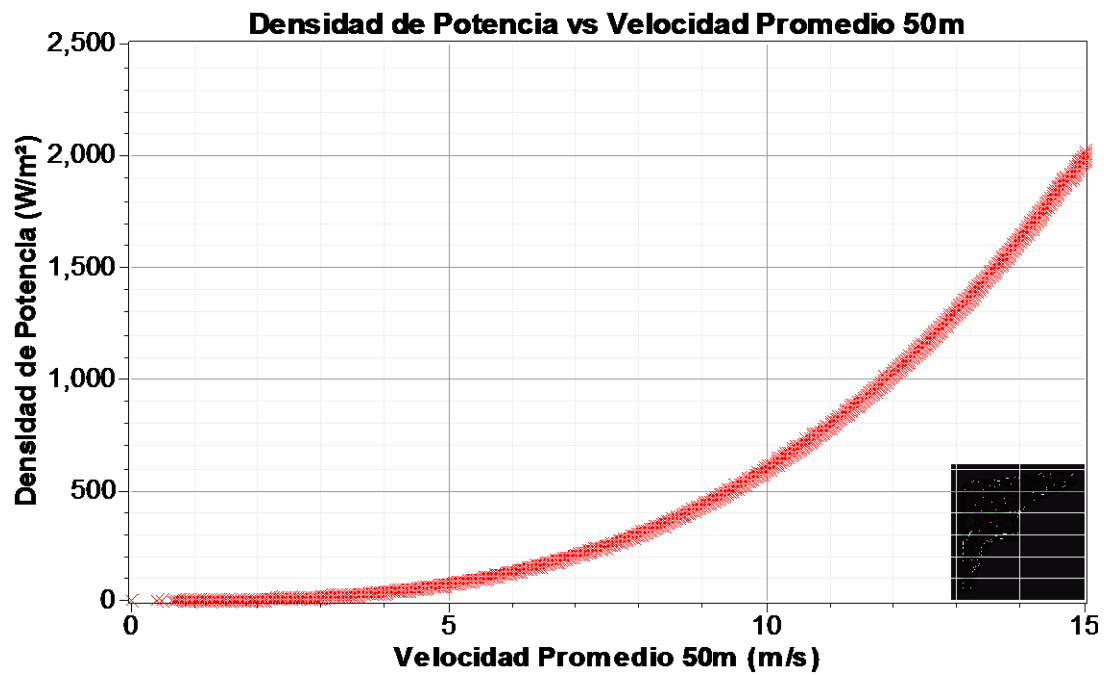
$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (10)$$

Donde ρ es la densidad del aire en $\frac{kg}{m^3}$, V el volumen en m^3 , P la potencia en Watts y A el área en m^2 .

En la figura 4.10 se muestra la densidad de potencia a lo largo del año, en Chetumal y Cancún. Esta fue calculada a 50 metros, para poder comparar el recurso eólico en ambas ciudades y determinar su clase de acuerdo a la literatura consultada [59].



a)



b)

Figura 4.10. Densidad de potencia a 50 metros para; a) Chetumal; b) Cancún

La densidad de potencia promedio a 50 m en Chetumal fue de 221 W/m² y, en Cancún de 364 W/m². Estos valores fueron obtenidos promediando los valores de densidad de potencia calculados cada 10 minutos durante el año, a partir de la Ecuación 10. De acuerdo al Atlas de Recursos Eólicos de E.U., el potencial eólico de Chetumal corresponde a la clase 2 y el de Cancún a la clase 3 [59].

Para estimar la velocidad del viento a 50 metros y, por ende la densidad de potencia, se utilizó el perfil logarítmico, como se describe a continuación.

4.3.5.- Variación del viento con la altura

La fuerza de fricción causada por la superficie terrestre tiene una gran influencia en la intensidad del viento. Cerca del suelo, la velocidad del viento disminuye debido al rozamiento de este con los obstáculos (árboles, colinas, edificios), con los que puede toparse. Para el cálculo de la producción de electricidad por medio de aerogeneradores, es importante estimar la velocidad del viento a la altura del buje de los mismos, cuando las mediciones del recurso eólico sean hechas a una altura diferente. La estimación de la variación de la velocidad del viento con la altura se realizó por medio del perfil logarítmico, que está representado por la Ecuación 11, [58];

$$V_e(z) = V_e(z_r) \left(\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_r}{z_0}} \right) \quad (11)$$

Donde $V_e(z)$ es la velocidad del viento estimada a la altura z , $V_e(z_r)$ la velocidad medida a la altura z_r , y z_0 es la rugosidad aerodinámica del terreno. Los valores típicos de esta rugosidad se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Valores de rugosidad para diferentes superficies [58]

Tipo de Terreno	Z_0 (m)
Muy suave; hielo o lodo	0.00001
Mar abierto en calma	0.0002
Mar picado	0.0005
Superficie de nieve	0.003
Césped	0.008
Pasto quebrado	0.010
Campo preparado para cultivo	0.03
Cultivo	0.05
Pocos árboles	0.10
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	0.25
Bosques, tierras cubiertas con árboles	0.5
Suburbios	1.5
Centros de ciudades con edificios altos	3

Tanto la estación de la Universidad de Quintana Roo como la Emas de Cancún se encuentran en lugares cubiertos con varios árboles y algunas construcciones, por lo tanto, de acuerdo a las características del terreno donde se encuentran, se consideró $z_0=0.25$ m para estimar el perfil de velocidad del viento en ambas ciudades, el cual se observa en la figura 4.11.

Puede notarse que en ambas ciudades el perfil de velocidad del viento es similar, aunque a una misma altura, los vientos en Cancún tienden a ser ligeramente más intensos. Dependiendo del tamaño del aerogenerador a utilizar, su altura sobre el suelo puede ser diferente, por lo tanto este perfil permitirá determinar la velocidad del viento a la altura requerida.

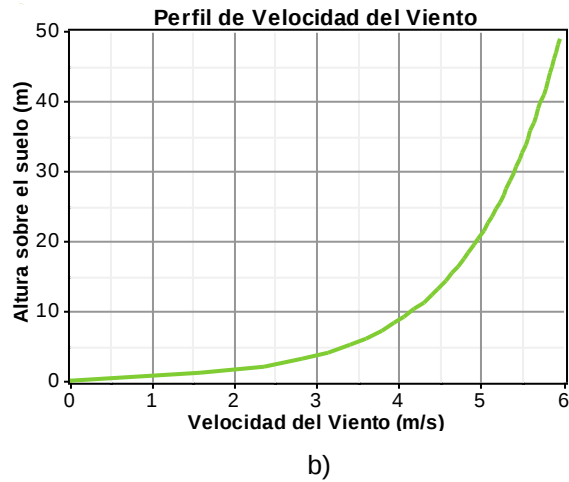
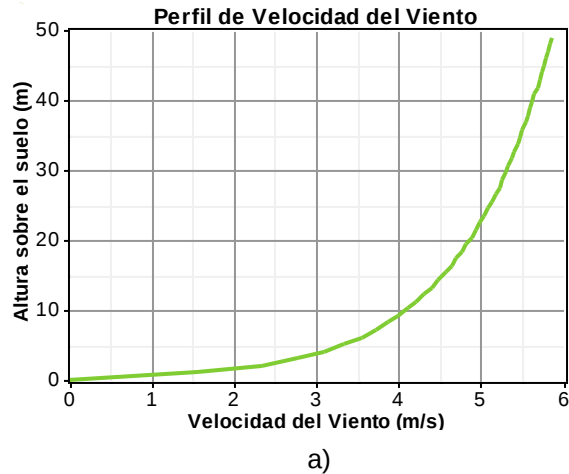


Figura 4.11. Curva de variación del viento con la altura; a) Chetumal; b) Cancún

4.3.6.- Dirección del viento

Para conocer las direcciones dominantes por las que soplan las corrientes de aire se utiliza la rosa de los vientos, que muestra la distribución de las velocidades del viento, así como la frecuencia en los cambios de dirección del mismo. La rosa de los vientos es única de cada lugar en particular, ya que las variantes en el rumbo dominante de los vientos dependen en gran medida de las condiciones topológicas y la rugosidad del terreno en cuestión. La rosa de frecuencias del viento y la rosa de densidad de potencia son muy útiles para situar los aerogeneradores, ya de esta manera se puede conocer la orientación ideal para aprovechar al máximo los recursos eólicos.

4.3.6.1.- Frecuencia del viento en Chetumal

En la Figura 4.12 se puede apreciar que la mayor parte del tiempo el viento sopla principalmente desde el Este, en un 23% de las veces, desde el Este-Sur-Este el 18% y desde el Sureste durante 14% aproximadamente. El porcentaje de calma es de 10%, considerando como calma los vientos con velocidades por debajo de 1 m/s. Esto significa que los vientos provienen principalmente de la dirección de la bahía de Chetumal, como era de esperarse.

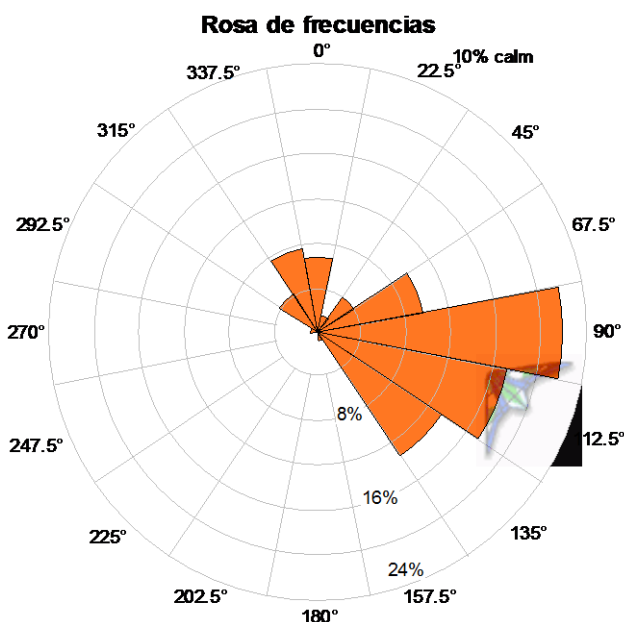


Figura 4.12. Distribución de frecuencia de la dirección del viento para Chetumal

4.3.6.2.- Densidad de potencia por dirección en Chetumal

En la figura 4.13 se puede observar la densidad de potencia total, de acuerdo a la dirección en la que esta se encuentra. La mayor densidad de potencia se encuentra en la dirección Este-Sur-Este, con 31% del total, seguido del Este y del Sureste, con aproximadamente el 28% y 24% respectivamente. La dirección en donde se puede encontrar la densidad de potencia es el principal parámetro para decidir dónde colocar los aerogeneradores, ya que lo que se pretende es captar la mayor energía posible del viento. De acuerdo a esto, en el caso de Chetumal la ubicación óptima para situarlos es en la dirección Este-Sur-Este.

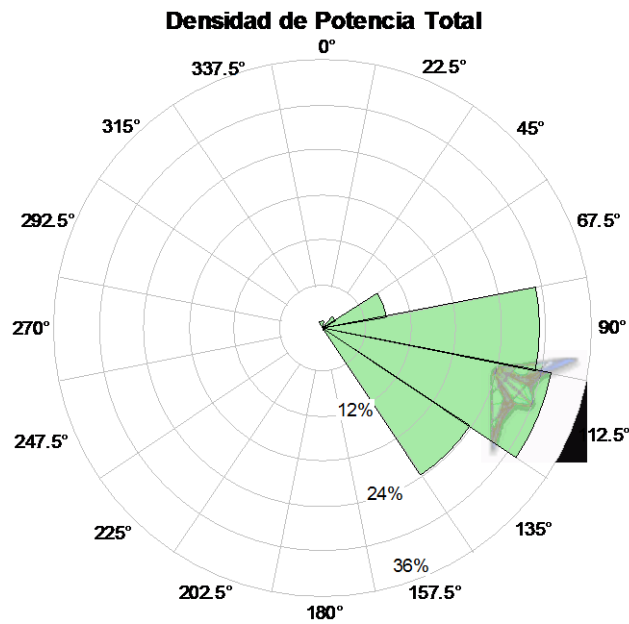


Figura 4.13. Densidad de potencia por sector para Chetumal

Al comparar las rosas de los vientos de frecuencia y de densidad de potencia en Chetumal se observa que la dirección de donde provienen mayoritariamente los vientos es el Este, pero la mayor densidad de potencia se encuentra en el Este-Sur-Este. Es importante hacer esta comparación, ya que dependiendo de las características orográficas de la región estudiada, esta coincidencia no necesariamente se da de la misma manera, ya que la energía contenida en el viento varía con el cubo de la velocidad. Debido a esto, por las características del viento en determinado sitio se pueden observar vientos muy frecuentes de una dirección, pero débiles en intensidad y, vientos con menos frecuencia de otra, pero mucho más fuertes, esto puede significar que la mayor densidad de potencia pudiera provenir de la dirección en la que soplan vientos intensos, aunque su frecuencia sea menor, como ocurre en este caso.

4.3.6.3.- Frecuencia del viento en Cancún

Al igual que en Chetumal, la dirección de los vientos dominante en Cancún es el Este, que contribuye aproximadamente con el 27%, seguido del Este-Norte-Este con poco menos de 15% y el Este-Sur-Este con aproximadamente 15%. Estas tres direcciones representan más del 50% del total de datos de viento registrados, como se aprecia en la figura 4.14.

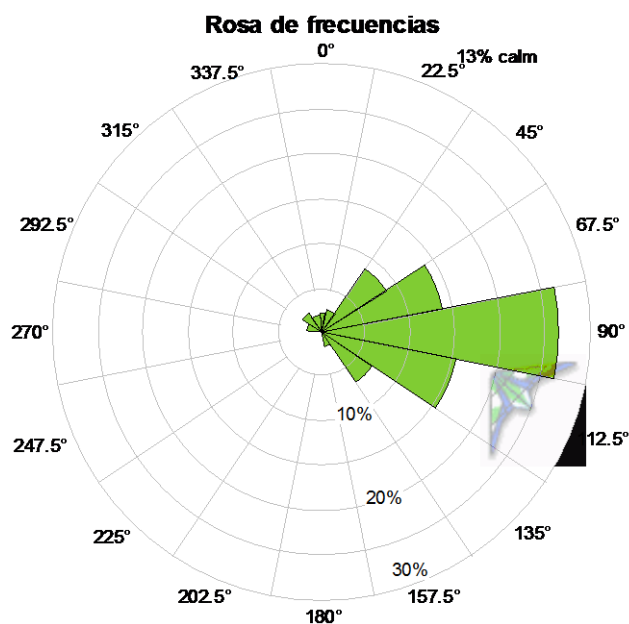


Figura 4.14. Distribución de frecuencia de la dirección del viento para Cancún

4.3.6.4.- Densidad de potencia por dirección en Cancún

En el caso de Cancún, a diferencia de Chetumal, la región en la que se observa la mayor densidad de potencia coincide con la región en la que sopla mayormente el viento, es decir, en dirección Este, como se aprecia en la Figura 4.15. La mayor densidad de potencia se encuentra en esta dirección, con aproximadamente 36% del total, en el Este-Norte-Este con 20% y en menor proporción del Noreste con 12%. Por lo tanto, en Cancún la mejor orientación de los aerogeneradores es hacia el Este.

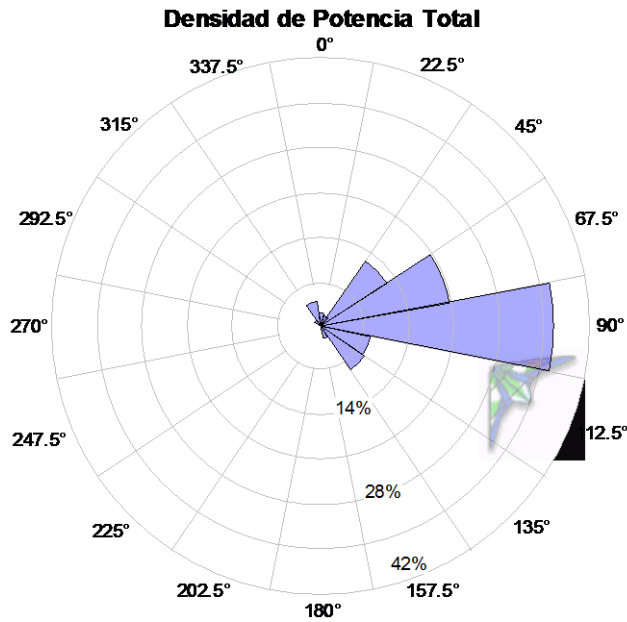


Figura 4.15. Densidad de potencia por sector para Cancún

4.3.7.- Distribución de Weibull

La distribución de Weibull se utiliza para describir la variación del viento en un lugar determinado, así como la frecuencia con que estos ocurren por rango de intensidad. La función de densidad de probabilidad de Weibull $f(v)$ está definida por la Ecuación 12;

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (12)$$

Donde k es el factor de forma, c el factor de escala y v la velocidad del viento.

En la Figura 4.16 puede apreciarse la distribución de Weibull para Chetumal y Cancún. En Cancun, se observa una distribución de frecuencia del viento típica, con la cola alargada hacia la derecha. En Chetumal se observa que la mejor aproximación de la distribución de Weibull no coincide de manera tan exacta como en el caso de Cancún. Al observar la grafica, puede notarse que los datos parecen seguir una distribución bimodal, más que una unimodal como la distribución de Weibull. Esta distribución bimodal de los datos de viento no es muy común, y aparece generalmente en lugares donde existen 2 fenómenos independientes en la generación del viento. Un ejemplo de distribución bimodal se observa en La Ventosa, Oaxaca [60].

