



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGETICOS

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS ESTADÍSTICOS EN LOS
ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD TECNO-ECONÓMICA DEL RECURSO EÓLICO EN
MÉXICO.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA EN ENERGÍA

PRESENTA:
ING. CESIA CRISTINA DE PAZ BAUTISTA

TUTOR PRINCIPAL
DR. OSVALDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Manuel Martínez Fernández
Secretario: Jesús Antonio del Rio Portilla
Vocal: Osvaldo Rodríguez Hernández
1er. Suplente: Karla G. Cedano Villavicencio
2do. Suplente: Oscar Martínez Alvarado

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, TEMIXCO, MORELOS.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Osvaldo Rodríguez Hernández

FIRMA

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza la factibilidad tecno-económica para instalar aerogeneradores de pequeña escala, a usuarios del servicio eléctrico en tarifa domestica de alto consumo, en cada una de las regiones tarifarias existentes en México; delimitadas por la Comisión Federal de Electricidad.

De acuerdo a la disponibilidad de recurso eólico en México y a la falta del conjunto de base de datos de velocidades de viento registradas en cada región, se requiere de métodos estadísticos para realizar el análisis; tal es el caso del uso de las funciones de densidad de probabilidad, las cuales permiten estimar la generación de energía eléctrica anual disponible en un sitio evaluando un aerogenerador específico. El cálculo de energía anual producida se realizó para tres diferentes aerogeneradores de pequeña escala con una potencia nominal de 0.5kW, 0.8 kW, 2.1 kW.

Con dicha estimación se hizo el cálculo de factibilidad económica, el cual comprende las siguientes técnicas de análisis: Costo nivelado de la Energía(LCOE), Valor Presente Neto(VPN), Periodo de Retorno(PR) y la Razón Costo Beneficio.

DEDICATORIA

A Dios
A mis padres: Cristina y Valentin.
A mis hermanos: Pablo, Pedro, Valentin, Juan y José.
A mis sobrinos: Valerie, Darío, Camila, Dalia y Elián.
A Mi pueblo, la gran ciudad de los vientos; Arriaga.
Por ser la inspiración de mi amor hacia la energía eólica.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, principalmente por darme la sabiduría, conocimiento y fuerza, para lograr esta nueva meta.

A mi familia, por su comprensión, aún en la distancia siempre me confortaban y alentaban. En especial a mis padres, quienes siempre creyeron en mí. Gracias por cada una de sus enseñanzas. A mis hermanos: Juan, Pedro, Pablo, José y Valentin; por ser inspiración y apoyo en todos los aspectos.

A Rody, por su apoyo incondicional, tiempo, comprensión y paciencia. Pero sobre todo por tu amor. Infinitas gracias.

A Osvaldo, por brindarme su apoyo, tiempo y enseñanzas, tanto en lo académico como en lo personal. Por su paciencia y entrega, por la tutoría y dirección de este trabajo. Por compartir su visión. No solo te debo un agradecimiento, más aún tienes mi completa admiración.

A mis amigos quienes estuvieron conmigo durante esta maravillosa experiencia. En especial a Alo, Yessi y May; porque aún en la distancia siempre estaban ahí cuando mas las necesitaba. A los que se integraron durante esta etapa, brindandome su apoyo y amistad, Dani, Lili, Octavio, Miguel, Hugo, Gustavo y Ricardo; gracias por cada uno de los momentos vividos.

A Miguel, Idania, Daniel y Paloma por su amistad, sabios consejos y amor. Por brindarme una hermosa familia Morelense y hacerme sentir en casa cada vez que lo necesitaba.

A Maximiliano Valdez, gracias por siempre ayudarme a resolver mis problemas computacionales y hacer mi estancia en el IER menos complicada. Mi mas sincero agradecimiento.

A mis sinodales por la gran ayuda y tiempo dedicado en la revisión de este trabajo y por las observaciones que ayudaron a mejorar la redacción final de esta tesis: Karla Cedano, Oscar Martínez, Manuel Martínez y Antonio del Río.

Al proyecto 272063 "Fortalecimiento del campo de Energía Eólica en el Programa de Doctorado en Ingeniería Campo de conocimiento en Energía con sede en el Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México" por la aportación al desarrollo de mi tesis, a través de licencia de software y equipo de computo.

Al Instituto de Energías Renovables y a la Universidad Nacional Autónoma de México por hacer esto posible.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la aportación de la Beca durante el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	9
2. Energía Eólica	13
2.1. Antecedentes	13
2.2. Aerogenerador	15
2.2.1. Componentes	15
3. Evaluación de Recurso Eólico	18
3.1. Uso directo de los datos	18
3.2. Distribución de Frecuencias	19
3.3. Funciones de densidad de probabilidad	20
3.3.1. Weibull	20
3.3.2. Rayleigh	20
3.4. Energía Anual Producida	22
3.5. Análisis Tecnoeconomico	22
3.5.1. Tiempo de Vida del Proyecto	23
3.5.2. Costo de Inversión	24
3.5.3. Costo de Operación y Mantenimiento	24
3.5.4. Tasa de Interés y Salvamento	25
3.5.5. Valor Presente Neto	25
3.5.6. Razón Costo Beneficio	26
3.5.7. Periodo de Retorno	26
3.5.8. Costo Nivelado de Energía	26
3.5.9. Tasa interna de retorno	27
3.5.10. Regiones tarifarias	27
4. Desarrollo de Metodología	30
4.1. Análisis considerando velocidades promedio constantes.	30
4.2. Análisis considerando diferentes velocidades anuales.	32

5. Resultados y Análisis	34
5.1. Análisis considerando rango de velocidades promedio constantes.	34
5.2. Análisis caso de estudio-Arriaga	37
5.3. Análisis de sensibilidad variando costo de venta	40
5.4. Análisis de sensibilidad variando tasas de descuento	42
6. Conclusiones	45

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1.	Capacidad instalada del sistema eléctrico nacional en México, dividido por fuentes de energías; limpias y convencionales	11
1.2.	Capacidad de Energía instalada en México por tipo de tecnología en el año 2016, en la cual la energía eólica solo ocupa el 5 % Fuente: Elaborado por la SENER	11
1.3.	Capacidad total en operación por tipo de tecnología en 2022 y 2032. Fuente: Elaborado por la SENER	11
1.4.	Evolución de la generación de Energía Eléctrica. Fuente: Elaborado por la SENER	12
2.1.	Aerogenerador de pequeña escala	15
2.2.	Curva de Potencia de un Aerogenerador donde se aprecia su Velocidad de arranque , su velocidad nominal y su velocidad de corte.	16
3.1.	Parámetros económicos	19
3.2.	Función de densidad de probabilidad Weibull	21
3.3.	Distribución acumulada de la Función Weibull	21
3.4.	Diagrama de flujo de efectivo	23
3.5.	Reduccion del costo del proyecto con respecto al tiempo de vida del proyecto,cuando la vida del proyecto de 15 años aumenta a 30 años, el costo disminuye casi un 25 porciento	24
4.1.	Análisis considerando velocidades constantes anuales	31
4.2.	Análisis considerando velocidades anuales durante 10 años	33
5.1.	Función densidad de probabilidad y curvas de potencias de los 3 aerogeneradores evaluados	35
5.2.	Energía Anual Producida por cada aerogenerador evaluado	35
5.3.	Valor Presente Neto evaluando 3 aerogeneradores	36

5.4. Periodo de Retorno evaluando 3 aerogeneradores	36
5.5. Relación Costo Beneficio evaluando 3 aerogeneradores	37
5.6. Velocidad promedio de cada año y variación anual	38
5.7. Función de probabilidad y curvas de potencias de diferentes tecnologías . . .	38
5.8. Energía Anual Producida cada año	39
5.9. Valor Presente Neto y RCB evaluando 3 aerogeneradores	39
5.10. Periodo de Retorno evaluando 3 aerogeneradores	40
5.11. Análisis evaluando VPN para cada aerogenerador	41
5.12. Análisis evaluando LCOE para cada aerogenerador	41
5.13. Análisis evaluando PR con 6 tarifas diferentes para cada aerogenerador . . .	42
5.14. Análisis del VPN evaluando 3 tasas de descuento (5%, 10%, 15%) en cada aerogenerador	44
6.1. VPN	46
6.2. VPN-SWT2	47
6.3. VPN-SWT3	47
6.4. RCB-SWT1	48
6.5. RCB-SWT2	48
6.6. RCB-SWT3	49
6.7. PR-SWT1	49
6.8. PR-SWT2	50
6.9. PR-SWT3	50
6.10. LCOE-SWT1	51
6.11. LCOE-SWT2	51
6.12. LCOE-SWT3	52

CAPÍTULO

1

INTRODUCCIÓN

En la actualidad con el impulso de las energías limpias en México se pretende que la matriz energética se amplíe, con el fin de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Esto puede suceder gracias a que México cuenta con la disponibilidad de diferentes fuentes de energías limpias, debido a las condiciones climáticas y geográficas que posee; ya que se dispone del viento, radiación solar, océanos, mares y ríos, yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos, etc.

En México se ubican 45 centrales eólicas, cuya capacidad instalada alcanza los 4,199 MW, lo cual comprende solo el 5 % de la energía instalada, mientras se estima que existe un potencial eólico de 15,000 MW, donde el mayor potencial se distribuye entre los estados de: Oaxaca, Baja California, Sonora y Tamaulipas. Se espera que para el 2022 sea del 12 % del total de capacidad instalada y para el 2032 del 15 %.

En México en el 2016 la energía eólica aumento un 20 % de generación con un total de 10,462.57 GWh y un 33,3 % de capacidad instalada con respecto al año 2015, con un total de 4MW. De acuerdo con el Programa de Desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018 – 2032 se estima que la generación de energía a partir de plantas eólicas se triplique en los próximos años. Para finales del 2020 se espera de acuerdo al Global Wind Energy Council tener 12,000 MW instalados y 15,000 MW a finales del 2022. se contempla que los 12,000 MW instalados ayudaran a reducir las emisiones de mas de 20 Mt de CO₂. Esto se debe al compromiso que se hizo en la Conferencia sobre el cambio climático del 2015; el cual comprende en reducir un 22 % las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y en un 51 % las emisiones de carbono hacia el 2030.

Por otra parte, la energía eléctrica es indispensable para los consumidores y el abasto de esta misma debe ser confiable, viable y segura. Por ello, se realiza el análisis de sensibilidad

tecnológico-económico en México para poder hacer la propuesta de la instalación de aerogeneradores de pequeña escala, en zonas residenciales donde la tarifa que pagan es la tarifa doméstica de alto consumo.

Considerando que incluso para hacer factible un proyecto con el uso de aerogeneradores de pequeña escala, podemos tomar el ejemplo de algunos gobiernos como el de Estados Unidos, Canadá, Dinamarca, Italia, Irlanda y Finlandia que reducen el costo de conexión a la red, aplican descuentos de impuestos para pequeños agricultores, etc.[1].

El análisis que se presenta en este trabajo se enfoca en determinar viabilidad de poder instalar aerogeneradores de pequeña escala en México, considerando las características del sitio y de la tecnología a instalar en forma distribuida.