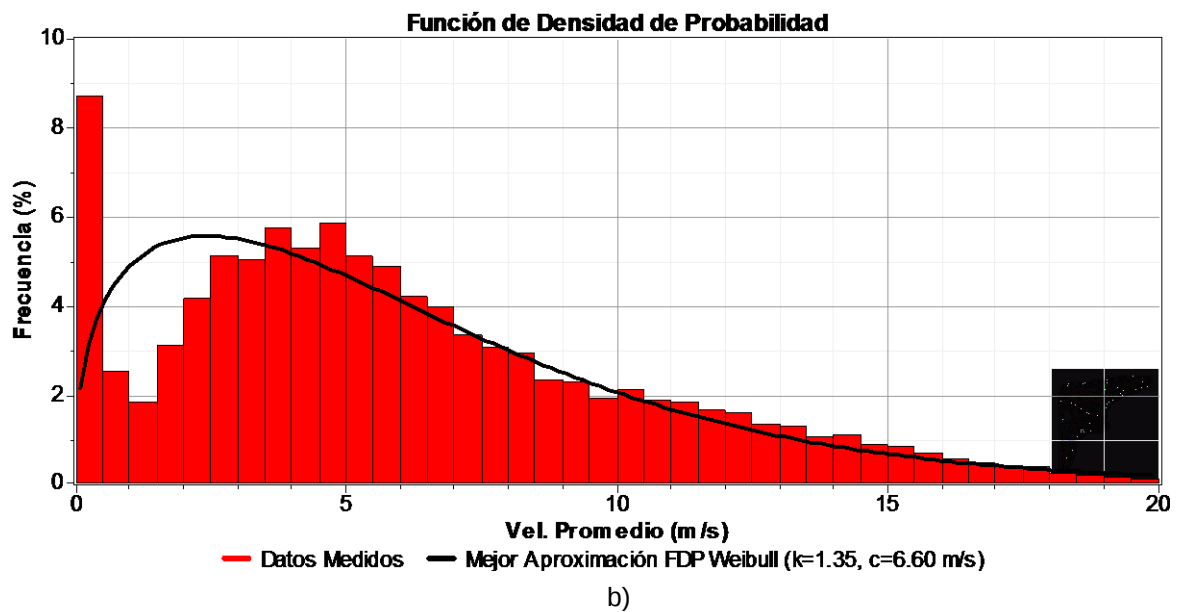
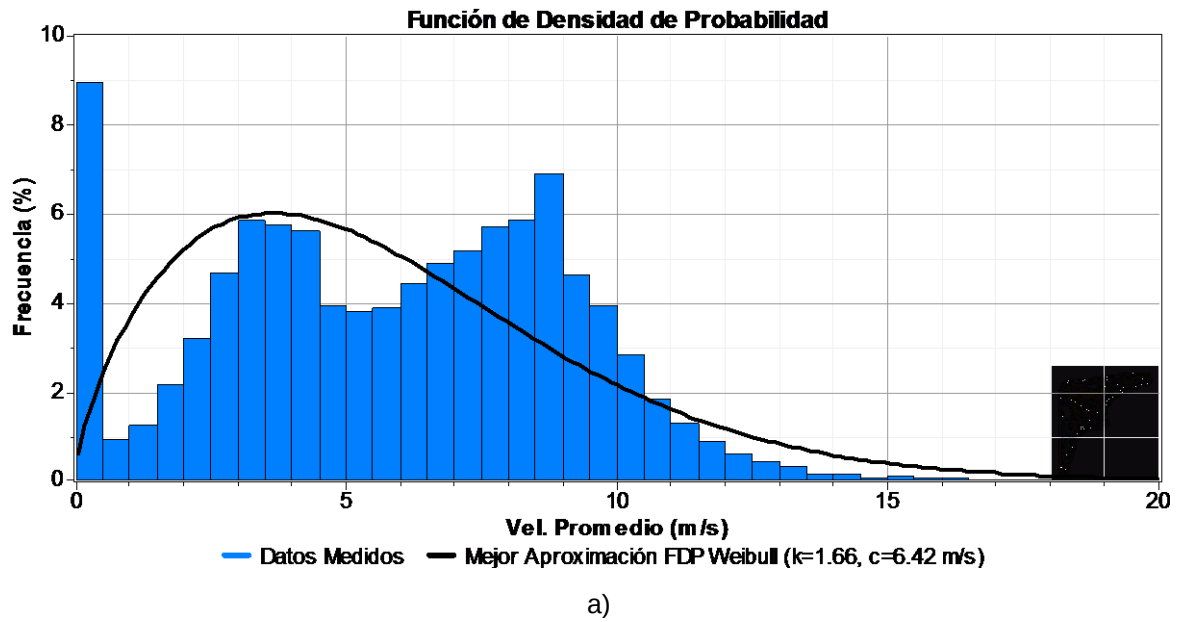


Figura 4.16. Función de densidad de probabilidad de Weibull a 50 metros; a) Chetumal; b) Cancún

CAPITULO V

5.-CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA

5.1.- HOMER

Para realizar la estimación de la cantidad de hidrógeno producido con fuentes renovables en los sitios seleccionados del estado de Quintana Roo, así como el costo del mismo y determinar la configuración óptima del sistema, se utilizó el paquete informático HOMER, (Modelo de Optimización de Micro Energía) desarrollado por NREL [61].

HOMER es un programa que simula el funcionamiento de microsistemas de energía con una ó varias fuentes renovables, como energía solar fotovoltaica, energía eólica, biomasa y minihidráulica. De igual forma, incluye fuentes de generación convencional como sistemas a diesel y, puede incluir en el análisis operación con baterías, sistemas conectados a la red eléctrica, maquinas reciprocantes, electrolisis y celdas de combustible.

El programa requiere datos de entrada tales como recurso energético, ciclo de vida del sistema, tasas de interés, costo de combustible, tecnologías disponibles (como turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, electrolizadores, entre otros) y sus costos. De acuerdo a los datos suministrados HOMER simula todas las configuraciones posibles para encontrar los componentes de menor costo que satisfagan las cargas eléctricas, térmicas ó demanda de hidrógeno, mediante balances de energía para cada una de las 8760 horas de un año. En los sistemas que incluyen baterías o generadores que usen combustibles fósiles, decide para cada hora como operar los generadores o cargar y descargar las baterías. Después de la simulación HOMER despliega una lista de sistemas factibles, ordenados por su costo de ciclo de vida, que incluye costos de inversión, reemplazo, costo de combustible, mantenimiento e intereses.

Para cada sistema encontrado factible, muestra los flujos de energía horaria por componente, costos asociados y resumen de funcionamiento. Por otro lado, el software puede realizar un análisis sensible para la mayoría de las entradas, al analizar más de un

valor para cada parámetro de interés, de manera que se pueden investigar los cambios en los sistemas cuando cambia un parámetro de entrada.

5.2.- Configuración del sistema

En este trabajo se simularon sistemas de energía renovable autónomos, que alimentan un electrolizador tipo PEM para cubrir una demanda de hidrógeno establecida de manera continua. Estos son sistemas híbridos que pueden incluir paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas y almacenamiento por baterías. HOMER simula todas las combinaciones posibles que incluyan los equipos considerados, encuentra aquellos que satisfagan la demanda de hidrógeno indicada y los ordena de acuerdo a su costo.

La totalidad de la energía producida alimenta al electrolizador, este produce el hidrógeno requerido, que a su vez es almacenado en un tanque cuando las condiciones del recurso renovable permiten tener un excedente. De esta manera, el hidrógeno almacenado contribuirá a cubrir la demanda cuando la producción del electrolizador sea baja. En caso de existir un exceso de electricidad, esta puede ser almacenada en baterías para su posterior uso, a condición de que sea económicamente factible.

Fueron simuladas 2 configuraciones diferentes, de acuerdo a las características de los equipos: Considerando que los aerogeneradores y el electrolizador funcionan con corriente alterna (Figura 5.1a) y cuando tanto el electrolizador como los aerogeneradores funcionan con corriente directa (Figura 5.1b).

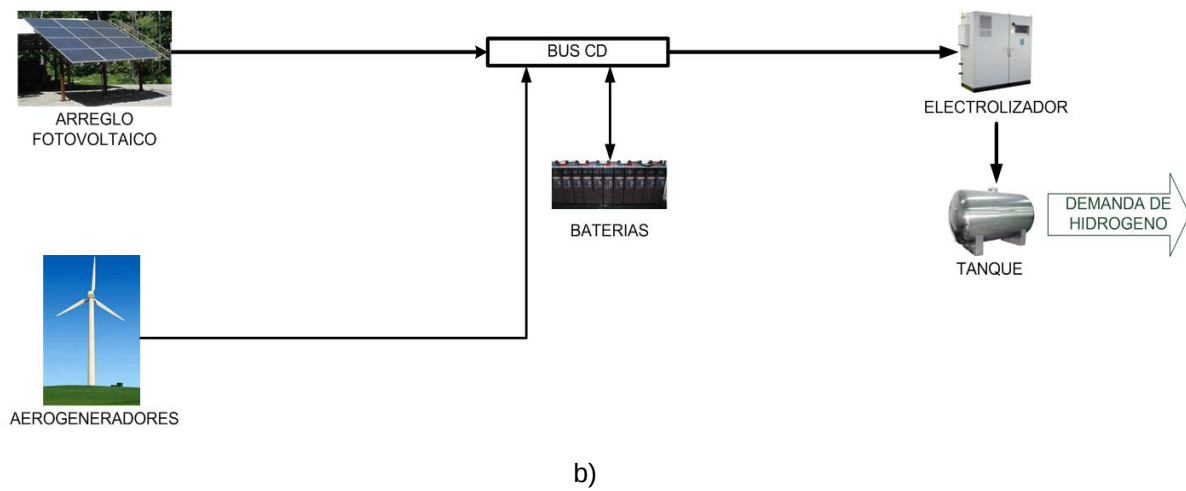
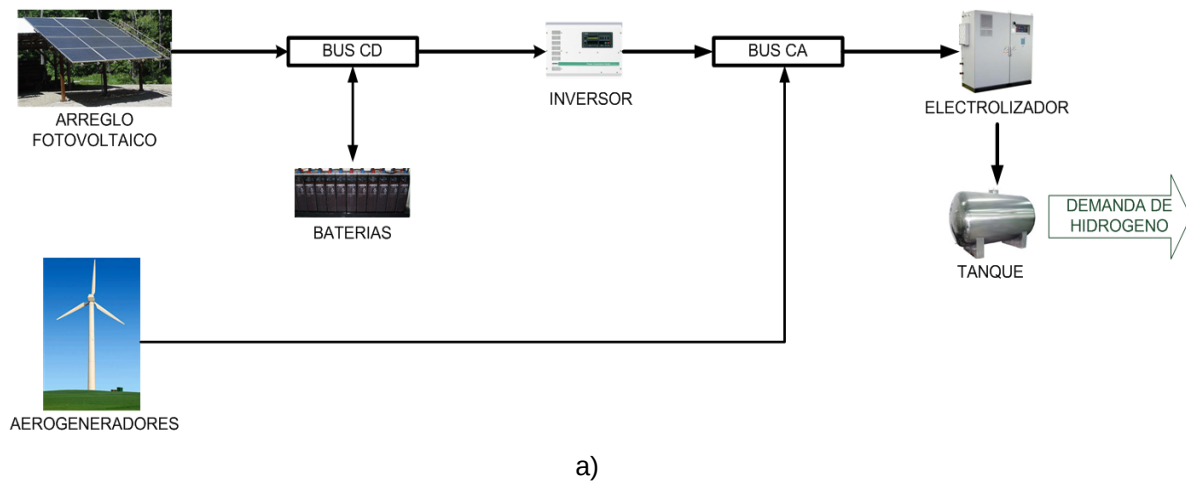


Figura 5.1. Configuración del sistema; a) Aerogenerador y Electrolizador en CA;
b) Aerogenerador y Electrolizador en CD

5.3.- Consideraciones económicas

El tiempo de vida del proyecto es de 20 años. Se consideró una tasa de interés anual de 7%, basándose en las tasas de interés observadas en otros proyectos de energía renovable en México [62]. HOMER utiliza esta tasa para calcular el Costo Neto Presente Total, que es el principal indicador económico del programa y, de acuerdo a este clasifica los sistemas. El Costo Neto Presente Total es el valor presente de los costos de instalación y operación del sistema en el ciclo de vida del mismo.

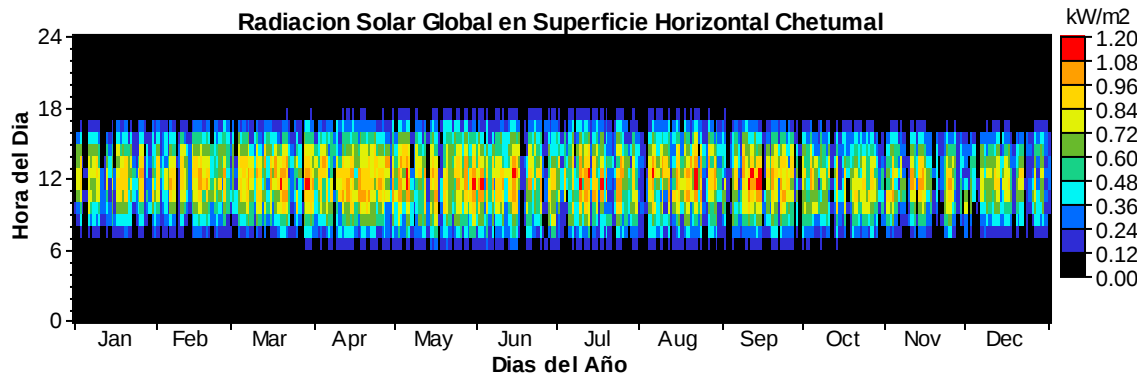
5.4.- Recurso renovable

Además de los datos de entrada del recurso solar y eólico,, HOMER requiere para la simulación de los sistemas de microenergía ciertos parámetros que se mencionan a continuación.

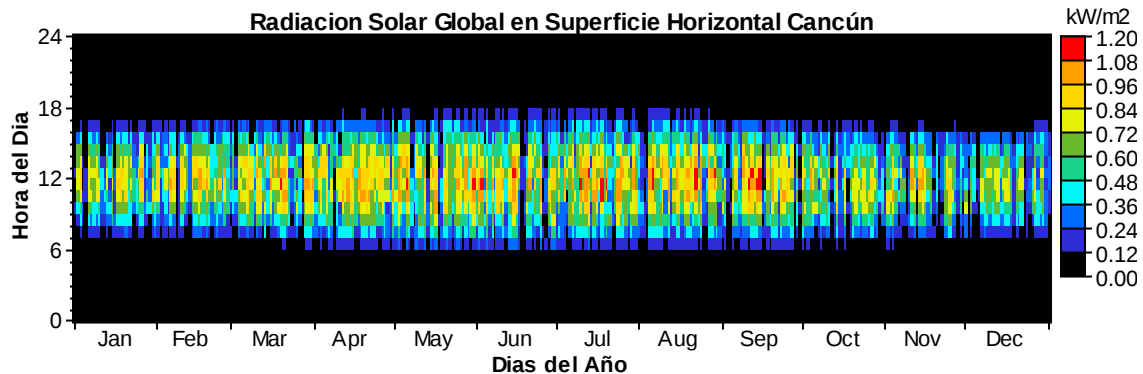
5.4.1.- Recurso solar

Se introdujeron en el programa los datos de insolación promedio mensual para Chetumal y Cancún descritos en la sección 4.1.3, así como la longitud y latitud de cada una de estas ciudades. Para Chetumal la latitud es 18°39' Norte y la longitud 88°5' Oeste. En el caso de Cancún, la longitud es de 21°9' Norte y longitud 86°50' Oeste. A cada dato de insolación HOMER le asigna un índice de claridad, que es una medida de la claridad de la atmosfera, y se define como el cociente entre la radiación en la superficie terrestre y la radiación en el espacio exterior.

Debido a que los datos utilizados representan la radiación mensual promedio, el programa fabrica datos sintéticos para las 8760 horas del año, utilizando el algoritmo desarrollado por V.A. Graham (63), el cual solo requiere de la latitud y los valores promedio mensuales de la radiación solar.



a)



b)

Figura 5.2. Radiación global; a) Chetumal; b) Cancún

La Figura 5.2 muestra los mapas de datos del recurso solar en Chetumal y Cancún. Puede observarse que la temporada de mayor recurso está comprendida entre los meses de Abril y Septiembre, periodo en el que la radiación es más alta y hay más horas de sol que en el resto del año.

5.4.2.- Recurso eólico

Para el caso del recurso eólico se le indican al programa la altitud sobre el nivel del mar, la altura a la que se tomaron las mediciones y el valor de la rugosidad del terreno. Debido a que se cuentan con mediciones cada 10 minutos de la velocidad del viento para todo un año, se tomaron los valores promedio por hora y se introdujeron al programa. HOMER automáticamente calcula los siguientes parámetros para realizar la simulación:

Factor de autocorrelación.- Es una medida de la variabilidad de la velocidad del viento de una hora a otra. Este factor depende en gran medida de la complejidad de la topografía de un sitio en cuestión. Lugares con varios tipos de topografía tienden a tener factores de autocorrelación bajos (0.70-0.80), mientras que en lugares con condiciones topográficas uniformes generalmente se tienen factores de autocorrelación altos. (0.9-0.97). El programa arrojó un factor de correlación de 0.925 para Chetumal y 0.938 para Cancún. Este resultado es congruente con las condiciones topográficas de ambas ciudades, ya que se encuentran al nivel del mar, sobre un terreno llano.

Patrón Diurno de Intensidad.- Es una medida de la tendencia de la velocidad del viento a variar de acuerdo a la hora del día, ya que los patrones de viento son afectados por la radiación. Este patrón fue calculado en 0.135 para Chetumal y 0.011 para Cancún.

Hora Pico de la Velocidad Del Viento.- Es la hora del día que tiende a ser la más ventosa en promedio, en Chetumal a las 20:00 horas y en Cancún a las 15:00 horas.

5.5.- Demanda de hidrógeno

La mayor parte del hidrógeno producido en la actualidad se utiliza mayormente para fines industriales en aplicaciones químicas, refinerías de petróleo, tratamiento de metales y aplicaciones electrónicas. No obstante, conforme la economía del hidrógeno se desarrolle, una de sus principales aplicaciones será como combustible en automóviles. La demanda de hidrógeno que el sistema debe cubrir se estimó en base al consumo aproximado de un carro de hidrógeno. Se consideró que este consumo es de aproximadamente 200 kg/año por unidad, asumiendo que cada automóvil recorre 19,200 km al año y que el rendimiento es de 96 km por kg de hidrógeno [64].

De acuerdo a esto, se simuló dos casos: En el Caso I, se considera un microsistema que produzca 456 kg de hidrógeno al año. Este puede ser un sistema doméstico que sirva para abastecer a 2 automóviles, ó un pequeño sistema de suministro local que cubra los requerimientos de una comunidad en aplicaciones de electrónica como celulares ó laptops que funcionen con celdas de combustible. En estas condiciones la demanda de hidrógeno es de 1.25 kg/día.

El Caso II considera un sistema que pueda producir 8830 kg de hidrógeno al año, suficiente para proveer de combustible a aproximadamente 40 automóviles. Sistemas de generación de estas dimensiones se espera proliferen en las estaciones de recarga de hidrógeno en los próximos años, participando con cerca del 10% de la producción total de hidrógeno [22]. La demanda en este caso es entonces de 24.2 kg/día. La figura 5.3 ilustra el perfil de demanda en ambos casos. El perfil de demanda se diseñó para que la producción sea mayor durante el día, disminuyendo durante la noche.

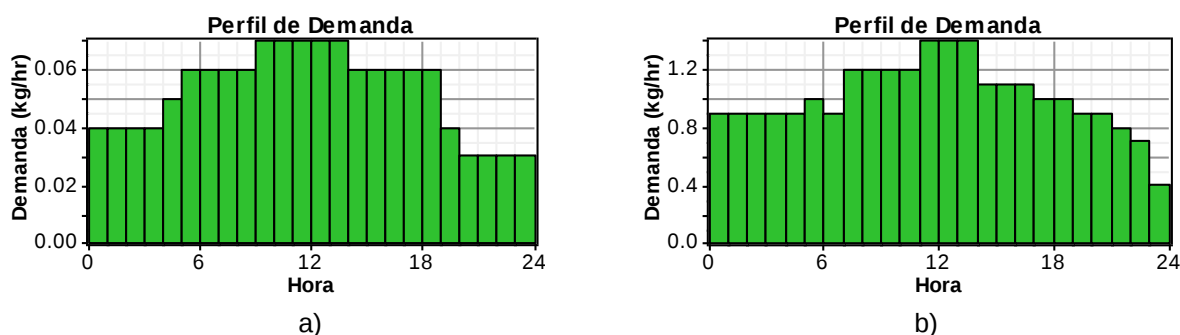


Figura 5.3. Perfil diario de la demanda de hidrógeno; a) 1.25 kg/día; b) 24.2 kg/día

Ambas demandas se ubican en el escenario de la generación distribuida, ya que se trata de pequeños sistemas autónomos que producen hidrógeno que será utilizado en el sitio de producción.

El recurso solar y eólico por naturaleza es intermitente, debido a esto no se puede determinar con exactitud la cantidad de energía que puedan generar. Esto, por supuesto, influye directamente en la producción de hidrógeno. Por lo tanto, se realizó un análisis considerando en las configuraciones posibles de los sistemas un Porcentaje Máximo de la Demanda no Cubierta (PMDNC) en la producción de hidrógeno, de acuerdo a la demanda, de 10, 20 y 30%. Es decir, se consideran casos en los cuales los sistemas no cubren el 100% de la demanda de hidrógeno, pero si el 90, 80 y 70%. HOMER encuentra las configuraciones más económicas que satisfagan la demanda, pero si la condición es que cubra la totalidad de ésta, el resultado puede ser un sistema muy sobredimensionado y caro, que tal vez requiera equipos demasiado grandes para cubrir un porcentaje muy pequeño de la demanda. Por otro lado, al permitir cierta tolerancia, el programa puede simular sistemas más pequeños que no cubran toda la producción de hidrógeno demandada, pero si la mayor parte.

5.5.- Equipo propuesto para el sistema.

A continuación se describen los equipos considerados en este trabajo, así como los parámetros asociados a ellos que se tomaron en cuenta para la simulación de los sistemas.

5.5.1.- Electrolizador

El electrolizador utilizado es del tipo de membrana de intercambio protónico (PEM). En la actualidad existen pocos equipos comerciales que utilizan esta tecnología. Sin embargo, el desarrollo de nuevos productos que alcancen eficiencias más altas y que sean más baratos se ha dado de manera muy rápida en los últimos años, por lo que se espera que en un futuro próximo estos electrolizadores sean ampliamente utilizados en la producción de hidrógeno, especialmente vía energías renovables.

Una de las principales ventajas de los electrolizadores tipo PEM sobre los electrolizadores alcalinos es que tienen la intrínseca habilidad de funcionar con condiciones de potencia variables, lo cual los hace especialmente convenientes para trabajar con fuentes de energía intermitentes, como la solar y eólica.

En un sistema de electrólisis PEM, el costo del stack de celdas representa aproximadamente el 45% del costo total, el balance de planta, es decir las estructuras y el equipo necesario para el manejo de fluidos, separadores de gases etc. representa el otro porcentaje importante de la inversión inicial, con un 30% aproximadamente. Los gastos de instalación, labor civil, transportación etc., constituyen aproximadamente el 18% y el equipo electrónico y de control el 7% restante [65].

El costo del stack de celdas se tomó en \$1100 USD/kW [66]. Aplicando la proporción de costos mencionada, el capital inicial del electrolizador es entonces de \$2500 USD/kW. El tiempo de vida del stack de celdas de los electrolizadores PEM en el 2004 era de entre 5-7 años [64]. La investigación, el desarrollo y mejoramiento de las membranas han permitido elevar el tiempo de vida de las celdas y, se ha demostrado que estas pueden funcionar durante más de 100 000 horas de operación continua [67]. En este trabajo se tomó un tiempo de vida del stack de celdas de 10 años, después de los cuales el stack

necesita reemplazarse, lo cual implica un 45% del costo total del electrolizador. Los gastos de operación y mantenimiento se consideraron en un 5% del costo inicial del electrolizador, y la eficiencia en 80% [68].

En virtud de que los electrolizadores PEM son equipos cuyo precio tienden a disminuir de manera constante, se realizó un análisis para investigar en qué manera afecta esta disminución al costo total del sistema. Además de los costos ya mencionados, se analizó un escenario en donde los costos del stack son \$600.00 y \$400.00 USD, con un capital inicial total de \$1350.00 y \$900.00 USD/kW respectivamente. Estos costos se tomaron en base a proyecciones realizadas por fabricantes y por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) en su programa de hidrógeno y, se hicieron considerando un crecimiento en la comercialización y en una producción de al menos 500 unidades al año [66] [28]. Para realizar este análisis se multiplica el capital inicial por los factores 0.54 y 0.36 respectivamente, para obtener \$1350.00 y \$900.00 USD, y se ligan estos factores al costo del reemplazo, de tal manera que ambos costos cambien en la misma proporción.

Generalmente los electrolizadores producen hidrógeno a una baja presión de salida (entre 100-200 psi), pero para almacenar el hidrógeno en tanques es necesario elevar su presión por medio de compresores. Proton Energy Systems, una compañía que fabrica electrolizadores PEM ha hecho pruebas con sus prototipos alcanzando presiones cercanas a 3000 psi. Esta compañía pretende alcanzar presiones de hasta 6000 psi en el corto plazo. Avalance cuenta con productos que pueden producir hidrógeno a una presión de 10,000 psi [68] [69]. En general la tendencia en los nuevos equipos es aumentar la presión de salida de hidrógeno para prescindir de compresión adicional. Por este motivo, en este trabajo se considera que el uso de compresores no es necesario.

Por otro lado, los electrolizadores PEM comerciales tienen capacidades que van de los 5 kW hasta 50 kW. Para satisfacer demandas de hidrógeno cada vez mayores, se están desarrollando equipos que produzcan hasta 500 kg de hidrógeno al día, con consumos de potencia de entre 220 a 980 kW [70]. El software requiere como datos de entrada el tamaño de los electrolizadores a considerar, dado por su consumo en kW. Para estimar el rango de tamaños del electrolizador en este trabajo, se estimó la energía requerida por el electrolizador para producir 1 kg de hidrógeno, basándonos en una eficiencia de 80%. Homer considera la eficiencia del electrolizador η como el cociente de la energía

contenida en 1 kg de hidrógeno, que es 39.4 kWh/kg (basado en su valor calorífico superior), entre la energía que consume el electrolizador para producir 1 kg de hidrógeno C , como se muestra en la Ecuación (13);

$$\eta = \frac{39.4kWh/kg}{C} \quad (13)$$

Sustituyendo la eficiencia de 80% y despejando, tenemos que la energía que consume el electrolizador por kg de hidrógeno es $C = \frac{39.4kWh/kg}{80\%} = 49.25kWh/kg$

En el Caso I (demanda 1.25 kg/día), para producir los 1.25 kg requeridos, el electrolizador consumirá $(49.25kWh/kg)(1.25kg) = 61.56kWh/día$

Suponiendo que el electrolizador trabaja a su máxima capacidad las 24 horas, entonces la potencia que debe tener es de $\frac{61.56kWh}{24horas} = 2.56kW$

Debido a las fluctuaciones en la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas, es de esperarse que el electrolizador no trabaje a su máxima potencia las 24 horas, por lo tanto el rango de tamaños de los electrolizadores propuestos se consideró entre 3 y 20 kW para la demanda de 1.25 kg/día.

De manera análoga, en el Caso II (demanda 24.2 kg/día), la potencia teórica que debe tener el electrolizador para suplir la demanda trabajando a máxima capacidad es de aproximadamente 49.66 kW, y los tamaños propuestos están entre 70 y 150 kW.

Los electrolizadores funcionan con corriente continua, pero los fabricantes generalmente venden sus unidades acondicionadas con inversores para que funcionen en corriente alterna. A su vez, pequeños electrolizadores comerciales están acondicionados para funcionar con paneles solares directamente, como el Hogen 40 de Proton Energy Systems. En este trabajo se considera que los electrolizadores están adecuados para funcionar en CA, excepto en el caso donde se utilizaron las turbinas Whisper 500, donde se considera que operan en CD.

5.5.2.- Aerogeneradores

Para la demanda de hidrógeno de 1.25 kg/día (Caso 1), se consideraron 2 tipos de aerogeneradores: la turbina Jacobs 23-10 y la SW Whisper 500. Se eligieron estos aerogeneradores debido a que se adaptan bien a las intensidades del viento observadas en Cancún y Chetumal, lo que puede observarse en su curva de potencia (Figuras 5.4 y 5.5), y porque el rango de potencia que manejan se juzgó adecuada para alimentar al electrolizador bajo las condiciones de diseño de este trabajo.

El equipo Jacobs 23-10 es un aerogenerador de 10 kW de potencia nominal en CA. Se consideró una altura de buje de 50 metros sobre el nivel del suelo. Esta información es importante, ya que el programa calcula la producción anual de energía de la turbina a esa altura, tomando en cuenta la variación del viento con la misma. La inversión inicial es de \$ 53,350.00 USD, que incluye: el precio de la turbina y de la torre, así como los costos de instalación y mano de obra. El precio de la turbina y de la torre se determinó con la información del fabricante [71].

Los costos de la turbina representan aproximadamente el 75% del costo inicial, en tanto que la torre, instalación y mano de obra civil, eléctrica, transporte y demás costos asociados comprenden el 25% restante [8]. Los costos de operación y mantenimiento están alrededor de 1.5 a 3% de la inversión inicial de la turbina [58] [72]. Para nuestro estudio consideraremos un 2%, en este caso \$1067.00 USD/año. El tiempo de vida de las turbinas eólicas en este trabajo es estimado en 20 años y, el número de turbinas en la simulación varía desde 0 hasta 5. Se tomó en cuenta el cero para permitirle al programa la opción de simular sistemas sin aerogeneradores. Debido a que el tiempo de vida de las turbinas es igual a la del proyecto en todos los casos, el costo del replazo no se toma en consideración. La Figura 5.4 muestra la curva de potencia de este aerogenerador, nótese que la producción eléctrica comienza a partir de velocidades del viento de 2 m/s.

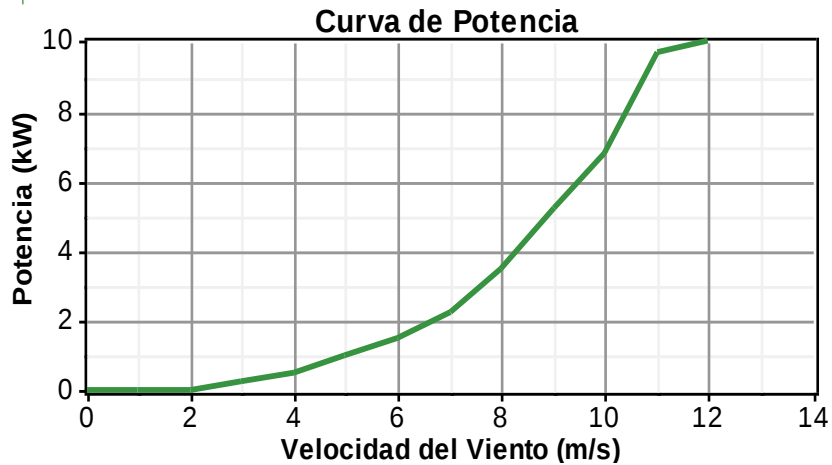


Figura 5.4. Curva de potencia del aerogenerador Jacobs 23-10

La turbina SW Whisper 500 tiene una potencia nominal de 3 kW, con un voltaje de salida de 24, 32 y 48 V en corriente continua. La altura del buje se tomó en 25 m, con un capital inicial de \$12,150.00 USD [73]. La operación y el mantenimiento serían de \$243 USD/año. El número de turbinas a utilizar en este caso varía desde 0 hasta 11. La Figura 5.5 ilustra la curva de potencia de este aerogenerador, la producción eléctrica del mismo comienza a partir de 3 m/s.

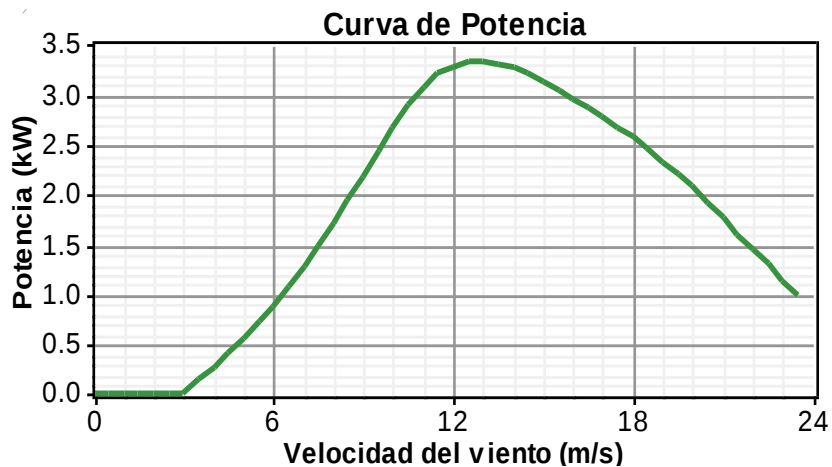


Figura 5.5. Curva de potencia del aerogenerador SW Whisper 500

En el Caso II, donde la demanda de hidrógeno es de 24.2 kg/día se utilizaron las turbinas Enercon E33 y Furhlander FL100. Como en el Caso 1, se eligieron estas turbinas porque sus características se adaptan bien al régimen de viento de Chetumal y Cancún, y su rango de potencia es adecuada para este escenario.

La turbina Enercon E33 tiene una potencia de 340 kW en CA, con una altura del buje de 50 metros. En la actualidad, se considera que el precio de las turbinas instaladas en los parques eólicos se encuentra en el rango de 1000-1300 USD/kW [72], pero estos precios se refieren a maquinas arriba de 1 MW de potencia, teniendo en cuenta que se utilizan en grandes proyectos eólicos. Los precios de los aerogeneradores son muy sensibles a la economía de escala, por lo que turbinas más pequeñas cuestan hasta 5 veces más [74].

El precio de la turbina Enercon se estimo basándose en los costos de proyectos realizados en otras partes del mundo [75]. Este costo fue de \$812,000.00 USD y el costo de operación y mantenimiento en \$16,240.00 USD/año. El número de turbinas a simular van de 0 hasta 5. En la Figura 5.6 se puede apreciar la curva de potencia de este aerogenerador, cuya producción eléctrica comienza a partir de velocidades del viento de 3m/s.

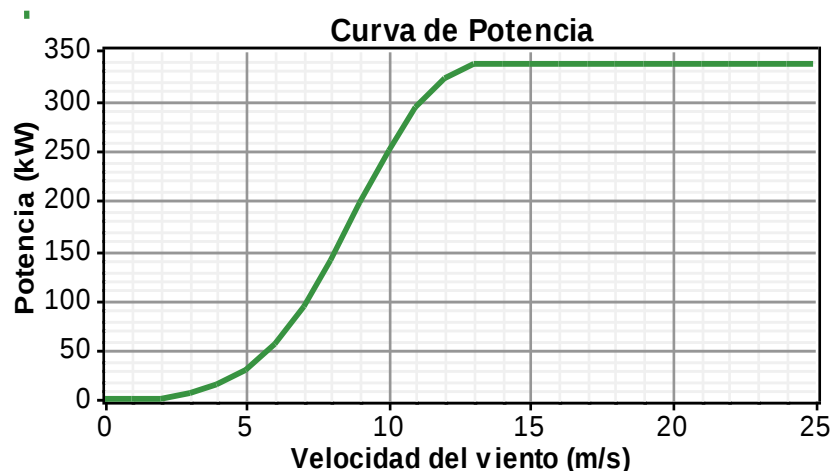


Figura 5.6. Curva de potencia del aerogenerador Enercon E33

La turbina Furhlander tiene una potencia de 100 kW en CA y, la altura del rotor se tomó a 35 metros. El capital inicial por turbina es de \$280,000.00 USD, y el costo de operación y mantenimiento es de \$5500.00 USD/año. Estos costos fueron estimados de igual manera en base a la información de otros proyectos que incluyen estos aerogeneradores [76]. El número de turbinas va de 0 a 11. La Figura 5.7 muestra la curva de potencia de este aerogenerador, el cual genera electricidad a partir de velocidades del viento de 3 m/s.

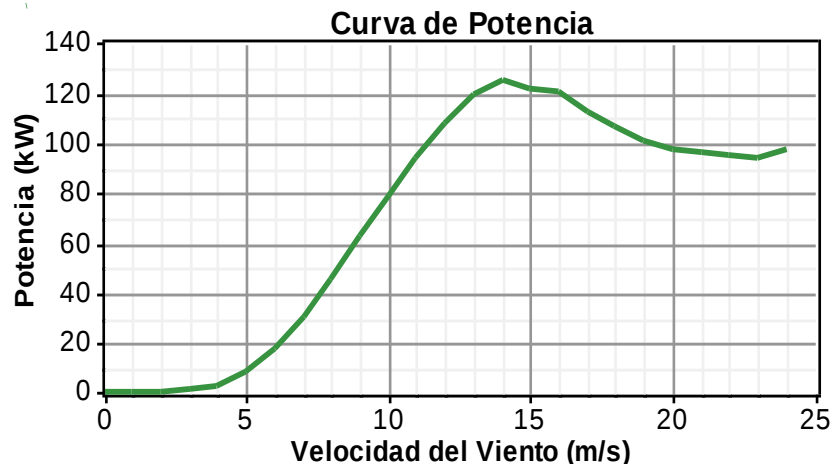


Figura 5.7. Curva de potencia del aerogenerador Furhlander FL100

Como se aprecia en las curvas de potencia de los aerogeneradores, la turbina Jacobs 23-10 comienza su producción eléctrica a partir de 2 m/s, y las turbinas SW Whisper 500, Enercon E33 y Furhlander FL100 a partir de 3 m/s. De acuerdo a los datos analizados, en Chetumal aproximadamente el 87% de las mediciones de velocidad están por arriba de 2 m/s, y el 78% por encima de 3 m/s. En Cancún, los porcentajes son 84% para velocidades por encima de 2 m/s y 74% para velocidades mayores a 3 m/s. De acuerdo a esto, se consideró que las turbinas son adecuadas ya que comienzan su producción eléctrica a bajas velocidades del viento.

5.5.3.- Arreglo fotovoltaico

Los precios de paneles fotovoltaicos se encuentran aproximadamente entre \$8000 y \$10000 USD por kW instalado [77]. En este trabajo se utilizó un precio de \$10000 USD/kW, que es acorde a los costos de los módulos comerciales a la venta en el país [73]. Los costos de reemplazo, operación y mantenimiento se tomaron en \$0.

El tamaño del arreglo fotovoltaico para el caso de la demanda menor de hidrógeno se considero entre 0 y 12 kW, y en el caso de la demanda mayor entre 0 y 70 kW. El programa considera una inclinación del arreglo fotovoltaico igual a la latitud, en dirección sur y no se incluyó sistema de seguimiento. El tiempo de vida del arreglo se estimó en 25 años.

5.5.4.- Convertidor de potencia

Los sistemas que contengan elementos tanto en CD como en CA requieren de un convertidor de potencia. Estos dispositivos pueden ser rectificadores, cuando convierten la corriente en CA a corriente en CD, o inversores cuando la conversión es de CD a CA. Solamente en el Caso I se supone que todos los equipos (aerogeneradores, paneles y electrolizador), operan en CD, en este caso lo que se requiere es un adaptador CD-CD, pero en vista de que los electrolizadores de ese rango de potencia vienen adaptados para funcionar con fuentes renovables en CD, se consideró que el convertidor CD-CD viene adaptado al electrolizador.

El precio del convertidor se estimó en base al precio de los inversores comerciales Xantrex SW [73]. Estos son inversores de onda sinusoidal pura. El costo de una unidad de 4kW de capacidad es de aproximadamente \$3080.00 USD, y para una unidad de 5.5 kW el costo resulta \$3850.00 USD. El programa interpola ambos para encontrar los costos de unidades de mayor ó menor capacidad. Esta estimación se toma tanto para rectificadores como para inversores, ya que su costo es similar.

Se considera un costo de reemplazo igual al capital inicial, y gastos de operación y mantenimiento en 5% del precio del convertidor [78]. Estos gastos cubren principalmente las reparaciones que hubiera que hacer, ya que los inversores y rectificadores comúnmente requieren este tipo de servicio. El tiempo de vida se estima en 15 años [78], y la eficiencia tanto del inversor como del rectificador en 90%. Las capacidades consideradas van desde 0 a 25 kW para el Caso I y en el Caso II de 0 a 65 kW.

5.5.5.- Baterías

La energía solar y eólica es intermitente, por lo tanto, y a condición de ser rentable, puede ser necesario el uso de baterías para almacenar la energía en periodos donde ésta es abundante, para luego ser usada cuando la producción de la misma es insuficiente para satisfacer las demandas del sistema. Dos tipos de baterías fueron incluidas en este estudio: Para la demanda de hidrógeno de 24.2 kg/día se utilizaron las baterías Surrete 6CS25P, con un voltaje nominal de 6 V y una capacidad de 1156 Ah.

El tiempo de vida de las baterías es calculado por el programa de acuerdo al número de ciclos de descarga y la profundidad de la misma que experimenta el banco de baterías, de acuerdo a las necesidades del sistema simulado. Por otro lado, HOMER asume que hay una determinada cantidad de energía que la batería en cuestión puede almacenar antes de que necesite reemplazo. En el caso de las baterías Surrete esta energía se estima en 9645 kWh, valor obtenido de los datos precargados de este modelo en HOMER.