La generación distribuida de energía eólica en pequeña escala se considera como una de las principales opciones para lugares aislados que demandan energía eléctrica. Aunque para esto la complejidad de evaluar el recurso eólico para fines de instalación aerogeneradores a pequeña escala, es la predicción exacta de las velocidades de viento. También se considera una buena opción en los entornos urbanos, siempre y cuando consideremos la percepción social, garantizar las cuestiones de salud y la seguridad entorno a la tecnología y calidad de vida.

Dentro de la cadena de valor de un proyecto eólico, la primera etapa que es la planeación, donde se considera la evaluación del recurso eólico y la selección del sitio. Posteriormente se encuentra la etapa de la manufactura, la tercera etapa es la construcción y para esto se requieren recursos financieros por ello se considera indispensable hacer un análisis de viabilidad económica y técnica. En la última etapa se encuentra la operación y mantenimiento en el cual se hacen los mantenimientos preventivos y correctivos para mantener la operación del parque eólico.

Si consideramos esa cadena de valor para proyectos eólicos, logramos notar que dicha cadena fue realizada solo para el análisis de aerogeneradores de gran escala es ahí donde las oportunidades son el desarrollar y fortalecer las metodologías y estrategias de evaluación con aerogeneradores de pequeña escala.

En México del 100 % de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, el 28.8 % son mediante el uso de fuentes de energías limpias, de los cuales solo el 5 % es representado por la generación de la energía eólica.

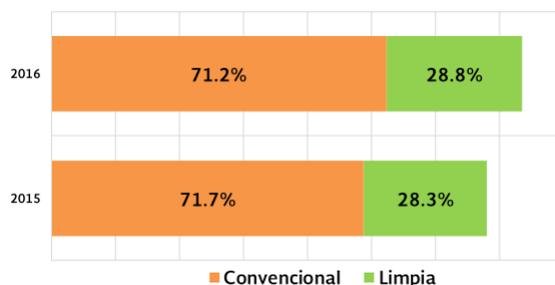


Figura 1.1: Capacidad instalada del sistema eléctrico nacional en México, dividido por fuentes de energías; limpias y convencionales

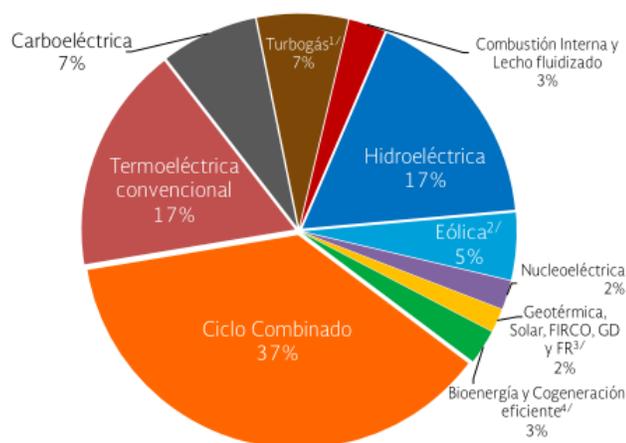


Figura 1.2: Capacidad de Energía instalada en México por tipo de tecnología en el año 2016, en la cual la energía eólica solo ocupa el 5 % Fuente: Elaborado por la SENER

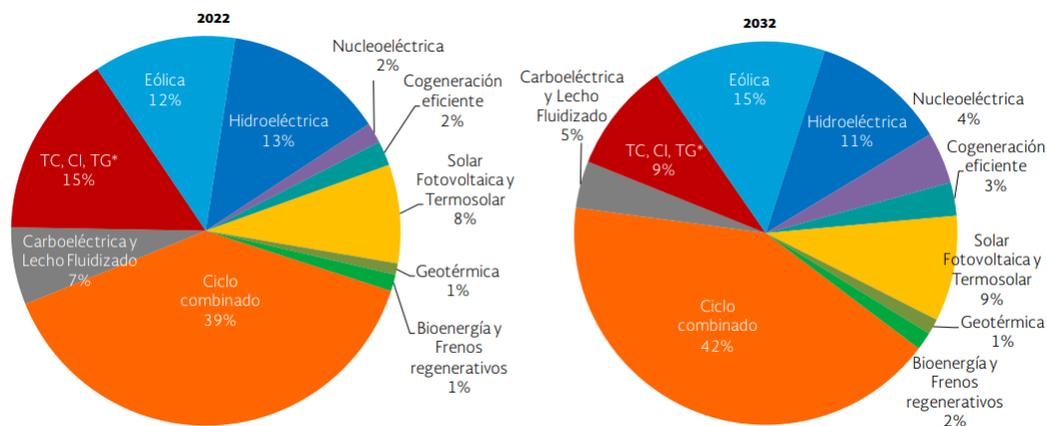


Figura 1.3: Capacidad total en operación por tipo de tecnología en 2022 y 2032. Fuente: Elaborado por la SENER

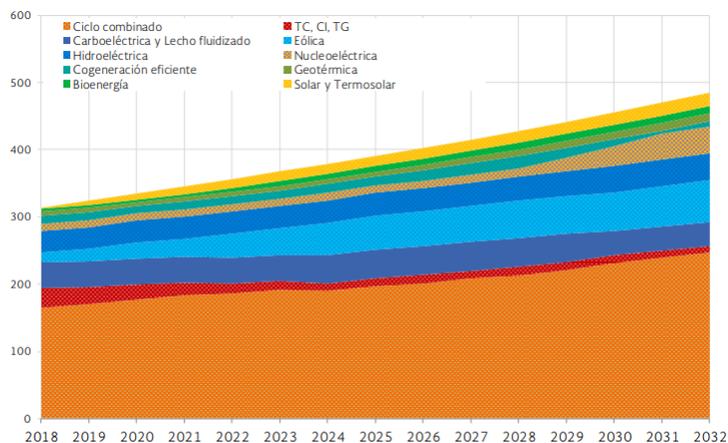


Figura 1.4: Evolución de la generación de Energía Eléctrica. Fuente: Elaborado por la SENER

Objetivo

El objetivo principal de este trabajo es realizar un análisis tecno-económico para aerogeneradores de pequeña escala, con tarifa domestica de alto consumo de las ocho regiones establecidas por la comisión federal de electricidad en México.

Objetivos secundarios

- Calcular la Energía Anual producida en función de la curva de potencia de cada aerogenerador a evaluar.
- Realizar el calculo de los parámetros económicos, Valor presente neto (VPN), Periodo de retorno (PR), Razón Costo beneficio(RCB) y el Costo Nivelado de Energía (LCOE)
- Realizar el análisis de sensibilidad de los parámetros que modifican los resultados de la evaluación económica.

Estructura del trabajo

La estructura de este trabajo presenta una revisión de la literatura donde se encuentran trabajos realizados en otros países en el cual analizan la instalación de SWT, así como la perspectiva nacional y mundial de la energía eólica en el Capitulo 1, mientras que en el Capitulo 2 se describe el marco teórico el cual incluye todo los principales métodos, conceptos y formulas para la evaluación de recurso eólico en un sitio. El Capitulo 3, nos introduce al método y datos que utilizaremos para realizar el análisis, mientras que en el Capitulo 4 se muestran los resultados del análisis desarrollado evaluando los parámetros económicos VPN, RCB, PR, LCOE para las 3 tecnologías evaluadas. Finalmente en el último capitulo se encuentran las conclusiones del análisis y sugerencias para la instalación de aerogeneradores en el país.

CAPÍTULO

2

ENERGÍA EÓLICA

2.1. Antecedentes

En esta sección abordaremos la definición de energía eólica, los diferentes tipos de turbinas eólica y su clasificación. También se presentan algunos métodos de evaluación de recurso eólico que se han implementado para turbinas eólicas de gran escala y algunos para pequeña escala.

En la actualidad una de las fuentes de energías renovables con mayor capacidad instalada en el mundo es la energía eólica, la cual se genera a través de turbinas eólicas que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica.

En los análisis de energía eólica, el uso de las funciones de densidad de probabilidad (FDP) son mas comunes con el paso de los años, a pesar de que la mayoría de los análisis solo se han hecho con una de las mas sencillas, las función de densidad de probabilidad tipo Weibull.

Bassyouni úso la función de densidad de probabilidad tipo Weibull para hacer la evaluación y análisis del potencial de viento en Jeddah una ciudad de Arabia Saudita, con una base de datos de velocidades de viento de un periodo de 10 años obtenido del departamento meteorológico del aeropuerto de Jeddah. Bassyouni considera que una de las limitaciones de la FDP weibull es que no es efectiva para velocidades de 0 m/s hasta velocidades muy pequeñas .Aun así pudieron determinar que es viable instalar aerogeneradores de pequeña escala debido a las velocidades promedio del viento [2].

Mattar y Villar-Poblete hicieron la estimación del recurso eólico off-shore de Chile dividiendo la costa de chiles en tres zonas; ajustando dos diferentes bases de datos de velocidades de viento por un periodo de 10 años, con funciones de densidad de probabilidad tipo Weibull y Rayleigh, donde como resultado las dos distribuciones de probabilidad utilizadas tuvieron pequeñas diferencias, así también entre las dos base de datos [3].

Celik hizo un análisis estadístico de la densidad de potencia eólica, para una ciudad del sur de Turquía usando FDP tipo Weibull y Rayleigh con una base de datos de un periodo de 1 año; Celik concluyó que una de las ventajas de la distribución Rayleigh es que tanto la FDP y la función acumulativa pueden ser obtenidas con la velocidad promedio del sitio, mientras la FDP Weibull es mejor en ajustar las distribuciones mensuales medidas; Con los cuales pudo determinar que la ciudad analizada es una de las que cuenta con mayor potencial Eólico en Turquía.[4]

Aynur Ucar y Balo hicieron la evaluación del potencial eólico para 6 ciudades de Turquía, con una base de datos del periodo de 6 años, considerando cuatro turbinas eólicas de diferentes capacidades 600 kW , 1250 kW, 1500 kW , 2000 kW. La estimación del recurso eólico lo hicieron con la FDP tipo Weibull con lo que pudieron determinar la energía anual producida en cada ciudad y por cada aerogenerador utilizado para la evaluación, obteniendo así las ciudades con mayor densidad de potencia y la capacidad de la turbina eólica que es ideal para las seis ciudades de la manera que se obtenga una mayor Energía.[5]

Svetlanda et al, hizo un análisis de sensibilidad tecno económica para un parque eólico obteniendo la Energía Anual producida a través de un análisis de función de densidad de probabilidad en el cual evaluó el impacto y la incertidumbre de cada uno de los parámetros evaluados en el desarrollo del proyecto de un parque eólico, donde resulto que la velocidad promedio es uno de los que tienen mas alto impacto, siguiéndole en segundo lugar la curva de potencia y el costo del aerogenerador que se utilizó para hacer la evaluación. Siendo así el precio de la electricidad uno de los parámetros con alta incertidumbre, posteriormente la curva de potencia del aerogenerador con una incertidumbre media al igual que la tasa de interés.

Cuantificando así el nivel de impacto e incertidumbre en nivel alto a un 100 %, medio entre un 100 % y 30 % y bajo menor que un 30 %.[6].

Ali Monstafaepur elaboró una evaluación tecno-económica para la ciudad de Kerman, Iran. En el cual propone la instalación de pequeños aerogeneradores haciendo el calculo de la potencia eólica disponible a través de la función de densidad de probabilidad tipo weibull. Contemplando una base de datos de velocidades de viento de un periodo de 14 años, a una altura de 10 m y evaluando el potencial eólico en tres diferentes aerogeneradores, los cuales resultaron ser viables para llevar acabo su instalación debido a los resultados obtenidos en los parámetros económicos. Ali considera que la FDP tipo Weibull tiene ciertas limitaciones para hacer la evaluación del potencial eólico disponible ya que no representa con precisión las velocidades de viento muy bajas.[7].

Una de las causas por la cual las pequeñas turbinas eólicas no han sido instaladas , es que la metodología para evaluar el recurso y hacer el análisis tecnoeconomico que se usa es la misma que se usa para el análisis de los grandes aerogeneradores.

El rendimiento técnico-económico de una pequeña turbina eólica es muy sensible a los recursos eólicos disponibles.[8]

Uno de los países que mas se han desarrollado en la instalación de aerogeneradores de pequeña escala es Estados Unidos. En 2016 Estados Unidos instalo 45.4 MW de los cuales 43

MW fueron instalados con turbinas eólicas mayores de 100 kW y 2.4 MW fueron instaladas con pequeñas turbinas eólicas con capacidad menor a 100 kW, con un total de 2560 unidades y mas de 14 millones de inversión.[9]

En el 2014 en Reino Unido hubo un incremento en la instalación de pequeñas turbinas eólicas con un total de 2237 MW.[10]

2.2. Aerogenerador

La energía eólica es la que se produce mediante un aerogenerador a partir del aprovechamiento de la energía cinética del viento convirtiéndola en energía mecánica y al final en energía eléctrica.



Figura 2.1: Aerogenerador de pequeña escala

Los aerogeneradores son divididos en aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical

2.2.1. Componentes

Los aerogeneradores están compuestos por múltiples componentes, los principales son los alabes, la multiplicadora, el generador, transformador, la góndola y la torre. Cada aerogenerador dispone de una curva de potencia la cual es determinada por el fabricante.

Curvas de Potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador $P_w(U_i)$ es una gráfica dada por los fabricantes de los aerogeneradores Fig:2.2 con la cual se puede calcular la potencia eléctrica disponible a diferentes velocidades del viento. Cabe mencionar que cada aerogenerador tiene diferente curva de potencia.

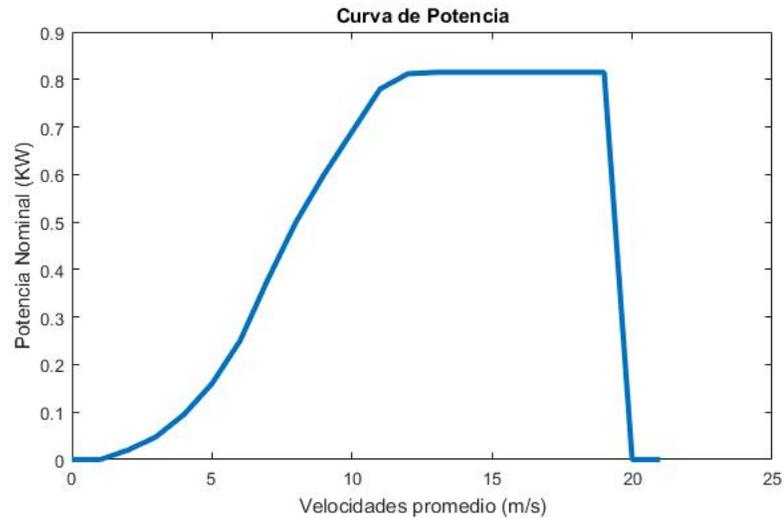


Figura 2.2: Curva de Potencia de un Aerogenerador donde se aprecia su Velocidad de arranque , su velocidad nominal y su velocidad de corte.

La potencia de salida de un aerogenerador varia con la velocidad del viento. En las cuales se consideran tres escalas de velocidad:.

Velocidad de arranque V_{in} : es la velocidad mínima en la cual el aerogenerador empieza a generar potencia útil.

Velocidad nominal V_n : es la velocidad de viento a la que se alcanza la potencia nominal.

Velocidad de corte V_{out} : es la velocidad máxima de viento a la que se le permite trabajar a la turbina por seguridad.

Clasificación de tamaño de las turbinas eólicas

El mercado eólico incluye aerogeneradores y proyectos de diferentes tamaños.

Existen clasificaciones muy generales como la siguiente que considera tres tamaños según su capacidad nominal, aerogeneradores de pequeña escala hasta 100 Kw, aerogeneradores de mediana escala de 101 kW a 1 MW y aerogeneradores de gran escala mayor a 1 MW (referencia ;2016Distirbuted wind market report).

Otra clasificación más especifica es la que se muestra en la Tabla 2.1 (referencia [11]).

Cuadro 2.1: Clasificación de Turbinas Eólicas

Tipo de tecnología	Rotor (m)	Potencia Nominal (kW)	Velocidades de Viento	Aplicaciones adecuadas
Gran Escala	50-100	1000-3000	Muy Alta	Generación de energía de la red a gran escala (en tierra y parques eólicos marinos)
Mediana Escala	20-50	100-1000	Alta	Mini parques eólicos (aplicación inteligente micro red en áreas remotas)
Pequeña Escala	10-20	25-100	Buena	Propósito residencial, electrificación rural, bombeo de agua
Escala domestica	3-10	1.4-1.6	Moderada	Sistemas híbridos
Mini escala	1.25-3	0.25-1.4	Baja	Construir aplicaciones integradas en la azotea
Micro Escala	0.5-0.25	0.004-0.25	Muy Baja	Aplicaciones de baja potencia

CAPÍTULO

3

EVALUACIÓN DE RECURSO EÓLICO

En el presente capítulo se abordan los principales métodos para la evaluación del recurso eólico en un sitio y los diferentes criterios con los cuales se puede hacer un análisis técnico-económico.

La evaluación del recurso eólico, consiste en obtener mediante el uso de datos del viento y métodos estadísticos, la cantidad de energía anual generada y los costos asociados por un aerogenerador a lo largo de su tiempo de vida, asumiendo su instalación en el sitio estudiado.

En primer lugar se presentan dos métodos para la descripción de las condiciones de viento y selección de la tecnología a partir de la curva de potencia del aerogenerador; el primero, usa directamente las velocidades de viento medidas en el sitio, y el segundo, utiliza modelos estadísticos conocidos como funciones de densidad de probabilidad (FDP). Ambas, resultan en uno de los elementos que componen la evaluación del recurso, la Energía Anual Producida.

Por otro lado, los estudios de factibilidad contemplan una perspectiva económica, la cual se describe posteriormente y se presentan cada uno de los parámetros económicos que se utilizan para la evaluación final de un proyecto eólico. Ver figura 3.1).

3.1. Uso directo de los datos

El método de uso directo de los datos para la evaluación de recurso eólico es uno de los más sencillos. Ya que los datos que se requieren se pueden obtener de una estación anemométrica. La mayoría de veces este método se utiliza para tener de una manera rápida el cálculo de recurso eólico disponible en un sitio.

probabilidad. Para ver que tan exacto podría ser la evaluación con la función de densidad de probabilidad.

La distribución de frecuencias se expresan con análisis diferentes los cuales son la Distribución Frecuencia Relativa y la Distribución de Frecuencia Acumulada. Dónde la frecuencia relativa de un conjunto de datos, es la división de las frecuencias de un determinado valor entre el numero total de datos. La suma de las frecuencias relativas es igual a uno. La Frecuencia acumulada es el total de frecuencias de los valores iguales o inferiores al valor de referencia.

Para un conjunto de datos se ocupan las distribuciones de frecuencias , pero para un mejor análisis se recomienda hacer uso de las funciones de densidad de probabilidad.

3.3. Funciones de densidad de probabilidad

Las Funciones de Probabilidad (FDP) de una variable, describe la probabilidad relativa en la cual dicha variable tome cualquier valor X.

Existen diferentes FDP que son usadas para describir la distribución de frecuencia de la velocidad de viento. Las FDP que mas se usan son la distribución Weibull, distribución Rayleigh y la distribución LogNormal.[13] [4]

3.3.1. Weibull

La función de densidad de probabilidad Weibull se define como se muestra en la Ec. 3.4

$$f_w(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.4)$$

Dónde $f_w(v)$ es la probabilidad de las velocidades del viento v . La k y c son parámetros de forma y factor de escala respectivamente. Los cuales pueden ser determinados mediante Ec. 3.5 y Ec. 3.6

$$k = \left(\frac{\text{ff}\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.5)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\tau \left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.6)$$

La función de probabilidad acumulada se obtiene como se muestra en la Ec.3.7

$$F_w(v) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.7)$$

3.3.2. Rayleigh

La función Rayleigh se puede considerar como un modelo especial y simplificado de la función Weibull. [4] La FDP Rayleigh es una de las mas sencillas para el análisis del viento