El precio por unidad es de \$1100 USD [73], al igual que el reemplazo y, los costos de mantenimiento se estimaron en 2% sobre el precio de la batería, \$22 USD/año. Este porcentaje fue estimado de acuerdo a otros trabajos que comparten una metodología similar [79], e incluye principalmente la limpieza de las terminales metálicas y el mantenimiento del nivel del electrolito. Las baterías se conectaron en buses de 24 V, o sea 4 baterías por bus, y en este caso el número de buses a simular varía desde 0 hasta 18 en intervalos de 2. En la Figura 5.8 se aprecia las curvas de vida útil de las baterías Surrete. La curva en amarillo representa los ciclos de descarga que soporta la batería antes de necesitar reemplazo, y en negro la curva de energía de vida útil, ambos en función de la profundidad de descarga. Puede observarse que a mayor profundidad de descarga, los ciclos de carga-descarga que soporta la batería se reducen. La curva de vida útil nos indica que el mayor aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de la batería se encuentra cuando ésta opera a profundidades de descarga entre 60-80%. Este es el comportamiento esperado, ya que estas baterías están diseñadas para ciclo profundo, es decir, para operar de manera eficiente con profundidades de descarga elevadas.

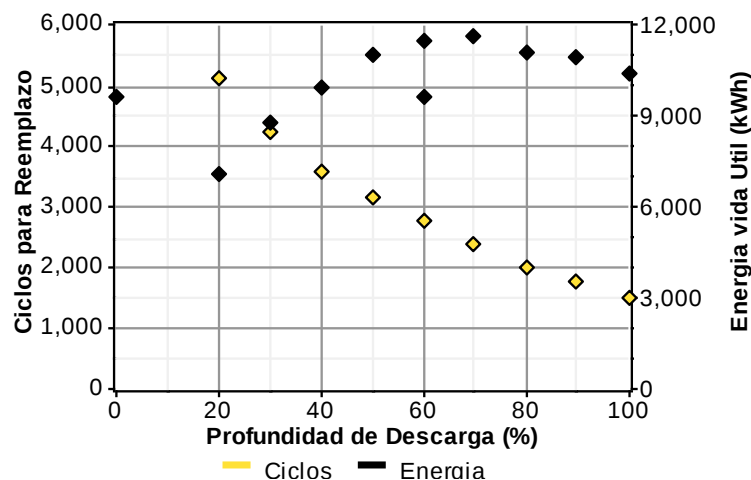


Figura 5.8. Curvas de vida útil de las baterías Surrete 6CS25

Para la demanda de 1.25kg/día se utilizaron las baterías Trojan T-105, cuyas características eléctricas son: voltaje 6 V, capacidad 225 Ah y energía utilizable antes de reemplazo 845 kWh. El costo de cada batería es de \$135.00 USD [73], al igual que el reemplazo, con un costo de mantenimiento de \$4.00 USD/año. De igual forma, las baterías se conectaron en buses de 24 V, y el número de buses varía desde 0 hasta 14. La Figura 5.9 muestra las curvas de vida útil de estas baterías. Puede notarse que soportan menos las descargas profundas, y para alargar su vida útil es necesario operarlas con una baja profundidad de descarga, del orden del 15-20%. Sin embargo, a pesar de que su vida útil se acorta, su mayor capacidad de almacenamiento de energía se observa a descargas mayores a 90%.

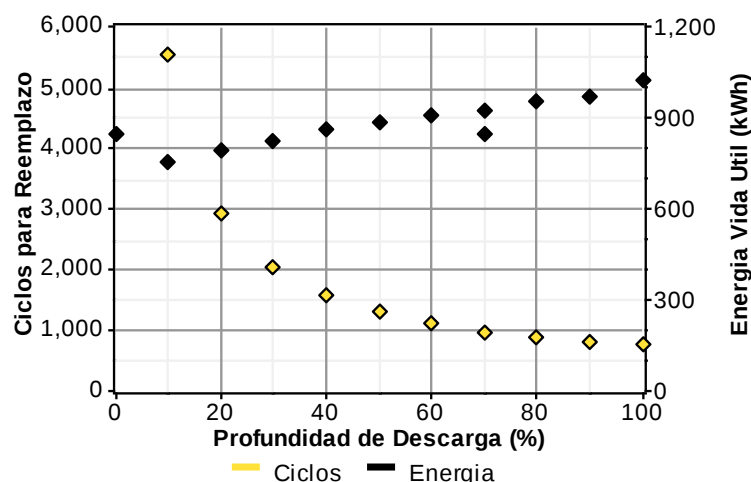


Figura 5.9. Curvas de vida útil de las baterías Trojan T-105

5.5.6.- Tanque de hidrógeno.

En este trabajo se utilizaron tanques a presión para el almacenamiento del hidrógeno producido. Esta es la manera más práctica y barata de almacenamiento para aplicaciones estacionarias. Dado que el hidrógeno será utilizado en el sitio de producción, no entran en el análisis los costos de transportación, que por otra parte pueden llegar a ser significativos en el costo final.

El costo de los tanques aumenta conforme aumenta la presión que pueden soportar (Ver Figura 5.10). Sin embargo, el almacenamiento a presión se hace necesario, ya que de no ser así se necesitarían grandes volúmenes en los contenedores. Como ejemplo, a una

presión de 6000 psi se necesitan aproximadamente 8 galones de hidrógeno para tener la energía equivalente de un galón de gasolina.

Se tomó una presión de almacenamiento de 400 atm (aproximadamente 6000 psi), con lo cual el precio del tanque se estimó en \$800 USD/kg [80]. Se consideró que el tanque requiere muy poco ó nulo mantenimiento, por lo que los gastos asociados se despreciaron. El tiempo de vida del tanque se estimó en 20 años. Para la demanda de 1.25 kg/día el tamaño de los tanques varia de 0.5 a 25 kg, y para la de 24.2 kg/día los tamaños cubren un amplio rango de capacidades, desde 10 hasta 130 kg. La Figura 5.10 muestra el aumento en el costo del tanque en función de la presión de almacenamiento.

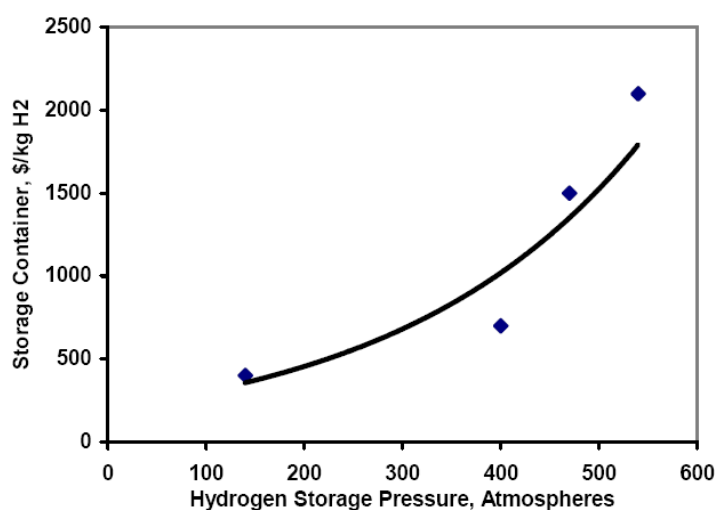


Figura 5.10. Grafica del incremento en el precio del tanque de acuerdo a la presión [80]

CAPITULO VI

6.- RESULTADOS Y DISCUSION

6.1.- Caso I: Demanda de hidrógeno 1.25 kg/día (456kg/año)

Para este escenario se utilizaron las dos configuraciones mencionadas en la sección 5.2, cuando se utilizaron las turbinas Jacobs 23-10, se consideró que el electrolizador trabaja en CA, al igual que las Jacobs (Figura 6.1a) y, se consideró que el electrolizador trabaja en CD cuando funciona con las turbinas SW Whisper 500 (Figura 6.1b).

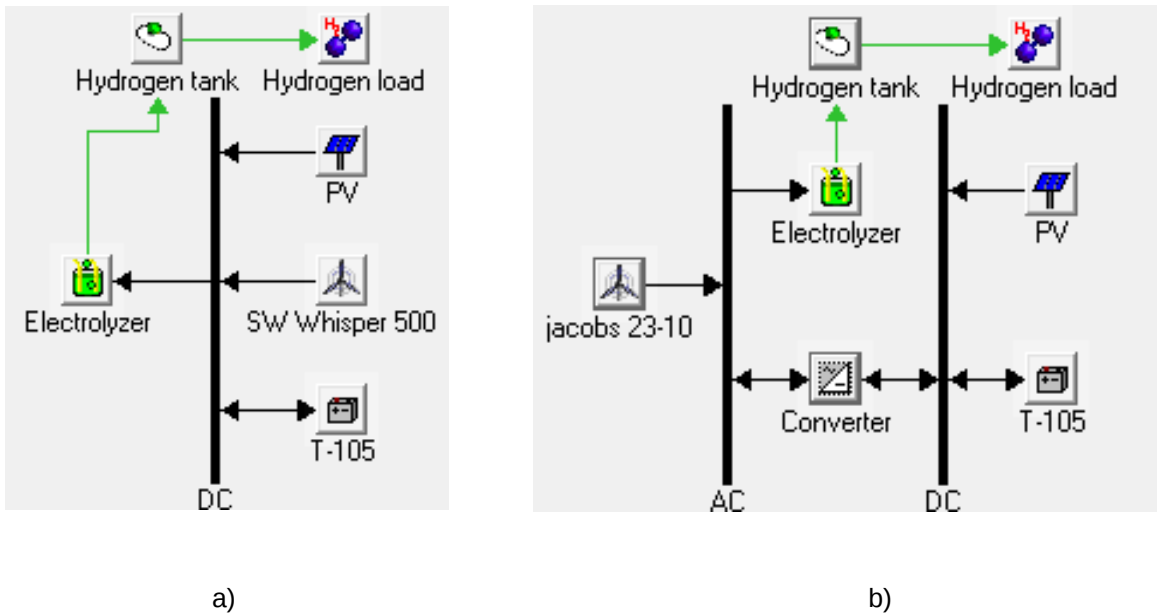


Figura 6.1. Configuración de los sistemas para el Caso I; a) Turbinas y electrolizador en CD; b) Turbinas y electrolizador en CA

En todos los casos simulados, con los equipos considerados no se encontraron sistemas que satisfagan el 100% de la demanda de hidrógeno a lo largo de un año completo. Cubrir la totalidad de la demanda significaría incluir equipos mucho mayores a los utilizados, lo cual no se consideró viable, en vista de que las capacidades de los equipos deben aumentar significativamente para producir una pequeña fracción del hidrógeno requerido. Por lo anterior se decidió evaluar el sistema para cubrir una demanda de hidrógeno al 90%, es decir, con un Porcentaje Máximo de la Demanda No Cubierta (PMDNC) de 10%, al 80% (PMDNC 20%) y al 70% (PMDNC 30%).

6.1.1.- Chetumal

Tabla 6.1. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina SW Whisper 500; Demanda 1.25 kg/día; Chetumal (Precios en USD)

SW Whisper 500									
PMDNC (%)	FV (kW)	SW500 (kW)	T105	Electrolizador (kW)	Tanque (Kg)	Capital Inicial	Costo de Operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	3	9		5	23	\$97,350	1,478	\$113,003	26.017
20	1	9		5	7	\$64,550	1,575	\$81,237	20.87
30		9		5	3	\$51,350	1,624	\$68,554	19.539

1 turbina SW Whisper 500= 3 kW potencia nominal.

De acuerdo a la Tabla 6.1 (datos arrojados por HOMER en las simulaciones), cuando se utilizaron las turbinas SW Whisper 500 la mejor opción se da en el caso de un PMDNC de 30%. En estas condiciones el precio del hidrógeno producido es de \$19.5 USD. Sin embargo, se puede observar que el precio del hidrógeno cuando se permite un 20% de PMDNC es muy similar, de \$20.87 USD y, es solamente 7% mayor.

Para un PMDNC de 30%, la producción anual de hidrógeno fue de 331 kg/año, con un factor de capacidad del electrolizador para producir hidrógeno de 37.3%. El porcentaje de la demanda no cubierta es de 27.3%, lo que representa 125 kg/año. Como puede notarse, este porcentaje está por debajo del máximo permitido de 30%

Para un PMDNC de 20%, la producción de hidrógeno fue de 367 kg/año, el factor de capacidad del electrolizador fue de 41.4%, y la demanda no cubierta fue de 88 kg/año, ó 19.3%.

A pesar de que fueron incluidas baterías en las simulaciones, los resultados indican que estas son innecesarias, a pesar de que existe un excedente de potencia eléctrica. Es decir, puede ser preferible aumentar la capacidad de los sistemas en lugar de incluir en ellos baterías, ya que su uso no se encontró económicamente factible, además que no serán amigables con el medio ambiente. De acuerdo a esto, el mejor sistema en este caso podría ser aquel que permite un PMDNC de 20% en la producción, ya que este sistema entrega una mayor cantidad de hidrógeno que el de un PMDNC de 30%, a un costo casi igual.

Tabla 6.2. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Jacobs 23-10; Demanda 1.25 kg/día; Chetumal (Precios en USD)

Jacobs 23-10										
PMDNC (%)	FV (kW)	jac10 (kW)	T105	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de Operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno (\$/kg)
10	5	10		5.5	5	8	\$126,100	1,826	\$145,446	33.519
20	3	10		5.5	5	2	\$101,300	1,924	\$121,679	31.275
30		10			5	3	\$68,250	1,962	\$89,035	25.656

1 turbina Jacobs 23-10 = 10 kW potencia nominal

Para el caso de las turbinas Jacobs, de igual manera el menor costo en la producción de hidrógeno, 25.65/kg, se logró con un PMDNC de 30%, pero puede observarse que el precio del hidrógeno para un PMDNC de 20% de es muy similar al precio estimado para 10%. Los componentes de ambos sistemas son prácticamente los mismos y, sus costos de inversión muy similares, la única diferencia radica en el arreglo fotovoltaico y en la capacidad del tanque de hidrógeno, que es de 8 kg para el 10% de tolerancia y de 2 kg para 20%. La producción de hidrógeno fue de 410 kg/año, a \$33.51/kg, con un 10% de la demanda sin cubrir en el primer caso y de 367 kg/año a \$31.27/kg y 19.5% de la demanda no cubierta en el segundo. La producción eléctrica es igualmente muy similar, de 30,059 kWh/año para 10% de tolerancia y de 26,722 kWh/año para 20%. En este caso, la adecuada elección del tanque de hidrógeno fue muy importante, ya que el mejor aprovechamiento de la producción del sistema dependerá de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno que se tenga.

Obviamente, si los requerimientos de hidrógeno lo permiten, la mejor opción será el sistema con 30% de tolerancia, pero si se requiere una producción más constante será preferible optar por el sistema con 10% de tolerancia antes que el de 20%. Cabe destacar que no se encontró necesario el uso de baterías.

6.1.2.- Cancún

En las tablas 6.3 y 6.4 se muestran los sistemas optimos encontrados de acuerdo al PMDNC en la ciudad de Cancún para los dos aerogeneradores.

Tabla 6.3. Configuraciones óptimas para un PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina SW Wishper 500; Demanda 1.25 kg/día; Cancún (Precios en USD)

SW Whisper 500									
PMDNC (%)	FV (kW)	SW500 (kW)	T105	Electrolizador (kW)	Tanque (Kg)	Capital Inicial	Costo de Operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	5	12		5	17	\$124,700	1,623	\$141,894	32.70
20	5	6		5	15	\$98,800	1,137	\$110,845	28.81
30	3	6		5	7	\$72,400	1,235	\$85,479	25.3

1 turbina SW Wishper 500= 3 kW potencia nominal

Cuando se utilizan las turbinas SW Whisper 500, se puede apreciar que el precio del hidrógeno producido disminuye conforme aumenta el PMDNC, de acuerdo a lo esperado. La principal diferencia en los equipos radica en los aerogeneradores, ya que para un PMDNC de 10% se requieren 4 turbinas, mientras que para 20 y 30% solamente se requieren 2.

En este caso cualquier sistema puede ser una opción y, la elección del más conveniente dependerá de las necesidades de hidrógeno que se deban cubrir y, del capital inicial con el que se disponga. No se encontró necesario el uso de baterías.

Tabla 6.4. Configuraciones óptimas para un PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Jacobs 23-10; Demanda 1.25 kg/día; Cancún (Precios en USD)

Jacobs 23-10										
PMDNC (%)	FV (kW)	jac10 (kW)	T105	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de Operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno (\$/kg)
10	7	10		7	7	12	\$155,070	2,100	\$177,321	40.85
20	5	10		5	5	5	\$123,443	1,821	\$142,740	36.98
30	3	10		3	5	3	\$100,817	1,901	\$120,952	34.95

1 turbina Jacobs 23-10 = 10 kW potencia nominal

Cuando se utilizaron las turbinas Jacobs, también se observó que el precio disminuye de acuerdo al PMDNC permitido, pero igualmente el precio por kg de hidrógeno viene a ser muy similar para tolerancias de 20 y 30%. Para un PMDNC de 20% el precio del hidrógeno fue de \$37 USD/kg, con una demanda no cubierta de 20%, y para un PMDNC de 30% el precio del hidrógeno fue de \$35 USD/kg, con una demanda sin cubrir de 28.4%. Entonces, si se requiere una producción sin grandes variaciones respecto a la demanda total, el sistema de PMDNC de 10% será la mejor opción, pero si es posible manejar un rango mayor tolerancia, el sistema con un PMDNC de 20% resulta ser el indicado. No se encontró necesario el uso de baterías.

6.2.- Caso II: Demanda de hidrógeno 24.2 kg/día (8830 kg/año)

En este escenario se utilizó únicamente la configuración donde el electrolizador y los aerogeneradores trabajan en CA, ya que tanto la turbina Enercon E33 como la Fuhrländer FL100 funcionan en corriente alterna.

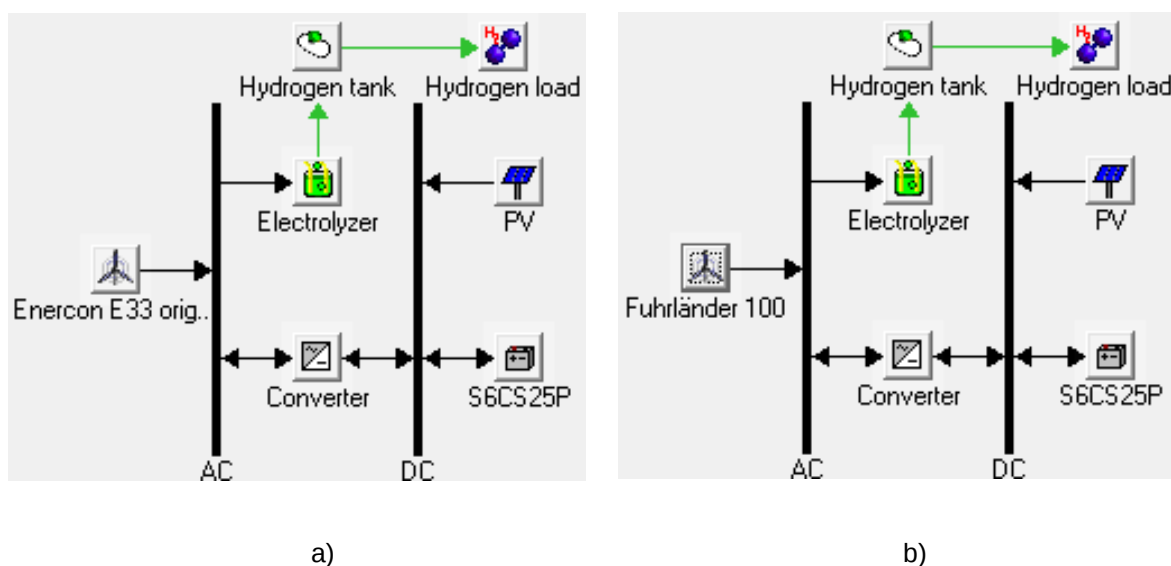


Figura 6.2. Configuración de los sistemas para el caso 2, turbinas y electrolizador en CA; a) Enercon E33; b) Fuhrländer FL100

Al igual que en el caso de la demanda menor, no se encontraron sistemas que satisfagan la demanda de hidrógeno al 100% y, no se considero factible aumentar el tamaño de los equipos por los motivos ya mencionados en la sección 6.1, por lo que procedió a realizar el análisis del sistema para PMDNC de 10,20 y 30%.