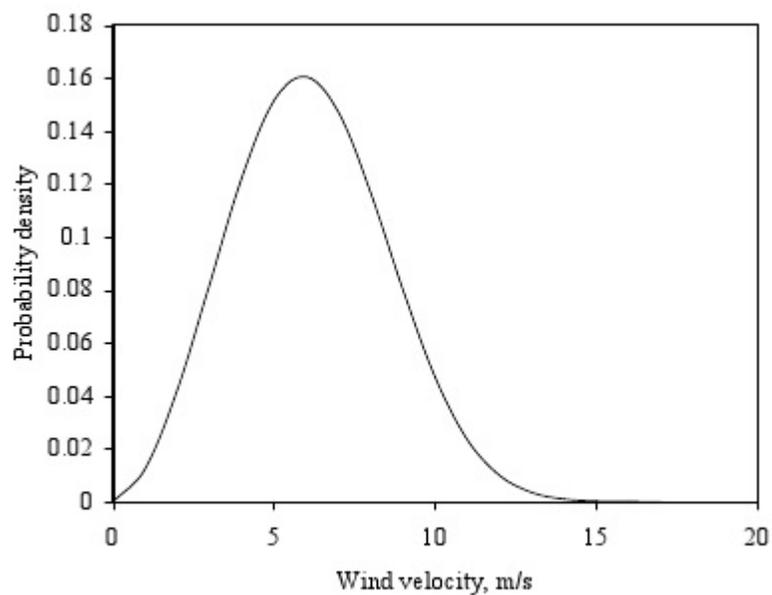


Fig. 3.18. Weibull probability density function

Figura 3.2: Función de densidad de probabilidad Weibull

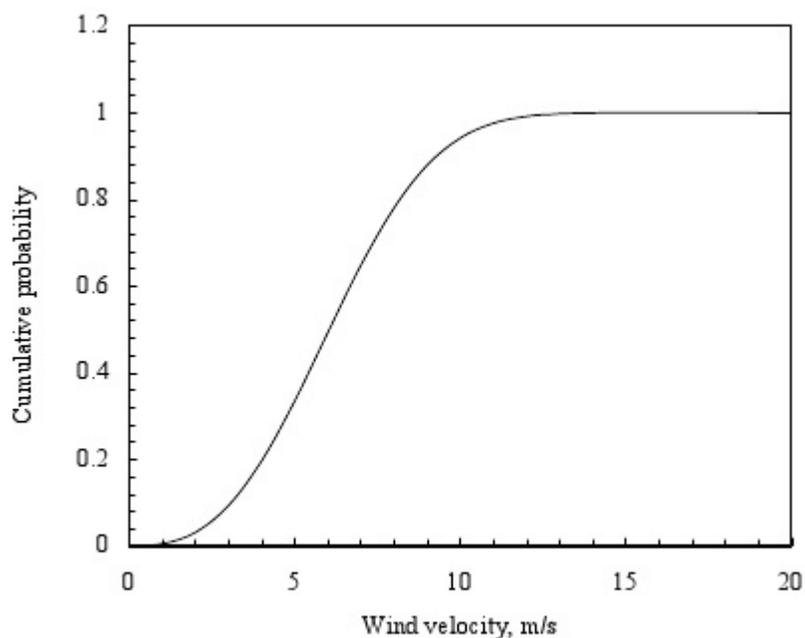


Fig. 3.19. Weibull cumulative distribution function

Figura 3.3: Distribución acumulada de la Función Weibull

ya que lo único que se necesita conocer es la velocidad media del sitio v_m . La función de densidad de probabilidad esta dada por la Ec. 3.8

$$f_R(v) = \frac{\pi}{2} * \left(\frac{v}{v_m^2} \right) \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_m^2} \right)^2 \right) \quad (3.8)$$

La función de distribución acumulada esta dada por la Ec. 3.9

$$F_R(v) = 1 - \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_m^2} \right)^2 \right) \quad (3.9)$$

La función de distribución acumulada (cdf) describe la probabilidad de que se encuentre una variable aleatoria menor o igual que un valor específico, es decir, el área acumulativa de la densidad de probabilidad por debajo del valor específico.[14].

3.4. Energía Anual Producida

Cuando se usa el método de uso directo de datos la Energía Anual Producida (EAP) es el resultado de la multiplicación de la potencia definida por la curva de potencia del aerogenerador evaluada en cada velocidad por el total de horas al año.

La energía de un aerogenerador E_w se calcula como se muestra en la Ec. 3.10

$$E_w = \sum_{i=1}^N P_w(U_i)(\Delta t) \quad (3.10)$$

Usando las funciones de densidad de probabilidad la EAP se calcula como se expresa en la Ec. 3.11

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U_i)p(U) dU \quad (3.11)$$

Dónde:

$P_w(U_i)$ = La curva de potencia de un aerogenerador

$p(U)$ = La función de densidad de probabilidad para una base de datos.

Posteriormente, obteniendo la energía anual generada se hace el análisis de factibilidad tecno-económica.

Como hemos presentado en las secciones anteriores la energía anual producida por un aerogenerador en un sitio se puede obtener mediante métodos como el análisis de uso directo de datos donde se evalúa la curva de potencia con las velocidades del viento disponibles en el lugar, así como el método mediante el uso de funciones de densidad de probabilidad junto con la evaluación de la curva de potencia del aerogenerador a utilizar.

3.5. Análisis Tecnoeconomico

Existen estudios económicos de proyectos eólicos, en los cuales las técnicas de análisis económico que mas han predominado son el costo nivelado de la Energía (LCOE) y el Valor

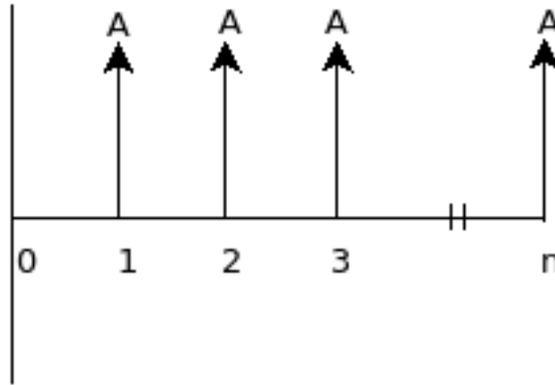


Figura 3.4: Diagrama de flujo de efectivo

Presente Neto(VPN). El LCOE y el VPN modelan los flujos netos de efectivo contemplados al presente.[6].

Para evaluar la economía de un proyecto es necesario traer los flujos de efectivo como son los beneficios y costos en diferentes años del proyecto a un tiempo de referencia común. ?? por lo que se recomienda evaluarlo al año inicial del proyecto y es lo que se considera como Valor Presente.

Los flujos netos de efectivo se deben traer al valor presente ya que el dinero cambia de valor a lo largo del tiempo.

El valor presente de los flujos de efectivo depende del tiempo de vida del proyecto , el costo de inversión, así como el costo de operación y mantenimiento, la tasa de interés y el valor de salvamento.[13] [7] Como se muestra en la siguiente ecuación.

$$VP(A)_{1-n} = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (3.12)$$

Dónde:

A= Valor de beneficios o costos anuales.

El valor anualizado de los flujos de efectivo. Como se muestra en la siguiente ecuación.

$$VA(P)_{1-n} = P \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad (3.13)$$

3.5.1. Tiempo de Vida del Proyecto

El tiempo de vida de una turbina eólica influye en el costo de los proyectos, por lo general la vida de una turbina eólica varia siendo alrededor de 10 años para las de pequeña escala y entre 20 y 30 años para las turbinas de gran escala [7], en consecuencia cuando se diseña el sistema para mantenerlo más tiempo, la inversión inicial del proyecto se distribuirá a lo largo de mas años, lo que permite que el costo anual de operación se reduzca.

Un ejemplo se muestra en la Figura ?? cuando la vida del proyecto de 15 años aumenta a 30 años , el costo disminuye casi un 25 %.

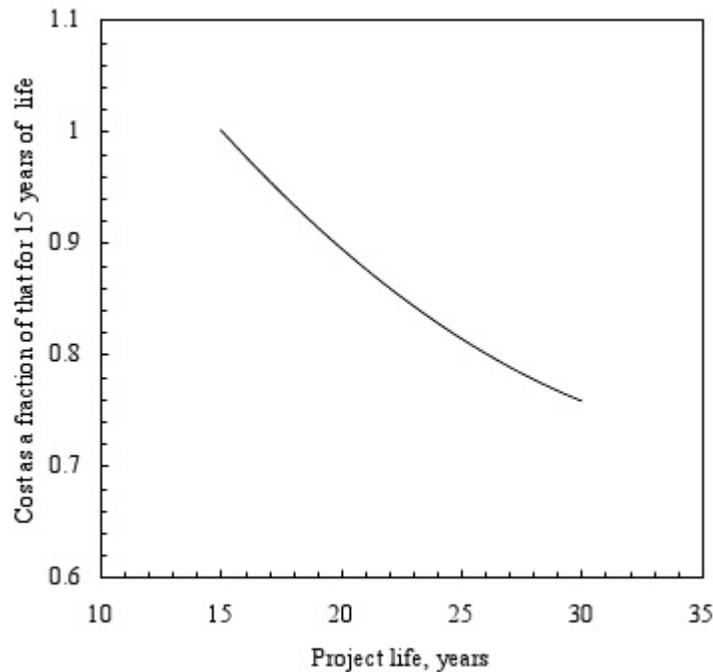


Fig.7.4. Effect of project life on wind generator economy

Figura 3.5: Reduccion del costo del proyecto con respecto al tiempo de vida del proyecto, cuando la vida del proyecto de 15 años aumenta a 30 años, el costo disminuye casi un 25 por ciento .

3.5.2. Costo de Inversión

Los proyectos eólicos son inversiones que duran de 20 a 30 años, por lo que dentro de el costo de inversión se considera a aquellos costos que se generan al inicio de cada proyecto, contemplando el costo de la turbina eólica, el costo de los transportes, los costos de la tierra, las obras civiles, subestación, infraestructura y los cargos de instalación [15].

3.5.3. Costo de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento en proyectos eólicos son diferentes a el costo de operación y mantenimiento de otras fuentes de generación de energía ya que requieren combustible para el funcionamiento y operación y las turbinas eólicas solo requieren del viento el cual es sin costo.

Sin embargo la turbina requiere de mantenimientos periódicos para un funcionamiento adecuado, algunos de los componentes de la turbina sufren mayor desgaste que otras como la caja de engranes, así también como las cargas aerodinámicas pueden causar fatiga en las palas del aerogenerador, por lo tanto el costo de mantenimiento es proporcional a las horas que el sistema esta en funcionamiento, así como es proporcional al costo de inversión del sistema. Ec. 3.14

$$C_{OM} = mCi \quad (3.14)$$

Dónde:

m= porcentaje proporcional del costo de inversión

C_i = costo de inversión

El valor presente del costo de operación y mantenimiento $VP(C_{OM})$ se puede calcular como se muestra en la Ec.3.15

$$VP(C_{OM})_{1-n} = mC_i \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (3.15)$$

3.5.4. Tasa de Interés y Salvamento

De acuerdo al Banco Nacional de México la tasa de interés es la valoración del costo que implica la posesión de dinero producto de un crédito. (es el precio que se paga por el uso de fondos prestables)

Las tasas de interés pueden ser afectadas por algunos factores como la inflación, las oportunidades de producción los cuales son los rendimientos que el mercado ofrece para todas las opciones de inversión disponibles en una economía (articuladas de intereses).

3.5.5. Valor Presente Neto

El valor presente neto (VPN) es la resta del valor presente neto de los beneficios durante la vida del proyecto menos el valor presente neto de los costos.

El valor presente neto de los costos $VPN(C)$ considera el Costo de inversión (C_i) mas el valor presente de los costos de operación y mantenimiento $VP(C_{OM})$.

$$VPN(C) = C_i + VP(C_{OM}) \quad (3.16)$$

El valor presente neto de los beneficios pueden ser evaluados basados en los costos de generación de energía a través de otras tecnologías o en las tarifas energéticas vigentes en la región, donde consideramos que estos beneficios varían de una región a otra. Lo que permite que la generación de energía eólica sea mas rentable en las regiones donde la tarifa sea alta. En consecuencia el proyecto generará beneficios anualmente por la venta de la electricidad (B). Entonces el valor presente acumulado de todos los beneficios $VPN(B)$ a lo largo de la vida del proyecto se calcula como se muestra en la Ec. 3.17.

$$VPN(B)_{1-n} = B \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (3.17)$$

por lo tanto el VPN se obtiene como se muestra a continuación

$$VPN = VPN(B) - VPN(C) \quad (3.18)$$

Durante la evaluación de viabilidad de proyectos de energía, surgen proyectos que tienen diferentes costos de inversión, diferente tiempo de vida, etc. El hacer la comparación de los proyectos considerando únicamente el VPN de cada uno podría ser engañoso. Se recomienda hacer la evaluación considerando la razón Costo Beneficio.