6.2.1.- Chetumal

Las Tablas 6.5 y 6.6 muestran los mejores sistemas encontrados para un PMDNC de 10, 20 y 30% en la ciudad de Chetumal, con las dos turbinas utilizadas:

Tabla 6.5. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Furhlander FL100; Demanda 24.2 kg/día; Chetumal (Precios en USD)

Furhlander FL100										
PMDNC (%)	FV (kW)	FL100 (kW)	S6CS25P	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno (\$/kg)
10	45	400		35	130	130	\$2,017,993	43,452	\$2,478,328	29.454
20		300			100	130	\$1,194,000	34,398	\$1,558,416	20.859
30		200			90	90	\$857,000	27,108	\$1,144,187	17.478

1 turbina Furhlander FL100 = 100 kW potencia nominal

En el caso de la utilización de las turbinas Furhlander, puede notarse la disminución del costo de hidrógeno conforme aumenta el PMDNC. Sin embargo, para un PMDNC de 10 y 20% se observa una diferencia mayor en el precio del hidrógeno en comparación con PMDNC de 20 y 30%. Esto se debe principalmente a que el sistema con PMDNC de 10% requiere de un arreglo fotovoltaico considerablemente grande, de 45 kW, para que la producción de hidrógeno cumpla con las condiciones impuestas. Si solamente se hubieran utilizado turbinas eólicas, se requerirían de 7 para suplir el arreglo. En cambio, los sistemas con un PMDNC de 20 y 30% prescinden del arreglo, y la diferencia principal entre ellos es una turbina adicional, ya que el sistema con PMDNC de 30% utiliza 2 turbinas y el de un PMDNC de 20%, 3.

Suponiendo que los requerimientos de hidrógeno lo permiten, se consideró que el sistema más conveniente en este caso es el diseñado con un PMDNC de 20%. El uso de baterías no se encontró necesario.

Tabla 6.6. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Enercon E33; Demanda 24.2 kg/día; Chetumal (Precios en USD)

Enercon E33										
PMDNC (%)	FV (kW)	E33 (kW)	S6CS2	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno(\$/kg)
10		680			90	80	\$1,913,000	48,588	\$2,427,747	28.676
20		340			80	70	\$1,068,000	30,559	\$1,391,738	18.468
30		340			60	15	\$974,000	26,979	\$1,259,816	19.206

1 turbina Enercon E33 = 340 kW potencia nominal

De acuerdo a la Tabla 6.6, cuando se utilizaron las turbinas Enercon se observa una disminución importante en el precio del hidrógeno entre PMDNC de 10 y la de 20%. Sin embargo, para un PMDNC de 30% el precio del hidrógeno es incluso mayor en comparación con el sistema de 20% de PMDNC. En ningún sistema se encontró factible utilizar arreglos fotovoltaicos. Puede notarse que la principal diferencia entre los sistemas con PMDNC de 20 y 30% es el tamaño del tanque de hidrógeno, que para un PMDNC de 20% es de 70 kg y para un PMDNC de 30% es de 15 kg. Esta diferencia, significa una mayor capacidad de almacenamiento para el sistema de 20%, por lo tanto, la producción de hidrógeno será mayor.

En este caso en particular, ambos sistemas, con un PMDNC de 20 y 30% requieren de 1 turbina Enercon para funcionar, por lo tanto, resulta mucho mejor aprovechar la capacidad de generación de la turbina, incluyendo un electrolizador y un tanque con capacidades acordes para tal fin. Si se requiere una mayor producción de hidrógeno, deberá optarse por el sistema con 10% de PMDNC, pero esto significaría un aumento considerable en el costo del hidrógeno. La simulación no encontró factible el uso de baterías.

6.2.2.- Cancún

En las tablas 6.7 y 6.8 se presentan los resultados para la ciudad de Cancún para los dos aerogeneradores utilizados de acuerdo al PMDNC permitido.

Tabla 6.7. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Furhlander FL100; Demanda 24.2 kg/día; Cancún (Precios en USD)

Furhlander FL100										
PMDNC (%)	FV (kW)	FL100 (kW)	S6CS25P	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno (\$/kg)
10	70	800		55	150	120	\$3,440,260	67,997	\$4,160,617	49.359
20	70	300		50	120	120	\$1,962,693	35,081	\$2,334,343	31.235
30	60	200		50	80	100	\$1,466,693	22,910	\$1,709,398	26.147

1 turbina Furhlander FL100 = 100 kW potencia nominal

En el caso de las turbinas Furhlander, el costo del hidrógeno es considerablemente mayor para un PMDNC de 10% en comparación con PMDNC de 20 y 30%, al igual que lo observado cuando se utilizaron las mismas turbinas en Chetumal. En este caso, la diferencia principal se debe a que para 10% de PMDNC se requieren de 8 turbinas, mientras que para 20% se requieren solamente 3, y para 30% 2. En este escenario, definitivamente no es conveniente instalar un sistema diseñado para cubrir la demanda con 10% de PMDNC. Será preferible optar por los sistemas con un PMDNC de 20 o 30%, para lo cual de nuevo se tendrán que tomar en cuenta las necesidades de hidrógeno. No se encontró necesario el uso de baterías.

Tabla 6.8. Configuraciones óptimas para PMDNC de 10, 20 y 30%; Turbina Enercon E33; Demanda 24.2 kg/día; Cancún (Precios en USD)

Enercon E33										
PMDNC (%)	FV (kW)	E33 (kW)	S6CS25P	Conversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Capital Inicial	Costo de operación (\$/año)	Costo Neto Presente Total	Costo del Hidrógeno (\$/kg)
10	45	680		30	120	\$130	\$2,494,427	52,096	\$3,046,337	36.16
20	25	340		20	110	120	\$1,444,293	34,950	\$1,814,556	24.286
30		340			70	80	\$1,051,000	28,769	\$1,355,777	20.745

1 turbina Enercon E33 = 340 kW potencia nominal

Con las turbinas Enercon se observa una situación similar, ya que la diferencia de precio entre PMDNC de 20 y 30% es de casi 4 dólares, mientras que esta diferencia llega casi a 12 dólares entre 20 y 10% de PMDNC. Los sistemas con 10 y 20% de PMDNC requieren de un arreglo fotovoltaico y, el sistema con 10% requiere además de una turbina adicional en comparación con los otros dos. De nueva cuenta, los resultados indican que el sistema

con 10% de PMDNC resulta muy costoso, por lo que, de ser posible, deberá optarse por alguno de los otros sistemas. En el análisis de los sistemas simulados se encontró que generalmente aquellos con un PMDNC de 20% resultan ser los más convenientes, ya que permiten una producción de hidrógeno con un rango aceptable de tolerancia, sin el importante costo adicional que representa un sistema que cubra el 90% de la demanda de hidrógeno. No se encontró viable el uso de baterías.

6.3.- Mejores opciones encontradas para cada ciudad de acuerdo a la demanda

A continuación se describen los sistemas que de acuerdo a la simulación resultaron los más viables económicamente, tomando en consideración las dos turbinas eólicas utilizadas en cada caso.

6.3.1.- Demanda 1.25 kg/día, Chetumal

La Tabla 6.9 muestra las mejores opciones encontradas en la ciudad de Chetumal. Para cada uno de los PMDNC, los mejores sistemas son aquellos que utilizan las turbinas SW Whisper 500 y el electrolizador en corriente continua.

Tabla 6.9. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal; Demanda 1.25kg/día.(Precios en USD)

PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	3	SW Whisper 500	3	5	23	26.017
20	1	SW Whisper 500	3	5	7	20.87
30		SW Whisper 500	3	5	3	19.539

Para propósitos de análisis, se eligió un sistema que se consideró puede representar el óptimo, ponderando tanto cuestiones económicas como técnicas. En este caso en particular el sistema elegido fue el permite un PMDNC de 20%, suponiendo que los requerimientos de hidrógeno lo permitan, ya que en el caso de un PMDNC de 30% el precio del hidrógeno es muy similar, pero con una menor producción, y para 10% el costo del hidrógeno se eleva bastante. En la Tabla 6.10 se muestran los costos de cada componente de este sistema. Los aerogeneradores y el arreglo fotovoltaico funcionan conectados directamente en CC al electrolizador, a 24 volts, y el equipo electrónico como

seguidores de máxima potencia de los paneles se consideraron dentro del costo del arreglo fotovoltaico. Nótese que el arreglo fotovoltaico tiene un valor recuperado de \$517 USD, esto es porque el tiempo de vida de los paneles se consideró en 25 años y el tiempo de vida del proyecto es de 20 años. HOMER considera un valor de recuperación del componente de acuerdo a su costo de reemplazo, si el tiempo de vida del componente excede a la del proyecto.

Tabla 6.10. Sistema óptimo para Chetumal, costo neto presente total por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 20% (Precios en USD)

Componente	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	Operación y mantenimiento (\$)	Valor Recuperado (\$)	Total (\$)
Arreglo FV	10,000	0	0	-517	9,483
SW Whisper 500	36,450	0	7,723	0	44,173
Electrolizador	12,500	2,859	6,621	0	21,981
Tanque	5,600	0	0	0	5,600
Total	64,550	2,859	14,344	-517	81,237

En la figura 6.3 se muestran las proporciones de costos de cada componente para este sistema. Los aerogeneradores son el componente más costoso, con poco más de la mitad del costo total, seguido del electrolizador y el arreglo fotovoltaico.

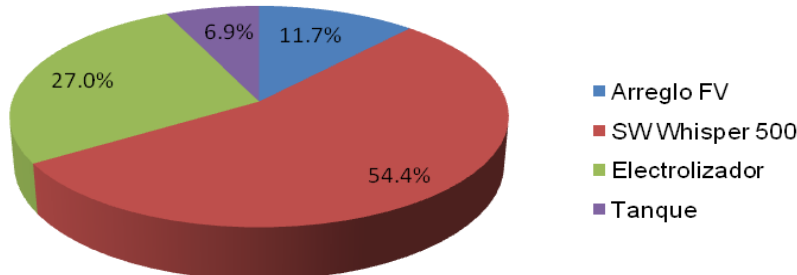


Figura 6.3. Sistema óptimo para Chetumal, proporción de costos por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 20%

La producción de hidrógeno fue de 367 kg/año, con un costo \$20.87 USD/kg. La demanda no cubierta fue de 19.3%. La producción de electricidad de este sistema fue de 22,923 kWh/año, de los cuales el 93% fue suministrado por los aerogeneradores y el 7% restante por el arreglo fotovoltaico. El exceso de electricidad fue de 4,807 kWh/año, el 21% de la

producción total. Este es un punto muy importante en todos los sistemas y se tratará con detalle más adelante.

6.3.2.- Demanda 1.25 kg/día, Cancún

La tabla 6.11 muestra los sistemas óptimos para Cancún. De la misma manera que en Chetumal, para cualquier PMDNC los sistemas más convenientes son aquellos que utilizan las turbinas SW Whisper 500 y el electrolizador en CD.

Tabla 6.11. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Cancún; Demanda 1.25kg/día

PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	5	SW Whisper 500	4	5	17	32.70
20	5	SW Whisper 500	2	5	15	28.81
30	3	SW Whisper 500	2	5	7	25.3

Como se señaló anteriormente, para estos sistemas el precio del hidrógeno disminuye en proporciones similares de acuerdo al PMDNC permitido. En este caso, se consideró que el sistema más conveniente el aquel que produce el hidrógeno a menor costo, es decir el sistema con un PMDNC de 30%, suponiendo que las necesidades de hidrógeno lo permiten. En la Tabla 6.12 se muestran los costos de cada componente de este sistema.

Sus elementos y funcionamiento son similares al sistema óptimo analizado para Chetumal en este rango de demanda.

Tabla 6.12. Sistema óptimo para Cancún, costo neto presente total por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 30% (Precios en USD)

Componente	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	Operación y mantenimiento (\$)	Valor Recuperado (\$)	Total (\$)
Arreglo FV	30,000	0	0	-1,551	28,449
SW Whisper 500	24,300	0	5,149	0	29,449
Electrolizador	12,500	2,859	6,621	0	21,981
Tanque	5,600	0	0	0	5,600
Total	72,400	2,859	11,770	-1,551	85,479

En la figura 6.4 se observa que en este caso, tanto el electrolizador como el arreglo fotovoltaico y los aerogeneradores contribuyen de manera similar al costo total del sistema, y en conjunto representan 67% del costo total.

La producción de hidrógeno se este sistema fue de 319 kg/año, a un precio de \$25.3 USD/kg. La demanda no cubierta fue de 30%, equivalente a 137 kg/año. La producción total de energía fue 20,497kWh/año, de los cuales el 25% fue aportado por el arreglo fotovoltaico y el 75% por los aerogeneradores. El excedente de energía fue de 23.3%.

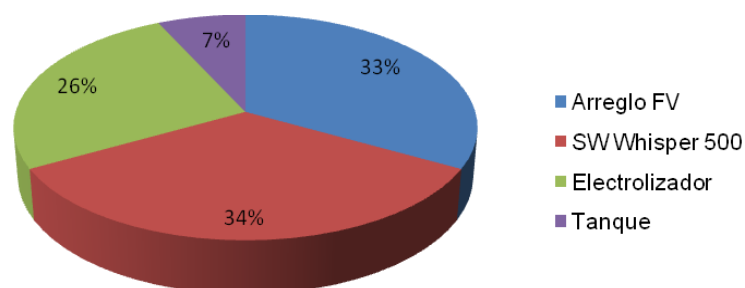


Figura 6.4. Sistema óptimo para Cancún, proporción de costos por componente; Demanda 1.25 kg/día; PMDNC 30%

Los resultados indican que las turbinas SW Whisper 500 son las más indicadas para suplir una demanda pequeña como la requerida. Estos aerogeneradores son más pequeños que los Jacobs, pero puede observarse que resulta más conveniente instalar varias de estas turbinas a instalar solamente una Jacobs. Para una misma producción eléctrica, resultan ciertamente más baratas. Como ejemplo, tomemos el caso de un PMDNC de 20% en Chetumal, para ambas turbinas. Se requiere de 1 turbina Jacobs para suplir la demanda con esta condición, con un costo Neto presente de esta turbina de \$64,654 USD. En el caso de las turbinas Whisper, son necesarias 3 turbinas, con un costo de \$44,173. La producción eléctrica en ambos casos es similar, de 26,722 kWh/año para la Jacobs y de 23,000 kWh/año para las Whisper. La potencia faltante se suministra por medio de paneles fotovoltaicos, pero incluso la capacidad del arreglo fotovoltaico es mayor en el caso de la Jacobs, ya que requiere de 3 kW para completar el sistema, por 1 kW en el caso de las Whisper. Esto también indica que el comportamiento de las turbinas Whisper, dado por su curva de potencia, resulta más adecuado a las características del viento de los lugares estudiados que el comportamiento de las Jacobs.

6.3.3.- Demanda 24.2 kg/día, Chetumal

La tabla 6.13 muestran los mejores sistemas para suplir esta demanda en Chetumal. Para sistemas con un PMDNC de 10 y 20% la mejor opción fueron las turbinas Enercon, mientras que para un PMDNC de 30% las turbinas Furhlander resultaron la mejor alternativa.

Tabla 6.13. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal; Demanda 24.2 kg/día

PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	0	Enercon E33	2	90	80	28.67
20	0	Enercon E33	1	80	70	18.46
30	0	Furhlander FL100	2	90	90	17.47

El costo del hidrógeno producido con los sistemas con un PMDNC de 20 y 30% es muy similar, en cambio se nota una diferencia importante cuando solo se permite un PMDNC de 10%, ya que el precio se eleva bastante. En este caso, se consideró que el sistema más conveniente es el que permite un PMDNC de 20%, ya que el hidrógeno producido con este sistema cuesta casi lo mismo que el hidrógeno producido por el sistema con un PMDNC de 30% y es considerablemente más barato que el hidrógeno producido por el sistema con un PMDNC de 10%. En la Tabla 6.14 se muestran los costos de los componentes de este sistema. En este caso, la turbina Enercon E33 funciona directamente acoplada al electrolizador en CA, ya que como se mencionó en la sección 5.5.1 se considera que el electrolizador viene adaptado para operar de esta manera.

Tabla 6.14. Sistema óptimo para Chetumal, costo neto presente total por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%

Componente	Capital (\$)	Reemplazo(\$)	Operación y mantenimiento (\$)	Valor Recuperado (\$)	Total (\$)
Enercon E33	812,000	0	172,047	0	984,047
Electrolizador	200,000	45,751	105,940	0	351,692
Tanque	56,000	0	0	0	56,000
Total	1,068,000	45,751	277,987	0	1,391,738

La producción de hidrógeno de este sistema fue de 7,113 kg/año, con un costo de \$18.46 USD/kg. La demanda no cubierta fue de 1,713 kg/año, 19.4% del total. La producción eléctrica fue de 803,656 kWh/año, con un exceso de electricidad de 53.4%, más de la mitad de la producción total.

La turbina es el componente más costoso, representando casi tres cuartas partes del costo total, seguido del electrolizador y el tanque, como se observa en la Figura 6.5.

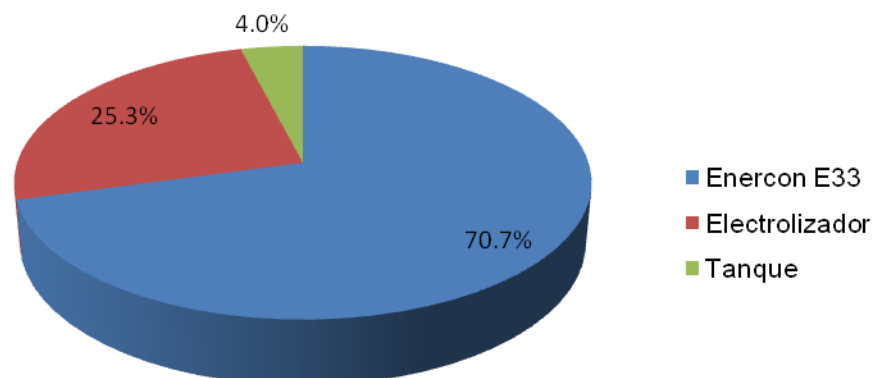


Figura 6.5. Sistema óptimo para Chetumal, proporción de costos por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%

6.3.4.- Demanda 24.2 kg/día, Cancún

En el caso de Cancún, para todos los PMDNC considerados se encontró que las turbinas Enercon representan la mejor alternativa, ya que todos los sistemas en los que fueron utilizadas tuvieron una producción de hidrógeno a un costo menor en comparación con los sistemas que incluyeron turbinas Furhlander. La Tabla 6.15 muestra la configuración de los sistemas óptimos para cada PMDNC considerado.

Tabla 6.15. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Cancún; Demanda 24.2 kg/día

PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Inversor (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
10	45	30	Enercon E33	2	120	130	36.16
20	25	20	Enercon E33	1	110	120	24.28
30	0	0	Enercon E33	1	70	80	20.74

De acuerdo a estos resultados, se consideró que el sistema más conveniente es el que permite un PMDNC de 20%, ya que el costo del hidrógeno con este sistema no es mucho mayor comparado con el costo del hidrógeno obtenido con el sistema de PMDNC de 30%, pero el sistema con PMDNC de 10% si eleva su costo en una proporción mayor. La Tabla 6.16 recoge los costos por componente de este sistema. Puede notarse que en este caso es necesario un inversor, aunque tanto el electrolizador como la turbina Enercon E33 funcionan en CA. Esto es porque este sistema incluye un arreglo fotovoltaico, por lo que será necesario convertir la corriente continua proveniente de los paneles para alimentar al electrolizador.

Tabla 6.16. Sistema óptimo para Cancún, costo neto presente total por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20% (Precios en USD)

Componente	Capital (\$)	Reemplazo(\$)	Operación y mantenimiento (\$)	Valor Recuperado (\$)	Total (\$)
Arreglo FV	250,000	0	0	-12,921	237,079
Enercon E33	812,000	0	172,047	0	984,047
Inversor	11,293	4,093	413	-1,946	13,854
Electrolizador	275,000	62,908	145,668	0	483,576
Tanque	96,000	0	0	0	96,000
Total	1,444,293	67,001	318,128	-14,867	1,814,556

Este sistema produce 7,053 kg/año de hidrógeno a un costo de \$24.28 USD/kg. La demanda no cubierta fue de 1,768 kg/año, 20% de la demanda total. La producción eléctrica fue de 882,144 kWh/año, 5% suministrados por el arreglo fotovoltaico y 95% por las turbinas Enercon. El exceso de electricidad fue de 60.3%. Cabe destacar que la turbina Enercon es el equipo más costoso, ya que representa el 54% del costo total, seguido del electrolizador con casi 27%, como se muestra en la Figura 6.6.

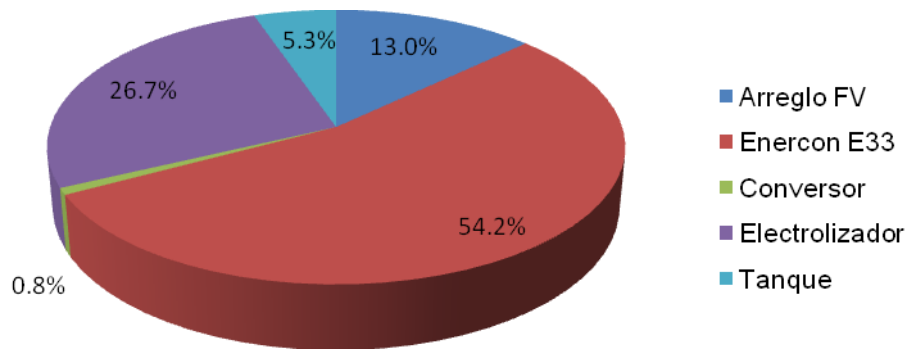


Figura 6.6. Sistema óptimo para Cancún, proporción de costos por componente; Demanda 24.2 kg/día; PMDNC 20%

En general, se observa que para suplir la demanda de 24.2 kg/día las turbinas mas indicadas son las Enercon E33, en ambas ciudades. El único caso en el que fue más conveniente utilizar las turbinas Furhlander fue en Chetumal, con el sistema que permite 30% de PMDNC. Esto es porque este sistema necesito únicamente 2 turbinas Furhlander, que fueron suficientes para satisfacer la demanda y el costo de estas turbinas fue menor que el costo de una turbina Enercon. En todos los demás casos, el número de turbinas Furhlander necesarias aumentaba bastante, por lo que resultaba más económico instalar únicamente 1 o 2 turbinas Enercon.

El número máximo de turbinas Enercon requerido fue de 2, mientras que en algunos casos fueron necesarias 8 turbinas Furhlander para cubrir los requerimientos de energía. Por ejemplo, en Chetumal 3 turbinas Furhlander producen 641,274 kWh/año y tienen un costo neto presente de \$1,014,801.00 USD y una turbina Enercon produce 803,656 kWh/año y su costo neto presente es de \$984,047.00 USD. En este escenario fue mejor instalar turbinas de mayor capacidad, a diferencia de los sistemas pequeños estudiados anteriormente.

6.4.- Diferencias entre Chetumal y Cancún

En las tablas 6.17 y 6.18 se comparan los resultados de los mejores sistemas de acuerdo al PMDNC permitido, con las dos demandas requeridas en las ciudades de Chetumal y Cancún.

Tabla 6.17. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal y Cancún; Demanda 1.25 kg/día

DEMANDA DE HIDRÓGENO: 1.25 KG/DIA							
	PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
CHETUMAL	10	3	SW Whisper 500	3	5	23	26.017
	20	1	SW Whisper 500	3	5	7	20.87
	30		SW Whisper 500	3	5	3	19.539
CANCUN	10	5	SW Whisper 500	4	5	17	32.70
	20	5	SW Whisper 500	2	5	15	28.81
	30	3	SW Whisper 500	2	5	7	25.3

Tabla 6.18. Sistemas óptimos por PMDNC permitido para Chetumal y Cancún; Demanda 24.2 kg/día

DEMANDA DE HIDRÓGENO: 24.2 KG/DIA								
	PMDNC (%)	Arreglo FV (kW)	Inversor (kW)	Tipo de turbina	N° de Turbinas	Electrolizador (kW)	Tanque (kg)	Costo Del Hidrógeno (\$/kg)
CHETUMAL	10	0	0	Enercon E33	2	90	80	28.67
	20	0	0	Enercon E33	1	80	70	18.46
	30	0	0	Furhlander FL100	2	90	90	17.47
CANCUN	10	45	30	Enercon E33	2	120	130	36.16
	20	25	20	Enercon E33	1	110	120	24.28
	30	0	0	Enercon E33	1	70	80	20.74

Se puede observar que para las dos demandas utilizadas y para todas los PMDNC permitidos, el precio del hidrógeno producido en Cancún es mayor que en Chetumal. En la sección 4.3.4 se mencionó que la densidad de potencia eólica a 50 metros es mayor en Cancún, del orden de 364 W/m^2 , en comparación de Chetumal, cuya densidad de potencia es de 221 W/m^2 . Por tanto, en teoría el recurso eólico en Cancún es mejor, ya que en la estimación de la variación del viento con la altura descrita en la sección 4.3.5 se observa que a una misma altura sobre el nivel del suelo la velocidad del viento en Cancún es mayor que en Chetumal. (Ver Figura 4.11).

Por otro lado, el recurso solar en ambas ciudades es igualmente muy similar, ya que en Chetumal se tiene una radiación promedio diaria anual de 4.92 kWh/m^2 , mientras que en Cancún esta medida es de 4.96 kWh/m^2 . Sin embargo, el costo del hidrógeno estimado en ambas ciudades indica que en Chetumal existen mejores condiciones para su producción con energía solar y eólica. En las secciones siguientes se hace un análisis del porqué de este comportamiento.

6.4.1.- Diferencias en la producción eoloelectrónica

Para efectos comparativos, se analizó la producción anual total de electricidad de una sola turbina SW Whisper 500 en ambas ciudades. En Chetumal, esta turbina tiene una producción de $6,802 \text{ kWh/año}$, mientras que en Cancún esta producción fue de $7,703 \text{ kWh/año}$. Esto indica que efectivamente la producción en Cancún es mayor. No obstante, se observa que en los sistemas estudiados, para un mismo PMDNC se requieren más turbinas eólicas en Cancún que en Chetumal para satisfacer las necesidades energéticas del sistema en cuestión. Las gráficas de la Figura 6.7 muestran la producción promedio mensual de las turbinas para un año completo en ambas ciudades. Puede notarse que el comportamiento de la producción eléctrica en Chetumal es más constante que en Cancún, en donde existe más variación entre diferentes periodos del año analizado.

Este comportamiento se debe a las diferencias existentes en los patrones de frecuencia de intensidad del viento entre ambas ciudades, que son evidentes en sus distribuciones de Weibull, que se muestran en la Figura 4.16 de la sección 4.3.7

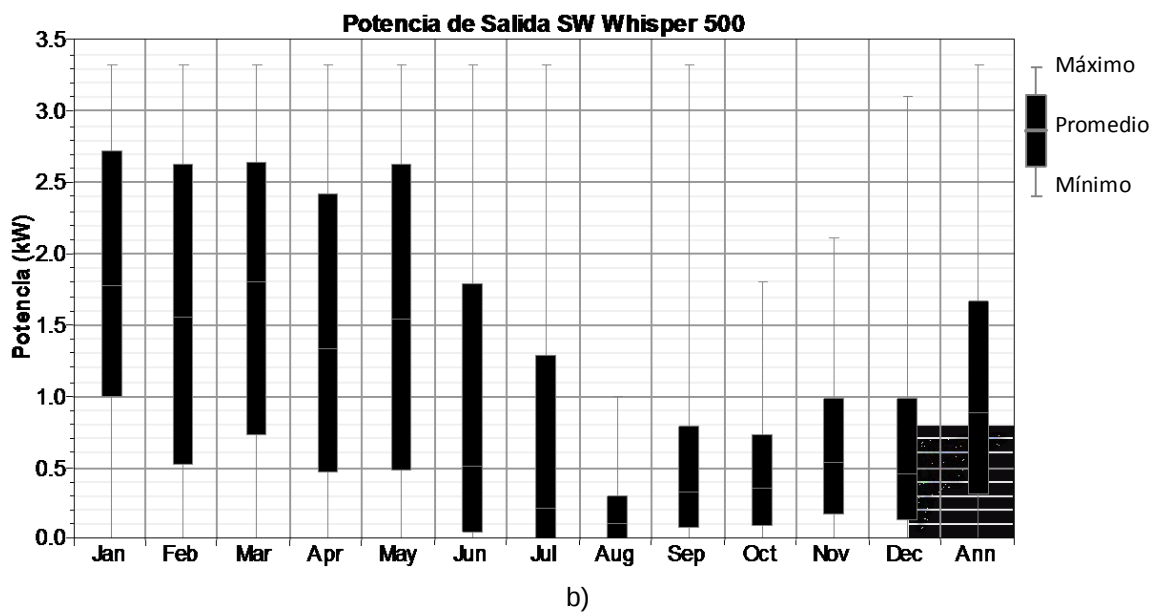
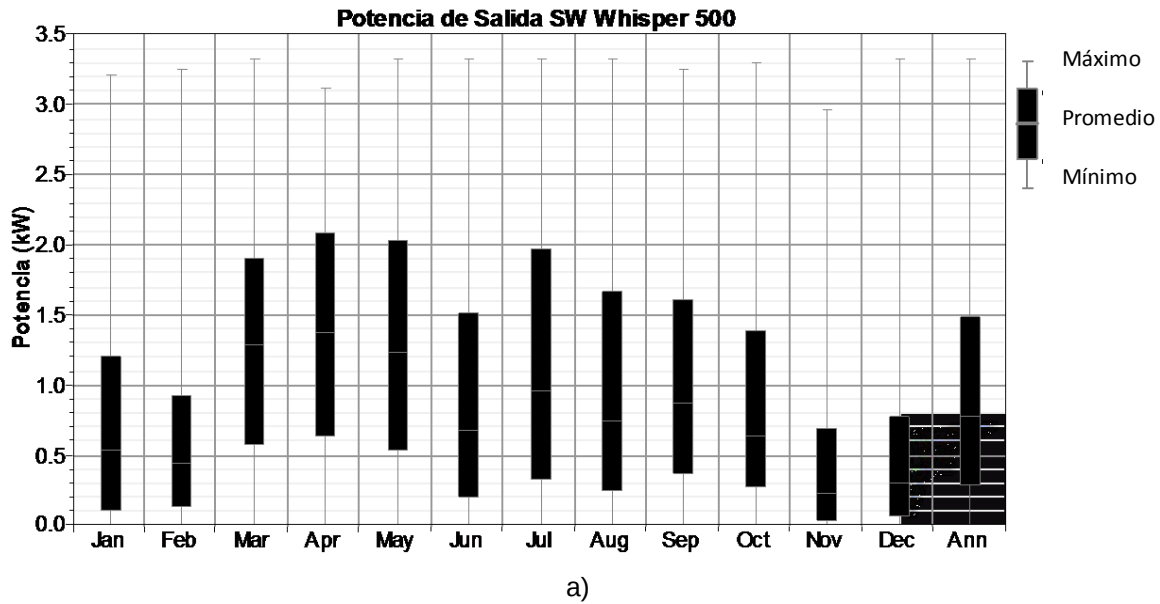


Figura 6.7. Producción eléctrica de un aerogenerador SW Whisper 500 durante un año completo;
a) Chetumal; b) Cancún

6.4.2.- Diferencias en la producción total

Utilizando la demanda de 1.25 kg/día, se analizaron 2 sistemas que producen hidrógeno con un PMDNC de 20%, tanto en Chetumal como en Cancún. Estos sistemas tienen un

mismo número y modelo de aerogeneradores, para comparar las diferencias entre su producción eólica y fotovoltaica.

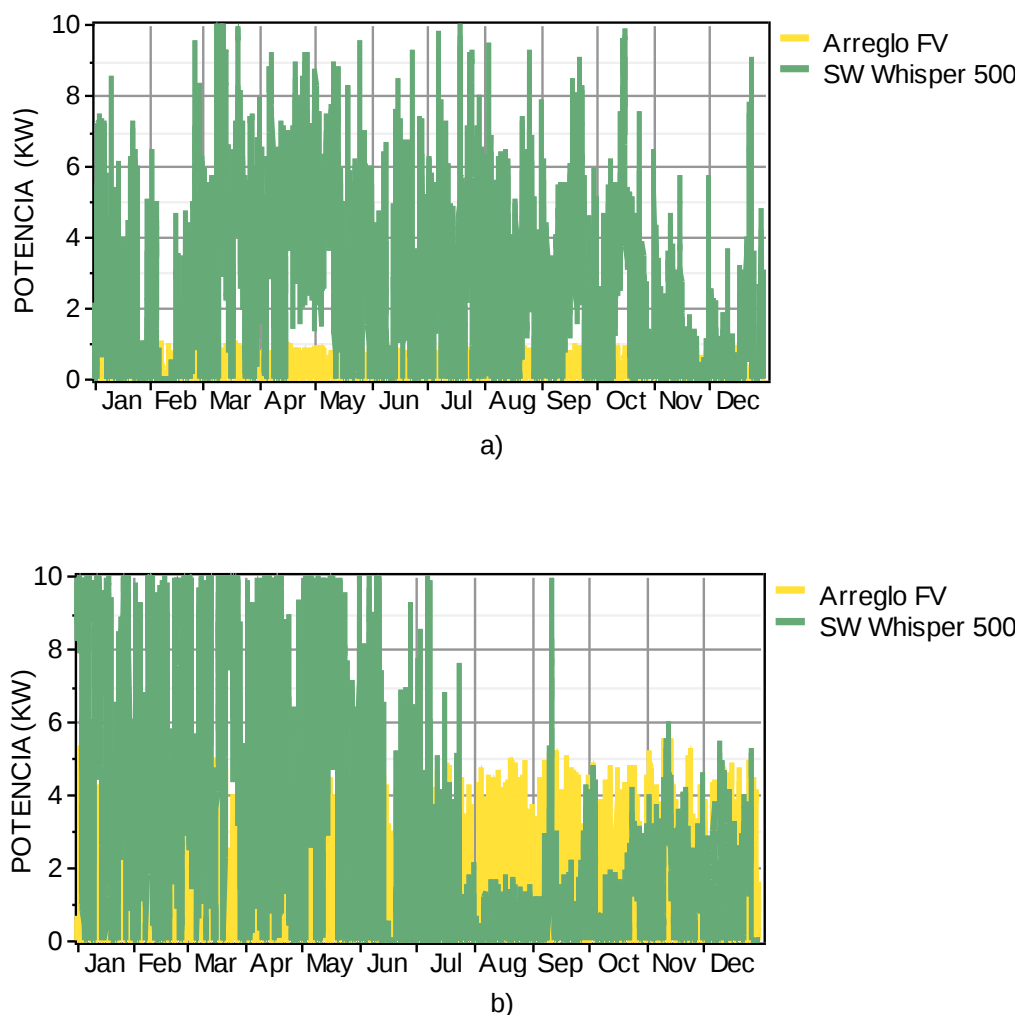
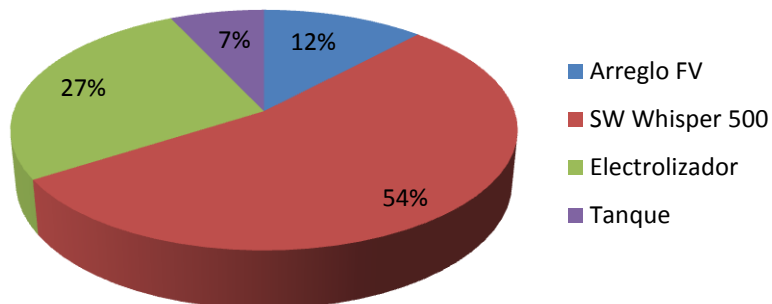


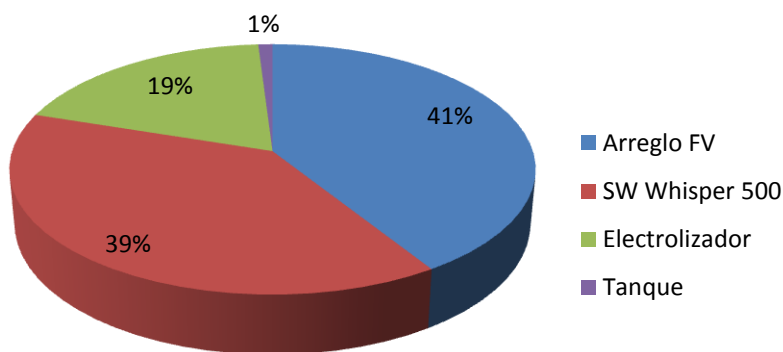
Figura 6.8. Producción eólica y fotovoltaica; a) Sistema 1: Arreglo FV 1 kW, 3 Turbinas SW Whisper 500, Electrolizador 5 kW, Tanque 7 kg, Chetumal; b) Sistema 2: Arreglo FV 5 kW, 3 Turbinas SW Whisper 500, Electrolizador 5 kW, Tanque 1 kg, Cancún

En la figura 6.8 se aprecia el mismo comportamiento en la producción de las turbinas. En Chetumal ésta es más constante, mientras que en Cancún durante el periodo de Enero a Junio la generación eléctrica es grande, disminuyendo considerablemente durante el resto del año. La diferencia entre ambos sistemas son el tamaño del tanque, que es mayor en Chetumal, y el tamaño del arreglo fotovoltaico.

Esta última diferencia tiene una repercusión muy importante en el costo final del hidrógeno producido, ya que el arreglo fotovoltaico representa un componente muy costoso en los sistemas en general. En el caso de Cancún, el arreglo de 5 kW equivale al 41% del costo total, mientras que en Chetumal el arreglo de 1 kW solo representa el 12%. Por otro lado, el costo del tanque es relativamente pequeño en comparación con el costo de los demás equipos, como puede apreciarse en la figura 6.9



a)



b)

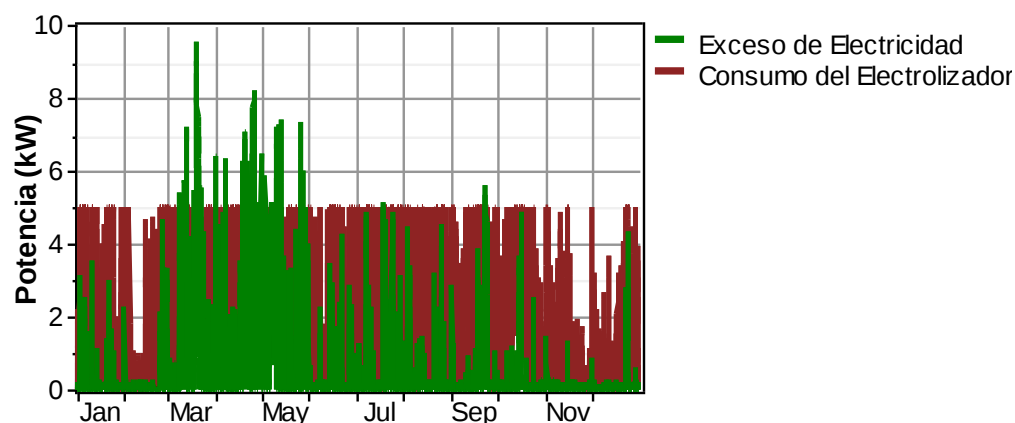
Figura 6.9. Proporción de costos por componente; a) Sistema 1, Chetumal; b) Sistema 2, Cancún

Así, puede notarse que la diferencia en los costos entre ambos sistemas se debe principalmente a que en Cancún se requiere de un arreglo fotovoltaico mucho mayor que en Chetumal, para poder suplir la demanda de hidrógeno requerida, a pesar de que la producción eólica anual en Cancún es ligeramente mayor. Esto debido a que en Cancún

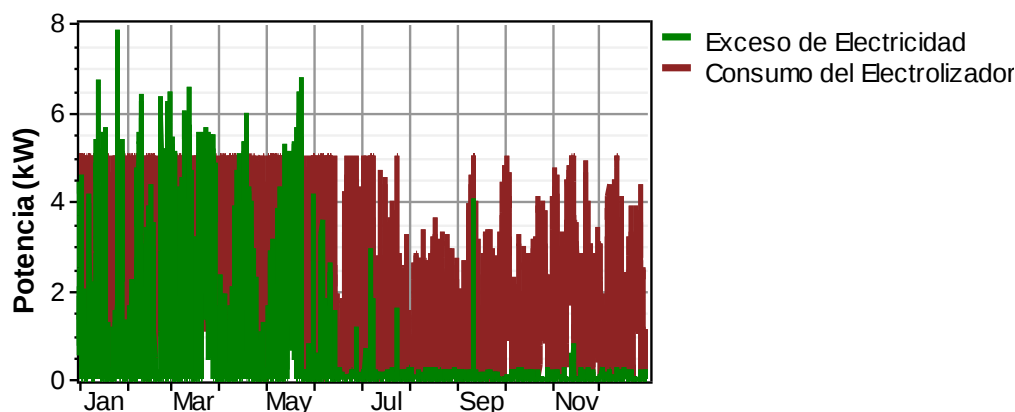
esta producción es mucho más irregular que en Chetumal. El sistema de Chetumal tiene un costo Neto Presente de \$81,231.00 USD con un precio del hidrógeno de 20.87 USD/kg y en Cancún el costo Neto Presente del sistema es de \$114,370.00 USD con un costo del hidrógeno de \$29.52 USD/kg. En la figura 6.8 se compara la potencia de salida tanto de los aerogeneradores como del arreglo FV en ambas ciudades. En Cancún se requiere un arreglo FV de 5 kW, mientras que en Chetumal es suficiente un arreglo de 1 kW para mantener una generación de potencia regular y de esta forma proveer al electrolizador de la energía suficiente para que la producción de hidrógeno cumpla con los requerimientos especificados.