3.5.6. Razón Costo Beneficio

La razón costo beneficio (RCB) es la relación entre el valor presente acumulado de todos los beneficios VPN(B) y el valor presente acumulado de todos los costos VPN(C) como se muestra en la Ec.3.19

$$RCB = \frac{VPN(B)}{VPN(C)} \quad (3.19)$$

Un proyecto es rentable si su RCB es mayor que 1.

3.5.7. Periodo de Retorno

El periodo de retorno (n) es el año en el que el valor presente neto de todos los beneficios VPN(B) es igual al valor presente neto de todos los costos VPN(C) como se muestra en la Ec.(3.20).El periodo de retorno indica el mínimo periodo en el que se recuperara la inversión del proyecto.

$$VPN(B) = VPN(C) \quad (3.20)$$

la Ec.3.20 se desarrolla de la siguiente manera Ec.3.21.

$$B \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = Ci + mCi \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (3.21)$$

El periodo de retorno se obtiene utilizando la Ec.(3.22)

$$n = -\frac{\ln \left(1 - \frac{iCi}{B-mCi} \right)}{\ln(1+i)} \quad (3.22)$$

La mayoría de los proyectos son aceptados cuando tienen un periodo de retorno pequeño.

3.5.8. Costo Nivelado de Energía

El costo nivelado de la energía (LCOE) por sus siglas en ingles es uno de los parámetros económicos que mas se ocupan para la determinación de viabilidad de proyectos , ya que te determina el costo de generación de energía eléctrica considerando todos los costos durante la vida útil del proyecto. en la Ec.(3.23)

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^n \frac{C_i + C_{OM}}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^n \frac{B_A}{(1+i)^n}} \quad (3.23)$$

El LCOE nos permite comparar el costos de generación de energía eléctrica por un aerogenerador con el costo de la electricidad asociado a la red.También nos permite evaluar con que tarifa eléctrica es viable instalar un aerogenerador y en cuales no.

Otro parámetro económico que también se ocupa para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión es la Tasa Interna de retorno (TIR).

3.5.9. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno según el banco nacional es un indicador de rentabilidad de proyectos el cual se define como el valor de la tasa de actualización que iguala entre si los beneficios y costos.

Mientras mayor sea la tasa interna de retorno mayor sera la probabilidad de que el proyecto se lleve a cabo.

3.5.10. Regiones tarifarias

La estructura Tarifaria en México es muy compleja por lo cual la Comisión Federal de Electricidad (CFE) considera 8 regiones tarifarias que se agrupan de acuerdo a Estados y municipios de la siguiente manera:

- Región Baja California
Todos los municipios del Estado de Baja California
Municipios del Estado de Sonora: San Luis Río Colorado
- Región Baja California Sur
Todos los municipios del Estado de Baja California Sur.
- Región Noroeste
Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la Región de Baja California.
Todos los municipios del Estado de Sinaloa.
- Región Norte
Todos los municipios de los Estados de Chihuahua y Durango.
Municipios del Estado de Zacatecas: Chalchihuites, Jimenez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Rio Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo..

Municipios del estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.

- Región Noreste
Todos los municipios de los Estados de Nuevo León y Tamaulipas.

Todos los municipios del estado de Coahuila Excepto los comprendidos en la Región Norte.

Municipios del estado de Zacatecas: Concepción del Oro y El Salvador.

Municipios del Estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Rioverde, San Ciró de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cardenás, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamanzunchale, Huhuetlán, Tamuín, Tancahuitz, Tanlajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo.

Municipios del Estado de Veracruz: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.

- Región Central

Todas las circunscripciones territoriales de la Ciudad de México.

Municipios del Estado de México: Tultepec, Tultitlan, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalaco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz.

Municipios del Estado de Morelos: Cuernavaca.

- Región Sur

Todos los municipios de los Estados de: Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco.

Todos los municipios de los estados de Zacatecas, San Luis Potosí y Veracruz no comprendidos en la Región Norte o en la Región Noreste.

- Región Peninsular

Todos los municipios de los Estados de: Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

En México las tarifas eléctricas para el sector residencial se clasifican de acuerdo a la temperatura media mínima mensual en verano de cada localidad, con lo cual se establece diferentes rangos de consumo para cada tarifa los cuales varían en el año de acuerdo a dos temporadas; la temporada de verano y la temporada fuera de verano. En la temporada de verano el costo de la energía consumida es mas barata que en la temporada fuera de verano. La clasificación existente son 8 tarifas eléctricas para usuarios domésticos : 1,1A, 1B, 1C, 1D,1E,1F,DAC. La temperatura media y el consumo de cada tarifa se muestra en la Tabla 3.1.

Cuadro 3.1: Tarifas y sus temperaturas medias

Tarifa	Temperatura media °C	Consumo (kWh/mes)		
		Basico	Intermedio	Excedente
1	<25	75	65	por cada kWh
1A	25	75	75	
1B	28	75	100	
1C	30	75	100	
1D	31	75	125	
1E	32	75	125	
1F	33	75	125	

Cuando se registra un consumo mensual promedio superior al limite de alto consumo definido para su localidad como se muestra en la Tabla 3.2 , se le cobra la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Cuadro 3.2: Limite de consumo de cada tarifa

Tarifa	Limite (kWh/mes)
1	250
1A	300
1B	400
1C	850
1D	1000
1E	2000
1F	2500

La tarifa DAC a diferencia de las otras tarifas es la única tarifa eléctrica residencial no subsidiada , donde se le agrega un costo adicional fijo y el costo por cada kWh consumido es mas caro. La clasificación de la tarifa DAC ya no se rige en función de las temperaturas medias de la localidad , si no en función de las 8 regiones tarifarias establecidas por CFE. como se muestra en la Figura ??.

El costo de la tarifa DAC correspondiente a cada región se muestra en la Tabla ??

Cuadro 3.3: Costo por kWh para cada Región Tarifaria (Marzo 2018)

Tarifa DAC	Costo (kWh/mes)	
	Verano	Fuera de Verano
Cargo fijo	\$102.24	\$102.24
Región Baja California	\$4.60	\$3.95
Región Baja California Sur	\$5.02	\$3.95
Región Noroeste	\$4.44	\$4.440
Región Norte	\$4.32	\$4.32
Región Noreste	\$4.32	\$4.32
Región Central	\$4.74	\$4.74
Región Sur	\$4.40	\$4.40
Región Peninsular	\$4.40	\$4.40

CAPÍTULO

4

DESARROLLO DE METODOLOGÍA

En el Capítulo 2 se habló acerca de la metodología a ocupar para la evaluación de recurso eólico en un sitio y para poder hacer el análisis de sensibilidad tecnoeconómica.

El presente Capítulo está dedicado a exponer a detalle cada uno de los componentes que se ocuparon para el desarrollo de la metodología, desde la obtención de datos de velocidades de viento, hasta la obtención de los parámetros económicos.

4.1. Análisis considerando velocidades promedio constantes.

Al realizar este análisis la idea es identificar umbrales de Velocidad mínima donde el proyecto es rentable. El análisis se hace principalmente considerando lo siguiente:

- Velocidades promedios anuales constantes
- Evaluación de las Velocidades en la función de densidad de probabilidad tipo Rayleigh
- Cálculo de la Energía Anual producida
- Cálculo de parámetros económicos
- Análisis de sensibilidad

Las velocidades que se consideran es un rango de velocidades promedio anuales de 1 a 9 m/s. Dicho rango se estableció para poder apreciar dentro de los diferentes posibles rangos

de velocidades de viento la producción de energía.

Posteriormente se evalúan las velocidades en la función de densidad de probabilidad tipo Rayleigh, para poder calcular la probabilidad en función de cada una de las velocidades del sitio.

Para hacer el Cálculo de Energía Anual Producida se utilizo el método expuesto en el Capitulo 3 sección 2

También se tomo a consideración el uso de 3 aerogeneradores de potencia nominal de 0.5 kW , 0.8 kW y 2.1 kW.

El análisis económico consiste en el calculo de los parámetros económicos como son el Valor Presente Neto (VPN), relación Costo Beneficio (B/C) , Periodo de Retorno de la Inversión(PR), la tasa interna de Retorno (TIR) y el costo nivelado de la energía (LCOE), se hicieron las siguientes consideraciones:

El costo de la inversión se consideró en 4900 USD/KW a una tasa de cambio de 19.87 pesos/USD al año 2018.

[?]

El Costo de Venta de la Energía se considero igual al costo de la Tarifa DAC en la Región a Evaluar (Región Sur, CFE).

El tiempo de vida del proyecto se consideró de 10 años de acuerdo a la ficha técnica de las 3 tecnologías que escogimos.

La tasa de descuento que se consideró fue del 10% .

El costo anual de operación y mantenimiento se considero del 15% del costo total de la inversión del sistema eólico.

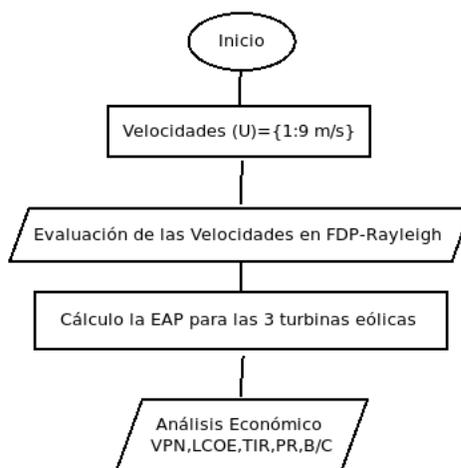


Figura 4.1: Análisis considerando velocidades constantes anuales

4.2. Análisis considerando diferentes velocidades anuales.

Al hacer este análisis el objetivo es analizar los efectos de la variabilidad interanual que tienen las velocidades promedios anuales y el impacto en el análisis tecnoeconomico que la variabilidad pueda causar.

El análisis se hace principalmente considerando lo siguiente:

- Velocidades promedios anuales
- Evaluación de las Velocidades en la función de densidad de probabilidad tipo Rayleigh
- Cálculo de la Energía Anual producida
- Cálculo de parámetros económicos
- Análisis de sensibilidad

Las velocidades que se consideraron en este segundo análisis , son velocidades promedio anuales de un municipio del Estado de Chiapas (Arriaga) en un lapso de tiempo de 10 años (2007-2016) considerando el tiempo de vida de los aerogeneradores.

La Base de datos de los 10 años evaluados fueron obtenidos del segundo análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones (MERRA-2) por sus siglas en ingles, es un re-análisis atmosférico de la NASA que comienza en 1980

Posteriormente se evalúa con la función de densidad de probabilidad tipo Rayleigh las velocidades promedios anuales, para poder observar la probabilidad que tiene cada una de las velocidades.

Para hacer el Cálculo de Energía Anual Producida se utilizo el método expuesto en el Capitulo 3 sección 2 donde para cada año se calcula la energía anual producida donde se tomo a consideración el uso de las curvas de potencia de cada uno de los 3 aerogeneradores de potencia nominal de 0.5 kW, 0.8 kW ,2.1 kW.

El análisis económico consiste en el calculo de los parámetros económicos como son el Valor Presente Neto VPN, relación Costo Beneficio (B/C) , Periodo de Retorno de la Inversión, y la tasa interna de Retorno (TIR) y el costo nivelado de la energía, se hicieron las siguientes consideraciones:

El costo de la inversión se consideró en 4900 USD/KW a una tasa de cambio de 19.87 pesos/USD al año 2018.

El Costo de Venta de la Energía se considero igual al costo de la Tarifa DAC en la Región a Evaluar (Región Sur, CFE).

El tiempo de vida del proyecto se consideró de 10 años de acuerdo a la ficha técnica de las 3 tecnologías que escogimos.

La tasa de descuento que se consideró fue del 10 % .

El costo anual de operación y mantenimiento se considero de 70 \$/kW dato obtenido del informe del mercado eólico distribuido 2016. [?]

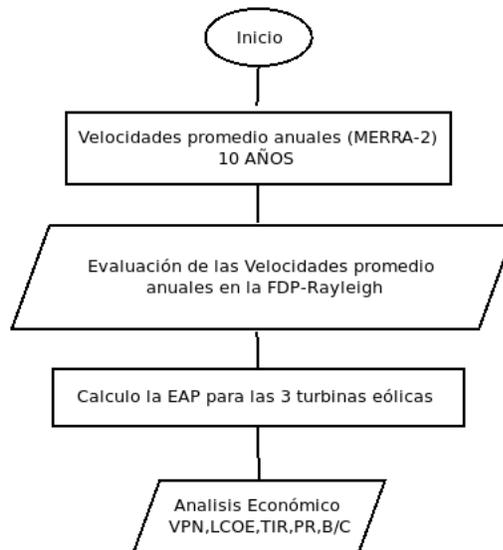


Figura 4.2: Análisis considerando velocidades anuales durante 10 años

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1. Análisis considerando rango de velocidades promedio constantes.

En esta sección se presentan los resultados obtenidos considerando los datos mencionados en la sección anterior, así como el costo de la tarifa perteneciente a la región sur.

En la Figura 5.1 se gráficán las curvas de potencia de los aerogeneradores, así como la distribución de probabilidad de diferentes velocidades promedios.

En la Figura 4.1 se observa la Energía Anual producida por cada uno de los aerogeneradores utilizados para hacer la evaluación. Dónde se aprecia que el Aerogenerador con mayor producción de Energía es el Aerogenerador con mayor potencia nominal (2.1 kW). También se observa que el aerogenerador con potencia nominal de 0.5 kW produce mayor cantidad de energía que el SWT de potencia nominal de 0.8 kW en sitios que cuenten con velocidades de 4 m/s y 5 m/s.

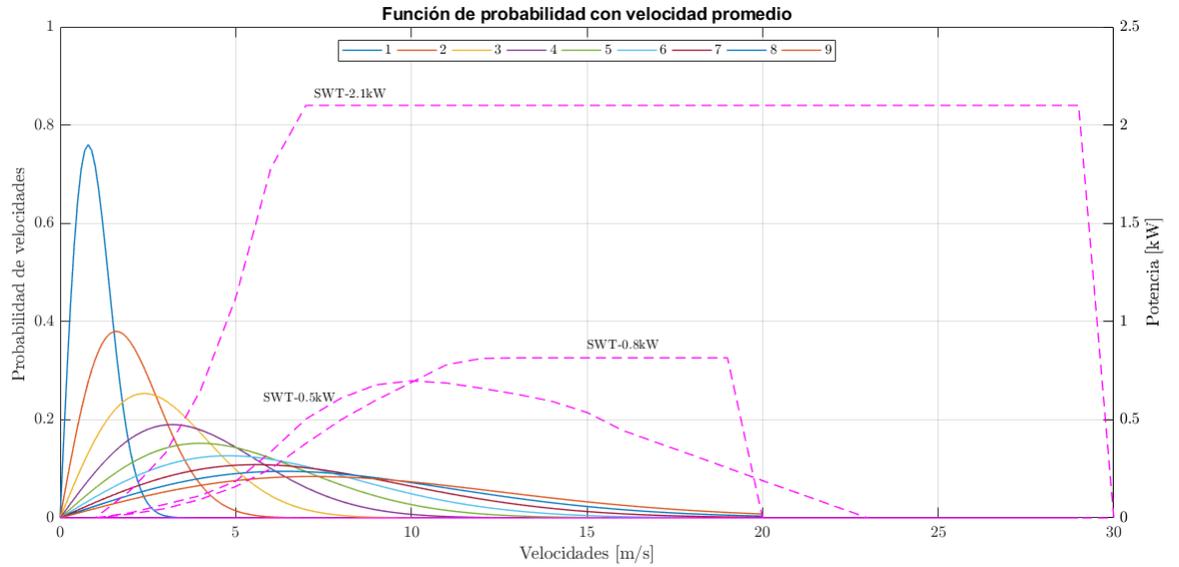


Figura 5.1: Función densidad de probabilidad y curvas de potencias de los 3 aerogeneradores evaluados

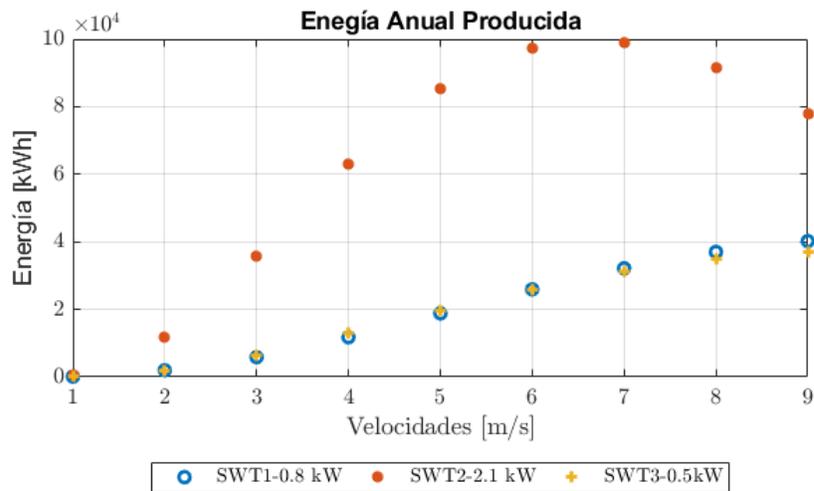


Figura 5.2: Energía Anual Producida por cada aerogenerador evaluado

Los resultados del análisis del valor presente Neto se muestran en la figura 5.3 evaluado en el aerogenerador de potencia nominal de 0.5 kW y 0.8 kW empiezan a generar ganancias a partir de velocidades iguales o mayores a 4 m/s. Mientras que el SWT de potencia nominal de 2.1 kW empieza a generar ganancias a partir de velocidades iguales o mayores a 3 m/s.

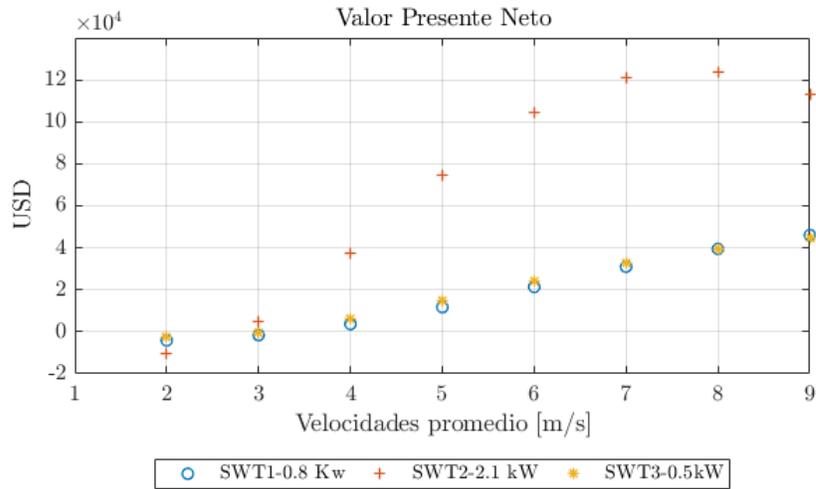


Figura 5.3: Valor Presente Neto evaluando 3 aerogeneradores

Los resultados para el Periodo de Retorno como se muestra en la figura 5.4 evaluado en el aerogenerador de potencia nominal de 0.5 kW muestra que la inversión se recupera para sitios que cuenten con velocidades iguales o mayores a 4 m/s con un tiempo de retorno de 2 años, mientras que el SWT de potencia nominal de 0.8 kW muestra que la inversión se recupera para sitios que cuenten con velocidades iguales o mayores a 4 m/s pero con un tiempo de retorno de 4 años, observando también que el SWT de potencia nominal de 2.1 kW muestra que la inversión se puede recuperar para sitios que cuenten con velocidades iguales o mayores a 3 m/s con un periodo entre 5 y 6 años, pero incluso se puede apreciar que el mismo aerogenerador instalado en sitios con velocidades promedio de 3 m/s y mayores su periodo de retorno decrece significativamente siendo así 1.5 años su periodo de retorno.

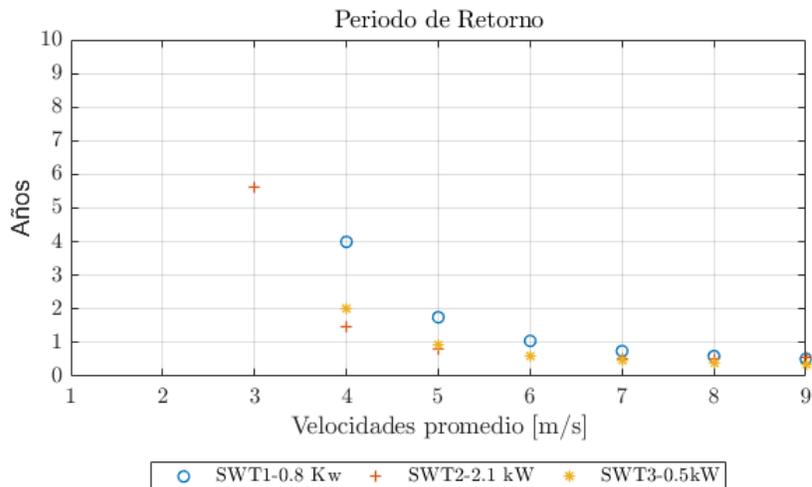


Figura 5.4: Periodo de Retorno evaluando 3 aerogeneradores

Los resultados del parámetro de la Relación Costo/Beneficio se muestran en la figura 5.5 donde se observa que instalando el aerogenerador de potencia nominal de 0.5 kW sería

aun mas viable con respecto a la instalación del aerogenerador de 0.8 kW ya que el primero obtendría mayores beneficios comparado con el segundo, siendo así en los sitios que cuenten con V_m iguales o mayores a 4 m/s. Considerando que cuando se tengan velocidades de 6 m/s los beneficios incluso serían iguales en la instalación de aerogeneradores de 0.5 kW con el de 2.1 kW. Por otra parte se logra apreciar que en lugares con velocidades de 7 m/s los beneficios son aun mayores cuando se instala el aerogenerador de 0.5 m/s respecto a la instalación del aerogenerador con potencia nominal de 2.1 kW.