6.5.- Exceso de electricidad

En el análisis de los sistemas considerados óptimos para cada demanda y ciudad, se encontró que en todos los casos existe un excedente de producción eléctrica. El diseño de los sistemas está concebido para que estos puedan cumplir con los requerimientos de producción de hidrógeno. Sin embargo, por la naturaleza misma del recurso solar y eólico, hay periodos en los cuales la relativa abundancia del recurso renovable permite tener una generación de electricidad mayor a la requerida por el electrolizador. Las figuras 6.10 y 6.11 muestran el excedente de producción eléctrica y el consumo del electrolizador para los cuatro sistemas considerados los más convenientes por demanda y lugar.



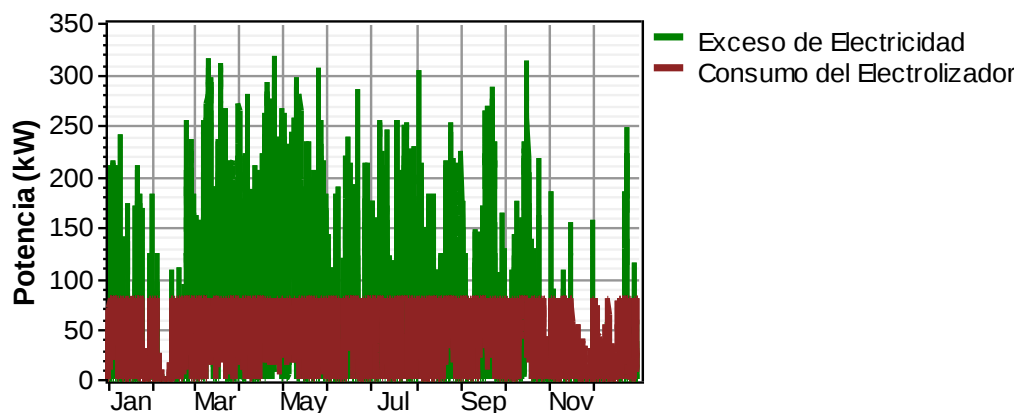
a)



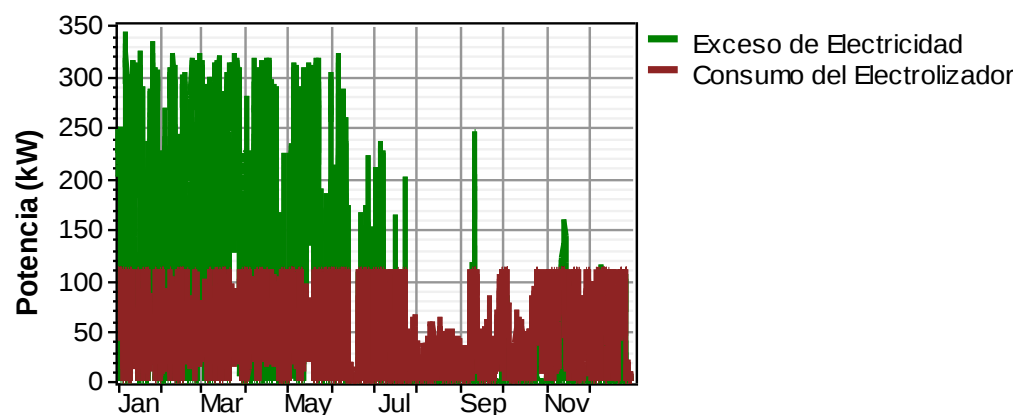
b)

Figura 6.10. Exceso de electricidad y consumo del electrolizador para los sistemas óptimos, demanda 1.25 kg/día; a) Chetumal; 3 SW Whisper 500, 1 kW FV, 5 kW Electrolizador, Tanque 7 kg, PMDNC 20%. Producción de hidrógeno 367 kg/año. **Exceso de Electricidad 21%**; b) Cancún; 2 SW Whisper 500, 3 kW FV, 5 kW Electrolizador, Tanque 7 kg, PMDNC 30%. Producción de Hidrógeno 319 kg/año. **Exceso de Electricidad 23.3 %**

Para el caso de la demanda de hidrógeno de 1.25 kg/día, el exceso de electricidad es relativamente pequeño. Las turbinas utilizadas son de baja potencia, lo que permite una mayor precisión en el diseño del sistema, ya que pueden aumentarse o disminuirse en intervalos pequeños de capacidad. En Chetumal el exceso de electricidad es de 21%, y en Cancún de 23.3%. Sin embargo, en Chetumal el PMDNC es de 20% mientras que en Cancún es de 30%.



a)



b)

Figura 6.11. Exceso de electricidad y consumo del electrolizador para los sistemas óptimos, demanda 24.2 kg/día; a) Chetumal; 1 Enercon E33, 0 kW FV, 80 kW Electrolizador, Tanque 70 kg, PMDNC 20%. Producción de Hidrógeno 7,113 kg/año. **Exceso de Electricidad 53.4%**; b) Cancún; 1 Enercon E33, 25 kW FV, 20 kW conversor, 110 kW Electrolizador, Tanque 120 kg, PMDNC 20%. Producción de Hidrógeno 7,053 kg/año. **Exceso de Electricidad 60.3%**

Para la demanda de 24.2 kg/día, el exceso de electricidad es bastante mayor en ambas ciudades, representando más de la mitad del total de la electricidad producida. En Chetumal este excedente es de 53.4%, y en Cancún de 60.3%. Ambos sistemas producen hidrógeno con un PMDNC de 20%. En las figuras 6.10 y 6.11 puede observarse que el perfil de exceso de electricidad sigue el patrón de recurso eólico característico de ambas ciudades.

Aunque en las simulaciones se incluyó la posibilidad de utilizar baterías para almacenar el excedente de electricidad, como se mencionó anteriormente el programa no encontró económicamente viable su utilización. Por lo tanto, la electricidad que no es utilizada por el electrolizador es desperdiciada. El aprovechamiento de esta electricidad podría traer beneficios tanto técnicos como económicos, sobre todo en los casos en donde este excedente es grande.

En la sección 6.3 se eligieron 4 sistemas para cada ciudad y demanda de hidrógeno que fueron considerados los más viables, ponderando en la elección tanto el precio final del hidrógeno como la cantidad de hidrógeno producido, así como el porcentaje de la demanda cubierto. En tres de los sistemas la mejor configuración se encontró para un PMDNC de 20%, mientras que en el sistema restante la mejor configuración se observó con un PMDNC de 30%.

En el análisis del excedente eléctrico, se notó que el PMDNC a la que se encontraron los sistemas óptimos en cada rango de demanda y en cada ciudad guarda estrecha relación con el porcentaje de exceso de electricidad. En las Figura 6.12 se muestran las variaciones en la fracción de exceso de electricidad de acuerdo al PMDNC permitido. Las graficas están hechas para cada ciudad y tipo de turbina utilizada en los sistemas más viables analizados con anterioridad.

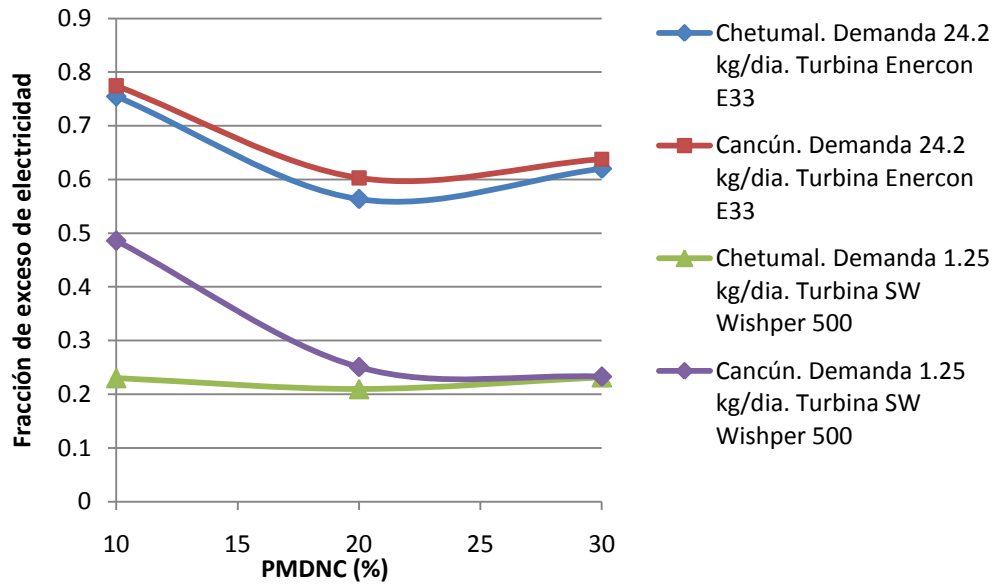


Figura 6.12. Exceso de electricidad en función del PMDNC permitido para los 4 sistemas óptimos. Chetumal; Demanda 1.25 kg/día; Turbinas SW Wishper 500; **PMDNC del sistema óptimo 20%** Cancún; Demanda 1.25 kg/día; Turbinas SW Wishper 500; **PMDNC del sistema óptimo 30%** Chetumal; Demanda 24.2 kg/día; Turbinas Enercon E33; **PMDNC del sistema óptimo 20%** Cancún; Demanda 24.2 kg/día; Turbinas Enercon E33; **PMDNC del sistema óptimo 20%**

Se observa que el PMDNC a la que se encontró la mejor configuración coincide con el PMDNC a la cual el porcentaje de exceso de electricidad es menor, en todos los casos. Esto indica que los mejores costos en la producción de hidrógeno se logran cuando el diseño de los sistemas permite el máximo aprovechamiento del recurso solar y eólico. De esta forma, el porcentaje de exceso de electricidad viene a ser un parámetro de gran importancia para comparar sistemas con distintas configuraciones.

En las dos demandas de hidrógeno utilizadas, los resultados indican que el PMDNC a la que se logra un máximo aprovechamiento del equipo utilizado es generalmente alrededor de 20%. Puede observarse que en tres de los casos estudiados la menor fracción de exceso de electricidad se encontró con ese PMDNC y, solamente en el caso de la demanda de 1.24 kg/día para Cancún el PMDNC más conveniente fue de 30%.

6.6.- Efecto del desarrollo tecnológico en el costo del hidrógeno

Los resultados referentes al costo de producción de hidrógeno, Costo Neto Total de los sistemas y demás costos asociados fueron calculados por el programa utilizando precios

actuales aproximados de los equipos conseguidos de la red. Por otro lado, debido al rápido desarrollo tecnológico, al mejoramiento de los materiales y al patrocinio en la investigación por parte de varios gobiernos de países industrializados, algunos equipos relacionados con la economía del hidrógeno como las celdas de combustible y los electrolizadores, han experimentado una continua reducción en sus precios, siendo esta una tendencia que se prevé se mantenga en los próximos años. Por tal motivo, se decidió realizar un análisis para considerar estos factores, al variar el costo del electrolizador multiplicándolo por 0.56 y 0.34, así como el costo del reemplazo, de acuerdo a lo expuesto en la sección 5.5.1 relativo a la descripción del electrolizador. De esta forma se busca averiguar el impacto que esta disminución de costos tendrá en el costo total de los sistemas y en el costo de producción de hidrógeno.

Los electrolizadores son equipos caros y, se encontró que en los 4 sistemas óptimos analizados su costo representa aproximadamente la cuarta parte del costo total de los sistemas, siendo en tres de ellos el segundo equipo más caro detrás de los aerogeneradores. La tabla 6.19 muestra el porcentaje que representa el electrolizador sobre el costo total de estos sistemas.

Tabla 6.19. Porcentaje del costo del electrolizador respecto al costo neto total para los 4 sistemas óptimos, por demanda y ciudad

	Demanda 1.25 kg/día, % costo	Demanda 24.2 kg/día, % costo
CHETUMAL	27%	25.3%
CANCUN	26%	26.7%

Las tablas 6.20 y 6.21 muestran el efecto que la disminución de costos del electrolizador tiene en el Costo Neto Presente y en el costo final del hidrógeno. En el caso más optimista, el electrolizador disminuirá su precio aproximadamente a un tercio del precio actual. Este escenario corresponde a un factor de 0.36 sobre el capital inicial. En este caso, la disminución en el costo del hidrógeno producido con respecto a el costo del hidrógeno con multiplicador del electrolizador de 1 es de 12.84% para Chetumal y 11.46% para Cancún con una demanda de 1.24 kg/día, y de 11.26% en Chetumal y 12.68% en Cancún para una demanda de 24.2 kg/día.

Pese a que hubo una reducción en el costo final del hidrógeno, esta no representa un porcentaje realmente importante de los costos calculados con los precios actuales. Para abaratar la producción de hidrógeno en una proporción mayor, deberán buscarse otras alternativas y estrategias adicionales.

Tabla 6.20. Variación del costo neto presente y costo del hidrógeno de acuerdo al precio del electrolizador; Demanda 1.25 kg/día

Demanda 1.25 kg/día				
	PMDNC (%)	Multiplicador de Capital Electrolizador	Costo Neto Presente (\$USD)	Costo del Hidrógeno (\$USD/kg)
Chetumal	20	1	\$81,237	20.87
	20	0.54	\$74,172	19.055
	20	0.36	\$70,784	18.19
Cancún	30	1	\$85,479	25.304
	30	0.54	\$78,414	23.213
	30	0.36	\$75,649	22.394

Tabla 6.21. Variación del costo neto presente y costo del hidrógeno de acuerdo al precio del electrolizador; Demanda 24.2 kg/día

Demanda 24.2 kg/día				
	PMDNC (%)	Multiplicador de Capital Electrolizador	Costo Neto Presente (\$USD)	Costo del Hidrógeno (\$USD/kg)
Chetumal	20	1	\$1,391,738	18.468
	20	0.54	\$1,278,693	16.968
	20	0.36	\$1,234,457	16.381
Cancún	20	1	\$1,814,556	24.286
	20	0.54	\$1,649,533	22.093
	20	0.36	\$1,583,180	21.204

CAPITULO VII

7.- CONCLUSIONES

1.- De acuerdo a los datos analizados, el recurso renovable disponible en Chetumal y Cancún puede considerarse como regular. En ambas ciudades la radiación promedio anual diaria es similar y, su valor es cercano al promedio anual diario del país, de 5 kWh/m². Por tanto, el recurso solar en estas ciudades se estima como bueno.

En base a la clasificación de la magnitud del viento utilizado en el atlas eólico de los Estados Unidos de 1987 [59], el potencial eólico de Chetumal corresponde a la clase 2 y el de Cancún a la clase 3. Se considera que los sitios con potencial eólico de clase 3 pueden ser explotados con turbinas relativamente altas, con una altura del rotor de aproximadamente 50 metros, mientras que los sitios con clasificación 2 se consideran marginales y, poco recomendables para la generación eoloelectrónica. Sin embargo, como se ha constatado en este trabajo el comportamiento más regular del viento en Chetumal se adapta mejor a la aplicación estudiada y permite una generación de hidrógeno que cumpla con los parámetros de regularidad requeridos, a un precio más bajo que en Cancún, pese a que esta ciudad, en teoría, cuente con un mejor recurso eólico.

Por otro lado, es pertinente tomar ciertas reservas con los datos provenientes de la Emas de Cancún, ya que, aunque el sensor de velocidad del viento se encuentra a 10 metros sobre el nivel del mar, como es recomendable, el lugar de su emplazamiento tiene muchas irregularidades, árboles, postes de luz y construcciones, que seguramente influyen en las condiciones de viento registradas. Debido a estos factores, el recurso eólico puede ser subestimado o sobreestimado. Con todo, las mediciones de esta estación representan la mejor fuente disponible de datos de viento en la ciudad. Es necesario realizar más mediciones en la misma, con la instrumentación y metodología adecuada, para tener una aproximación más exacta del recurso eólico. En general, con los datos disponibles y para los años estudiados, los resultados indican que el recurso eólico en Chetumal y Cancún puede considerarse regular.

2.- Con las configuraciones de los sistemas propuestos, el recurso renovable disponible y los equipos, sus costos y tecnología actuales, no resultó económicamente viable la

producción de hidrógeno con las condiciones impuestas. El reformado de vapor de gas metano es la manera más barata de producir hidrógeno actualmente, con precios de entre 2 a 6 USD/kg, dependiendo del tamaño de la planta y de los precios del gas natural, principal materia prima en este método.

Por otro lado, los precios del hidrógeno vía electrólisis se encuentran en el rango de \$3.5USD/kg a \$6USD/kg, calculados a partir de precios de la electricidad de alrededor de entre 0.035-0.05 USD/kWh en el sector industrial y de 0.06-0.08 en el sector comercial de los Estados Unidos. La electricidad puede provenir tanto de combustibles fósiles como de grandes parques eólicos, instalados en zonas con recursos de viento considerables. En ambos casos, se trata de plantas de producción de hidrógeno de gran escala, ya que en plantas pequeñas el costo del hidrógeno aumenta bastante [25] [29].

La NREL ha hecho estimaciones del costo de producción del hidrógeno por electrólisis utilizando plantas eólicas diseñadas exclusivamente para tal fin, que han arrojado precios del orden de 5.7 USD/kg, tratándose siempre de sistemas de producción de escala media-alta, del orden de 50000 kg/día o mas y, tomando en cuenta que el excedente de electricidad es vendida a la red [30].

Las consideraciones económicas anteriores toman en cuenta solamente la producción *in situ*, sin incluir los costos de transportación, distribución y almacenamiento del hidrógeno.

En el estudio realizado el menor costo del hidrógeno se logró con los sistemas diseñados para cubrir la demanda de 24.2 kg/día. Los precios del hidrógeno con las configuraciones óptimas que cubren esta demanda fueron de \$18.46 USD/kg en Chetumal y \$24.28 USD/kg en Cancún. Los sistemas diseñados para cubrir la demanda de 1.24 kg/día arrojaron costos de producción mayores. Estos precios están muy por encima de los expuestos anteriormente, comparándolos especialmente con los precios estimados para sistemas de producción por electrólisis alimentados únicamente por energías renovables.

3.- El excedente de electricidad, tanto en Chetumal como en Cancún es muy elevado, considerando los sistemas diseñados para cubrir la demanda de 24.2 kg/día, 53.4 y 60.3% de la producción total respectivamente. Por otro lado, las simulaciones realizadas mostraron que no es factible el uso de baterías en los sistemas propuestos. En un futuro,

este excedente podría ser vendido a la red, con lo cual los costos probablemente disminuirían bastante.