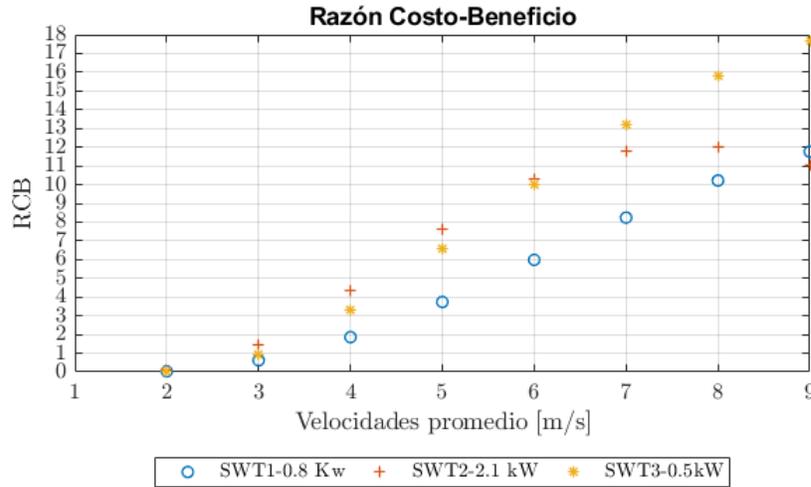


Figura 5.5: Relación Costo Beneficio evaluando 3 aerogeneradores

5.2. Análisis caso de estudio-Arriaga

Esta sección abarcará el cálculo de los parámetros económicos, considerando como velocidades promedio anuales los resultados obtenidos del análisis de MERRA-2 (Ver tabla 5.1); los cuales fueron delimitados a una sola ciudad y considerando una altura de 10 m sobre la superficie de la tierra.

(Agregar imagen de Arriaga)

Velocidad promedio anual										
Velocidad promedio [m/s]	4.49	4.58	4.25	4.83	4.37	4.31	4.55	4.54	4.30	4.59
Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016

Cuadro 5.1: Velocidad promedio anual en Arriaga durante el periodo 2007-2016

En la figura 5.6 se puede ver las diferentes velocidades promedio anuales a través de los años en Arriaga, donde se visualiza que con respecto a la velocidad promedio de los 10 años la variación anual mínima que ocurrió fue de 0.21 % y la máxima fue con un valor de 7.20 %. Lo cual indica...

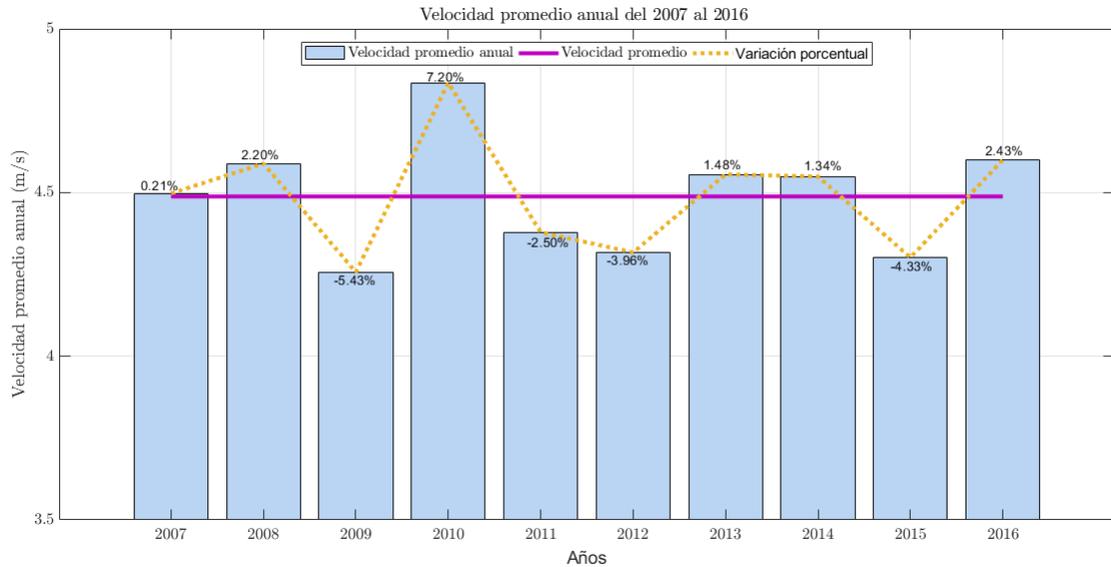


Figura 5.6: Velocidad promedio de cada año y variación anual

Para el cálculo de la energía anual producida se hizo uso de la curva de potencia de distintos aerogeneradores y de la distribución de las velocidades de viento modeladas por la FDP-Rayleigh, considerando la probabilidad en la que ocurre una velocidad de viento en particular, tomando como base las velocidades promedio de viento ocurridas en cada año, durante el periodo 2007-2016. Ver figura 5.7

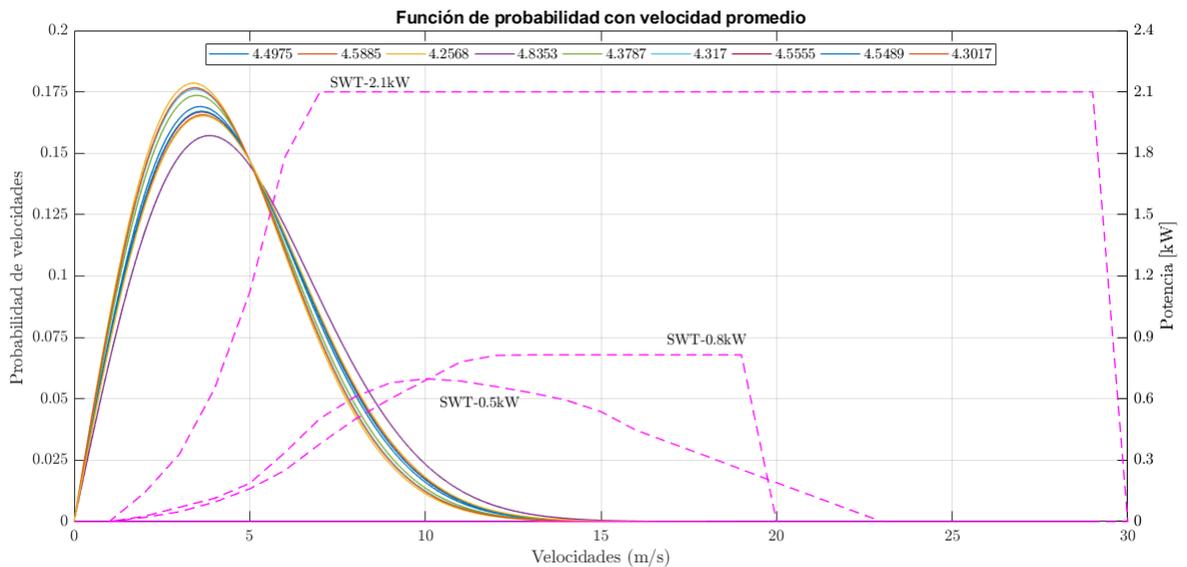


Figura 5.7: Función de probabilidad y curvas de potencias de diferentes tecnologías

En la figura 5.8 se muestra la energía producida anualmente por cada aerogenerador en la que se aprecia que en el año 2010 fue el año en que se produjo la mayor cantidad de energía. Siendo así el aerogenerador de potencia nominal de 2.1 kW el de mayor generación y siguiéndole el SWT de potencia de 0.5 kW con una diferencia muy mínima con respecto al

SWT de 0.8 kW.

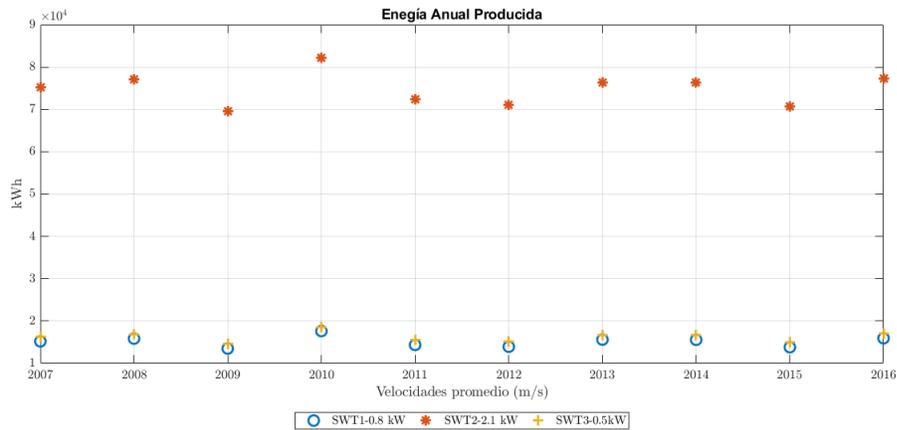


Figura 5.8: Energía Anual Producida cada año

Comparando los resultados del cálculo del VPN y de la razón costo-beneficio podemos observar que con el aerogenerador de potencia nominal 2.1kW la RCB es alta al igual que el VPN; lo que indica que presenta mas beneficios comparado con los costos lo cual genera ganancias. Mientras que para el aerogenerador de 0.8 kW resulta ser muy bajos los valores de VPN; aproximadamente 18,000 USD y RCB menor a 2; lo que demuestra que los beneficios al instalar un aerogenerador con esta potencia son casi iguales a los costos. Por otro lado el aerogenerador de 0.5 kW presenta un VPN aproximadamente de 20,000 USD pero con un RCB alto, lo que indica que obtendremos mayores beneficios que los costos asociados durante el periodo de vida del proyecto. Ver figura 5.9

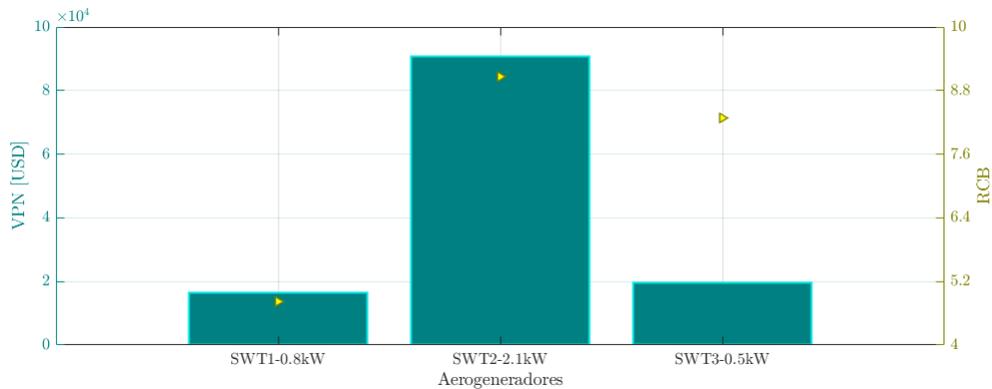


Figura 5.9: Valor Presente Neto y RCB evaluando 3 aerogeneradores

Por otra parte en la figura 5.10 se puede ver que el periodo de retorno para los 3 diferentes aerogeneradores confirma lo mismo que se observo en la figura anterior donde se apreciaba que los aerogeneradores con mayor factibilidad a instalar en el sitio evaluado, son los que tienen potencia nominal de 2.1 kW y 0.5 kW los cuales cuentan con un PR menor a los 4 años. caso contrario al SWT de potencia nominal de 0.8 kW en el cual la inversión se recuperaba después de 6 años de vida del proyecto.