4.- En el análisis del costo del hidrógeno considerando la disminución de precios del electrolizador, a pesar de que el abaratamiento en los costos de los electrolizadores contribuyó a disminuir el costo del hidrógeno, esta disminución no fue lo suficientemente importante como para lograr que el precio por kg se acercara siquiera a niveles de \$4-7 USD. Esto porque los equipos de generación eléctrica, tales como aerogeneradores y paneles fotovoltaicos representan aproximadamente el 70-75% de los costos totales. Por tanto, es el costo de la electricidad el componente que mayor impacto tiene en el precio final del hidrógeno.

5.- El programa de hidrógeno implementado por el departamento de energía de los Estados Unidos (DOE), establece una meta en el costo final del hidrógeno con miras a su utilización como combustible en automóviles de \$3.7 USD/kg para 2012, para el caso de la producción distribuida vía electrolisis, y de \$3.1 USD/kg para la producción centralizada con turbinas eólicas [28].

En el caso estudiado, será muy difícil acercarse a estos costos con la dimensión de los sistemas simulados. Además de la posibilidad de vender el excedente eléctrico, y pensando en disminuir los costos asociados a los equipos de generación eléctrica, será necesario considerar sistemas mayores, que sin llegar a ser grandes plantas, puedan clasificarse por sus características y costos de inversión dentro del escenario de la producción distribuida, con capacidades de producción de alrededor de 100 kg/día [81].

6.- En este trabajo, los costos del hidrógeno producido únicamente con energías renovables son considerablemente altos. Sin embargo, los beneficios potenciales de esta forma de producción son muy atractivos, ya que el hidrógeno puede ser generado sin contaminar, en el lugar de su utilización, además de que al implementarse sistemas de este tipo, por el esquema de la generación distribuida, se tendría un impacto positivo en las comunidades cercanas al generar empleos que contribuyan al desarrollo económico de la región. Por otro lado, la disponibilidad constante de hidrógeno como respaldo para generar energía, por ejemplo a través de celdas de combustible, sería de gran utilidad en casos en donde la electricidad de la red no esté disponible, como sucede después de la

afectación de huracanes. Al tener la posibilidad de producir hidrógeno in situ y almacenarlo, muchas empresas del sector turístico, como hoteles y parques, que normalmente se encuentran alejados de las principales poblaciones, podrían cubrir de esta forma su demanda de energía en estos casos. Por lo tanto, es conveniente continuar con la investigación y el desarrollo tecnológico de este tipo de sistemas de producción de hidrógeno, para que en un futuro puedan ser una realidad económica y técnicamente factible.

8.- REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency. (2008). *Key World Energy Statistics 2008*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.iea.org/textbase/nptoc/key_stats_2008.pdf> [Con acceso el 8 de Febrero de 2009].
- [2] Revista Consumer Eroski. *¿Cuánto petróleo queda en el mundo?* [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://revista.consumer.es/web/es/20040101/medioambiente/>> [Con acceso el 19 de Febrero de 2009].
- [3] U.S. Department of Energy. Energy Information Administration. (2008). *International Energy Outlook 2008*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html> [Con acceso el 14 de Diciembre de 2008].
- [4] D.M. Ethridge et al. (2001). IGBP PAGES/World Data Center for Paleoclimatology, Data Contribution Series No. 2001-083.
- [5] C.D. Keeling & T.P. Whorf. (2002). *Atmospheric CO₂ Records from Sites in the SIO (Scripps Institution of Oceanography) Air Sampling Network*. En *Trends: A Compendium of Data on Global Change*, Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.
- [6] T.C. Peterson & R.S. Vose. (1997). *An Overview of the Global Historical Climatology Network Temperature Data Base*. Bulletin of the American Meteorological Society 78, 2837–2849.
- [7] World Wind Energy Association. (2008). [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.wwindea.org/>> [Con acceso el 15 de Octubre de 2008].
- [8] Morthorst, P.E. (2005). *Wind Energy; The Facts. Vol 2, Costs and Prices*. European Wind Energy Association.
- [9] Roldán, F.T., Morales, E.G. (2006). *Energías renovables para el desarrollo sustentable de México*. Secretaria de Energía. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/FolletoERenMex-SENER-GTZ_ISBN.pdf> [Con acceso el 1 de Septiembre de 2008].
- [10] Vaughan, C. (2006). *The economics of Wind Energy*. Clipper's powerpoint presentation at the 2006 Wind Powering America Summit on June 8 in Pittsburgh, PA. Disponible desde Internet en <<http://www.windaction.org/documents/3965>> [Con acceso el 3 de septiembre de 2008].

- [11] Greenpeace & European Photovoltaic Industry Association. (2008). *Solar generation V-2008*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.greenpeace.org/international/press/reports/solar-generation-v-2008>> [Con acceso el 10 de Noviembre de 2008].
- [12] Science Daily. (2009). *Cost Of Installed Solar Photovoltaic Systems Drops Significantly Over The Last Decade*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.sciencedaily.com/releases/2009/02/090219152130.htm>> [Con acceso el 05 de Agosto de 2009].
- [13] PVresources.com. (2008). *Photovoltaic economics*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.pvresources.com/en/economics.php>> [Con acceso el 16 de Mayo de 2009].
- [14] Secretaria de Energía. (2007). *Balance Nacional de Energía 2006*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Balance%20Nacional%20de%20Energia%202006.pdf> [Con acceso el 12 de Agosto de 2008].
- [15] Cruz, N. (2008). *Petróleo para 6 años*. El Universal. N° 33,133, pp. B1.
- [16] Alatorre-Frenk, C. (2009). *Energías renovables para el desarrollo sustentable de México*. Secretaria de Energía. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.energia.gob.mx/webSener/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf> [Con acceso el 02 de Noviembre de 2009].
- [17] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. *Sistemas Fotovoltaicos*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_606_fotovoltaica?page=1> [Con acceso el 07 de Octubre de 2008].
- [18] Secretaria de Energía. (2007). *Prospectiva del sector eléctrico 2007-2016*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Sector%20Electrico%20FINAS.pdf> [Con acceso el 12 de Agosto de 2008].
- [19] Jaramillo, O.A., Saldaña, R., Miranda, U. (2004). *Wind power potential of Baja California Sur, México*. Renewable Energy, 29, 2087-2100.
- [20] Banner, Peter. (2009). *Mexico wind farm case study*. United States Agency for International Development. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.energytoolbox.org/gcre/wind_case_study.pdf> [Con acceso el 18 de Diciembre de 2009].
- [21] Universidad de Castilla-La Mancha. (2008). [Web en línea]. Disponible desde Internet <http://www.uclm.es/profesorado/afantinolo/Docencia/Inorganica/Tema5/tabla_hidrogeno.pdf> [Con acceso el 16 de Octubre de 2008].

- [22] U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (2002). *National Hydrogen Energy Roadmap. Based on the results of the National Hydrogen Energy Roadmap Workshop, April 2-3, 2002, Washington, DC.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf> [Con acceso el 12 de marzo de 2008].
- [23] International Energy Agency. (2009). *CO₂ Emissions from Fuel Combustion.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>> [Con acceso el 04 de Septiembre de 2009].
- [24] U.S. Department of Energy & SFA Pacific Inc. (2008). *Hydrogen Pathways Cost Analysis.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/index.php/Hydrogen_Pathway:_Cost_Analysis> [Con acceso el 12 de Febrero de 2009].
- [25] International Energy Agency. (2007). *IEA Energy Technology Essentials.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.iea.org/Textbase/techno/essentials.htm>> [Con acceso el 14 de Agosto de 2008].
- [26] FreedomCAR and Fuel Partnership. Hydrogen Production Technical Team. (2009). *Hydrogen Production: Overview of Technology Options.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf> [Con acceso el 19 de febrero de 2009].
- [27] Ruth, M., Laffen, M., Timbario, T.A. (2009). *Hydrogen Pathways: Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Seven Hydrogen Production, Delivery and Distribution Scenarios.* Technical Report. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. TP-6A1-46612.
- [28] U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (2007). *Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructure Technologies Program. Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan.* [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/mypp/index.html>> [Con acceso el 14 de Febrero de 2009].
- [29] Kroposki, B., Levene, J., Harrison, K., Sen, P.K., Novachek, F. (2006). *Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities.* Technical Report. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. TP-581-40605.
- [30] Levene, J.I. (2005). *Economic Analysis of Hydrogen Production from Wind.* Conference paper presented at WindPower Conference, Denver, CO., May 15-18, 2005. NREL Report No. CP-560-38210.
- [31] Levene, J.I., Mann, M.K., Margolis, R., Milbrandt, A. (2005). *An Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources.* Conference paper prepared for ISES 2005 Solar World Congress, Orlando, FL., August 6-12, 2005. NREL Report No. CP-560-37612.

- [32] Harrison, K.W. & Martin, G.D. (2008). *Renewable Hydrogen: Integration, Validation, and Demonstration*. Conference paper prepared for the 2008 NHA Annual Hydrogen Conference, Sacramento, CA., March 30 – April 3, 2008. NREL Report No. CP-581-43114.
- [33] Harrison, K.W., Martin, G.D., Ramsden, T.G., Kramer, W.E., Novachek, F.J. (2009). *The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration*. Technical Report. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. TP-550-44082.
- [34] U.S. Department of Energy. (2005). *Solar and Wind Technologies For Hydrogen Production: Report to Congress*. Report (ESECS EE-3060). [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/solar_wind_for_hydrogen_dec2005.pdf> [Con acceso el 18 de Septiembre de 2008].
- [35] Lymberopoulos, N. (2005). *Hydrogen Production From Renewables*. Centre for Renewable Energy Sources. European Commission Dg-Tren EESD Contract N° NNE5-PTA-2002-003/1. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://ec.europa.eu/energy/efficiency/studies/doc/industry/res_hydrogen.pdf> [Con acceso el 26 de Octubre de 2008].
- [36] Sánchez-Juárez, Aarón. (2002). *Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua*. FIRCO-SAGARPA-BANCO MUNDIAL.
- [37] Estrada-Cajigal, V. (1992). *Datos de Radiación Solar en la República Mexicana, alcances y limitaciones*. La Revista Solar, 21, 10-19.
- [38] Estrada-Gasca, C.A., Arancibia-Bulnes, C.A., Dorantes-Rodríguez, R., Islas-Samperio, J., Muhlia-Velásquez, A. (2005). *Visión a largo plazo sobre la utilización de las energías renovables en México*. Universidad Nacional Autónoma de México. Centro de Investigación en Energía. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=168>> [Con acceso el 13 de Agosto de 2008].
- [39] Servicio Meteorológico Nacional. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://smn.cna.gob.mx/productos/emas/>> [Con acceso el 6 de Septiembre de 2007].
- [40] Galindo, I., Valdés, M. (1992). *México, Atlas de Radiación Solar*. Programa Universitario de Energía, UNAM, México.
- [41] Hernández, E., Tejeda, A., Reyes, S. (1991). *Atlas Solar de la República Mexicana*. Universidad de Colima, Universidad Veracruzana, México. ISBN 968-834-230-0.
- [42] Galindo Estrada, I., Cifuentes Nava, G. (1996). *Radiación Solar Global en la República Mexicana: Valores Horarios Medios*. Programa Universitario de Energía, UNAM, México. ISBN 968-36-5446-0.
- [43] Instituto de Investigaciones Eléctricas. Gerencia de Energías No Convencionales. Informe IIE/01/14/11778/I02/A (2001). *Desarrollo del Sistema de Información Geográfica*

para las Energías Renovables en México. 2ª Etapa. Informe Anual. Cuernavaca, Morelos, México.

[44] Renné, D., George, R., Brady, L., Marion, B., Estrada-Cajigal, V., (2000). *Estimating Solar Resources in México Using Cloud Cover Data*. In C. A. Estrada (editor), Proceedings of the ISES Millennium Solar Forum 2000. Asociación Nacional de Energía Solar, México (ISBN 968-5219-01-X), pp. 627-632.

[45] National Aeronautics and Space Administration (NASA). [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>> [Con acceso el 21 de febrero de 2009].

[46] Beyer, H.G., Constanzo, C., Heinemann, D. (1996). *Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images*. Solar Energy, 56, 207-213.

[47] Estrada-Cajigal, V. *Origen de las bases de datos*. (2008). [Web en línea]. Disponible desde Internet en < <http://www.heliogis.com/sis/>> [Con acceso el 25 de septiembre de 2008].

[48] Estrada-Cajigal, V. *El modelo de radiación solar r.sun y su implementación en el SIG GRASS*. (2008). [Web en línea]. Disponible desde Internet en < <http://www.heliogis.com/sis/>> [Con acceso el 25 de septiembre de 2008].

[49] Borja-Díaz M, González, G.R. (2000). *Investigación y Desarrollo Tecnológico en el tema de la generación eoloelectrica*. Energía Renovable. Boletín IIE, julio-agosto. pp. 183-184.

[50] Comisión Federal de Electricidad. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.cfe.gob.mx/>> [Con acceso el 19 de Marzo de 2009].

[51] Mimiaga-Sosa, F. (Octubre 2004). *Corredor eólico del Istmo: a cuatro años de esfuerzo*. La Revista Solar, 51, 18-20.

[52] Caldera, M.E. (2000). *Potencial de la energía eoloelectrica en México*. Greenpeace México. pp. 16-17.

[53] Elliott, D., Schwartz, M., Scott, G., Haymes, S., Heimiller, D., George, R. (2003). *Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-500-34519.

[54] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. *Energía Eólica*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_612_energia_eolica/_rid/6221?page=10> [Con acceso el 06 de Octubre de 2008].

[55] Fuerza Eólica. (1994). *Evaluación de Impacto Ambiental*. N° 2778. Proyecto Cozumel 2000, S.A de C.V. pp. 5-25

[56] American Wind Energy Association. (1986). *Standard Procedures for Meteorological Measurements at a Potential Wind Turbine Site*. AWEA Std 8.1, 1986.

- [57] Lambert, T. (18 de Mayo de 2007). *Windographer*. Versión 1.12. Mistaya Engineering Inc. [Programa informático en línea]. Pagina Web de descarga <<http://www.mistaya.ca/windographer/download.asp>>. [Con acceso el 12 de marzo de 2008].
- [58] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. (2002). *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*. West Sussex, England. John Wiley & Sons Ltd.
- [59] Elliot, D.L., Holladay, C.G., Barchet, W.R., Foote, H.P., Sandusky, W.F. (1987). *Wind Energy Resource Atlas of the United States*. Pacific Northwest Laboratories. Report DOE/CH10094-4, NTIS.
- [60] Jaramillo, O.A., Borja, M.A. (2004). *Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: A bimodal probability distribution case*. *Renewable Energy*, 29, 1613-1630.
- [61] Lilienthal, P., Lambert, T., Gilman, P. (Agosto de 2007). *HOMER*. Versión 2.52 beta. HOMER Energy, LLC. [Programa informático en línea]. Pagina Web de descarga <<https://analysis.nrel.gov/homer/>> [Con acceso el 24 de Septiembre de 2007].
- [62] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. *La experiencia mexicana en el financiamiento de inversiones en energía renovable*. Presentación en el foro “Best Practices on Renewable Energy: Sharing Experiences for Market Development”, Cocoyoc, Morelos, 2001. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/1483/1/images/cfe.pdf>> [Con acceso el 18 de Octubre de 2008].
- [63] Graham, V.A., Hollands, K.G.T. (1990). *A method to generate synthetic hourly solar radiation globally*. *Solar Energy*, 44 (6), 333-341
- [64] Ivy, J.S. (2004). *Summary of Electrolytic Hydrogen Production*. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. MP-560-36734
- [65] Moulthrop, L., Anderson, E., Chow, O., Friedland, R., Maloney, T., Schiller, M. (2006). *Commercial Optimization of a 100kg/day PEM based Hydrogen Generator For Energy and Industrial Applications*. 16th World Hydrogen Energy Conference, Lyon, France. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.cder.dz/a2h2/Medias/Download/Proc%20PDF/PARALLEL%20SESSIONS/%5BS05%5D%20Production%20-%20Water%20Electrolysis/14-06-06/505.pdf>> [Con acceso el 15 de Abril de 2008].
- [66] Cropley, C. (2006). *Low Cost, High Pressure Hydrogen Generator*. DOE Hydrogen Program, FY 2006 Annual Progress Report. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress06/ii_h_1_cropley.pdf> [Con acceso el 18 de Abril de 2008].
- [67] Newborough, M. (2004). *A report on electrolyzers, future markets and the prospects for ITM Power Ltd's electrolyser technology*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <www.h2fc.com/Newsletter/PDF/ElectrolyserTechnologyReportFINAL.doc> [Con acceso el 15 de Enero de 2008].

[68] Cotrell, J., Pratt, W. (2003). *Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems*. Technical Report. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. TP-500-34648.

[69] Moulthrop, L.C., Hayes, J., Spaner, M., Porter, S. (2007). *Commercial PEM Water Electrolysers in Renewable Energy Capture: Requirements, Performance and Promise*. Proton Energy Systems powerpoint presentation at the 2007 World Hydrogen Technologies Convention on November 6 in Montecatini Terme, Italy. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.ranieriaggi.it/WHTC/Documenti/Moulthrop.pdf>> [Con acceso el 18 de Noviembre de 2008].

[70] Moulthrop, L.C. (2006). *Water Electrolysis Enables Renewables to Hydrogen*. Proton Energy Systems powerpoint presentation at Renewables to Hydrogen Forum, National Hydrogen Association, on October 4, Albuquerque, New Mexico. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.hydrogenassociation.org/renewablesForum/pdf/wind_moulthrop.pdf> [Con acceso el 18 de Noviembre de 2008].

[71] <<http://www.windturbine.net/>> [Web en línea]. [Con acceso el 14 de julio de 2008].

[72] Danish Wind Industry Association. [Actualizado el 12 de mayo de 2003]. *Costes de operación y mantenimiento en aerogeneradores*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://guidedtour.windpower.org/es/tour/econ/oandm.htm>> [Con acceso el 16 de Junio de 2008].

[73] <<http://www.enalmex.com/>> [Web en línea]. [Con acceso el 11 de Marzo de 2008].

[74] Peterson, M. (2008). *How Much Do Wind Turbines Cost?* [Web en línea]. Disponible desde Internet en <<http://ezinearticles.com/?How-Much-Do-Wind-Turbines--Cost?&id=1360858>> [Con acceso el 21 de Octubre de 2008].

[75] Falkland Islands Government. (Agosto de 2008). *Wind farm phase 2-Contract Approval*. Executive Council Confidential N° 155/08. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.falklands.gov.fk/site/legco/155-08.pdf>> [Con acceso el 29 de Octubre de 2008].

[76] Boreal Renewable Energy Development & Sustainable Automation LLC. (Enero 2006). *A Feasibility Study of Operating Wind Powered Greenhouses on Cape Cod*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <<http://www.umassd.edu/semaph/documents/pdf/assesswindturbinescapecodgreenhousesfinal.pdf>> [Con acceso el 03 de julio de 2008].

[77] Peter, S., Lehmann, H. (Noviembre 2008). *Renewable Energy Outlook 2030*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en <http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2008-11-07_EWG_REO_2030_E.pdf> [Con acceso el 12 de Diciembre de 2008].

[78] Saxum S.A. (2007). *Preguntas frecuentes sobre inversores*. [Web en línea]. Disponible desde Internet en <http://saxum.com.ar/pdfs/Respuestas%20sobre%20Inversores.pdf> [Con acceso el 14 de Octubre de 2008].

[79] Camerlynck, J. (2004). *Modelling of Renewable Energy Systems in the Maldives*. Department of Science Technology and Society, Utrecht University.

[80] Simbeck, D. & Chang, E. (2002). *Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways: Scoping Analysis*. Subcontract Report. Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory. NREL Report No. SR-540-32525.

[81] FreedomCAR and Fuel Partnership. Hydrogen Production Technical Team. (Enero 2009). *Hydrogen Production Roadmap. Technology Pathways to the Future*. [Publicación en línea]. Disponible desde Internet en http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_production_roadmap.pdf [Con acceso el 19 de Febrero de 2009].