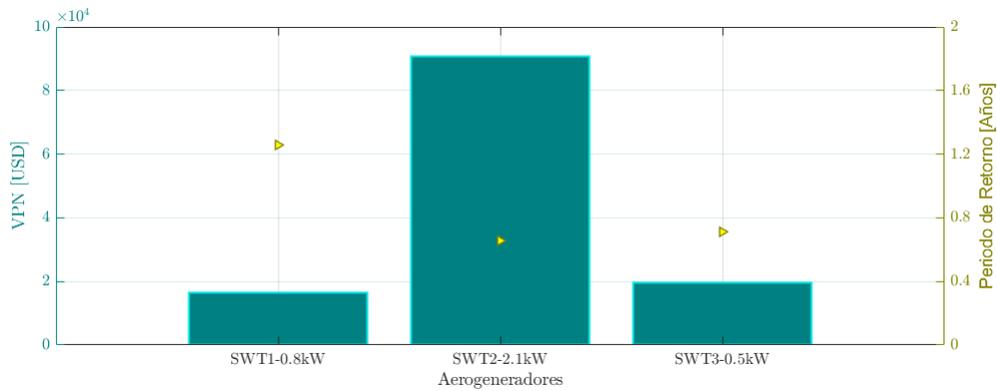


Figura 5.10: Periodo de Retorno evaluando 3 aerogeneradores

5.3. Análisis de sensibilidad variando costo de venta

El análisis se desarrolla variando los 6 costos de tarifa DAC que se cobran en las ocho diferentes regiones en México, establecidas por CFE. Esto con la finalidad de poder identificar lugares para instalar SWT en función de la velocidad promedio del sitio y del costo de la tarifa.

De acuerdo a la figura ?? se presenta el escenario del Valor Presente Neto con las 6 tarifas de alto consumo. Las tarifas son representadas por cada uno de los diferentes colores mostrados en la gráfica. Así como cada uno de los aerogeneradores se representan por diferentes símbolos. Tal que el símbolo (o) corresponde al SWT de 0.8 kW, mientras que el símbolo (+) indica los datos para el SWT de 2.1 kW, finalmente el (*) corresponde al SWT de 0.5 kW.

Habiendo establecido el orden de los aerogeneradores y la representación de las tarifas, podemos observar el comportamiento del VPN en función de las tarifas a diferentes velocidades promedio.

El VPN es negativo para todos los SWT que se instalen en sitios con velocidad promedio menores o iguales a 2 m/s. Mientras que a partir de velocidades de 3 m/s el SWT de 2.1 kW comienza a presentar VPN positivos lo cual indica que se empiezan a tener ganancias. Sin embargo para valores superiores o iguales a 4 m/s los tres SWT obtienen un VPN positivo sin importar la variación de los precios de cada una de las tarifas consideradas.

Por otra parte se observa que la factibilidad de instalar aerogeneradores en la mayoría de los sitios es un poco más viable el instalar SWT de 0.5 kW comparado con el de 0.8 kW ya que como se aprecia en la figura ?? el VPN es mayor independientemente de las tarifas evaluadas.

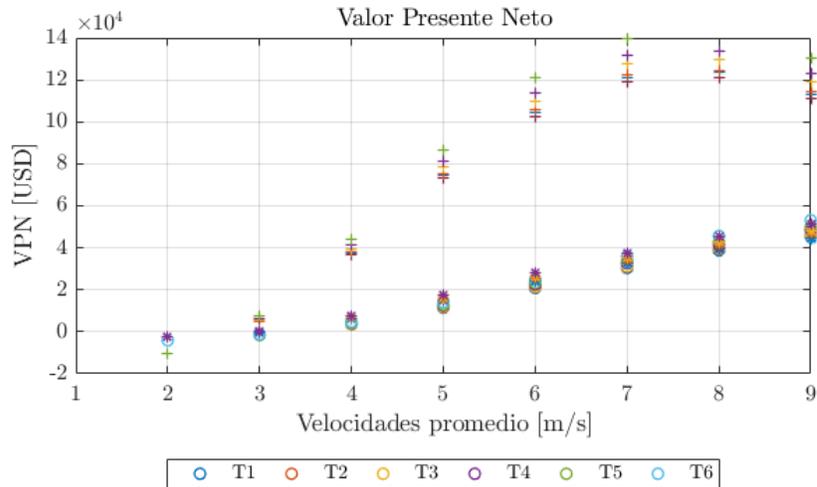


Figura 5.11: Análisis evaluando VPN para cada aerogenerador

El costo nivelado es un indicador que nos permite comparar el costo de la energía generada por un aerogenerador, contra el costo de la energía de la red en este caso considerando las 6 diferentes tarifas.

Es importante considerar que cuando obtenemos LCOE menor que el costo de la red eléctrica, es factible instalar un aerogenerador ya que la energía proveniente del SWT es mas barata. Caso contrario a cuando obtenemos un LCOE mayor que al de la red eléctrica, ya que no sería factible instalar un aerogenerador. Por otra parte si el LCOE es igual al costo de la energía proveniente de la red, entonces nos resultaría indistinto el suministro de energía proveniente de un aerogenerador o de la red.

En la figura ?? se muestra el cálculo de LCOE para el SWT de potencia nominal de 0.8 kW donde se aprecia valores del LCOE mas altos comparados con los demás SWT.

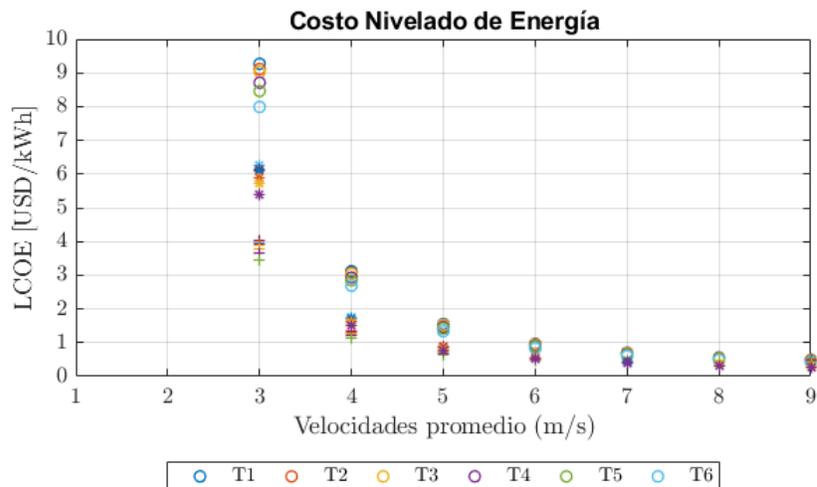


Figura 5.12: Análisis evaluando LCOE para cada aerogenerador

Por otra parte el Periodo de retorno analizando los 6 diferentes escenarios donde cada

escenario pertenece a cada una de las tarifas contempladas para el cálculo, se observa que la tarifa T4 evaluada en los 3 aerogeneradores y a a partir de velocidades de viento mayores a 4 m/s es viable la instalación de dichos aerogeneradores.

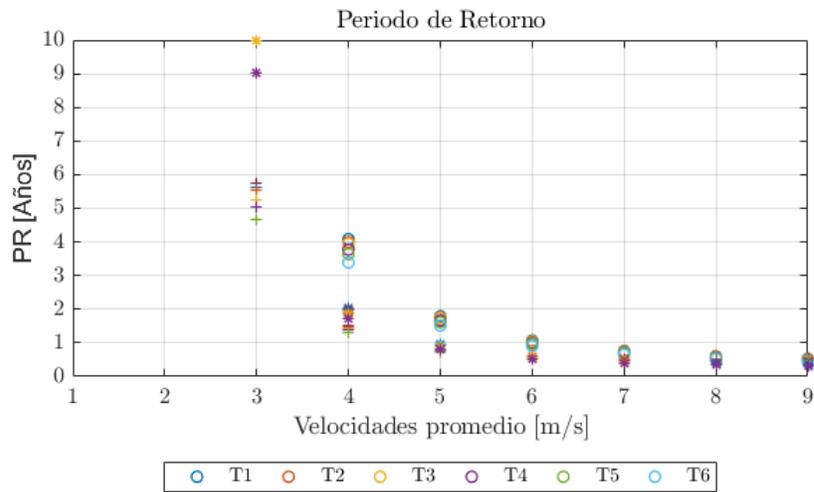
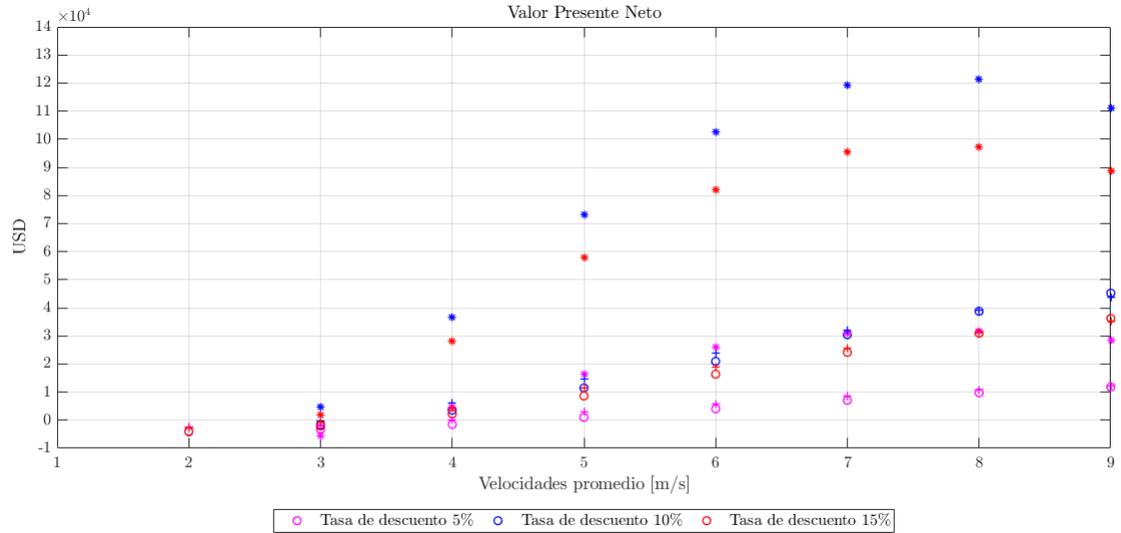


Figura 5.13: Análisis evaluando PR con 6 tarifas diferentes para cada aerogenerador

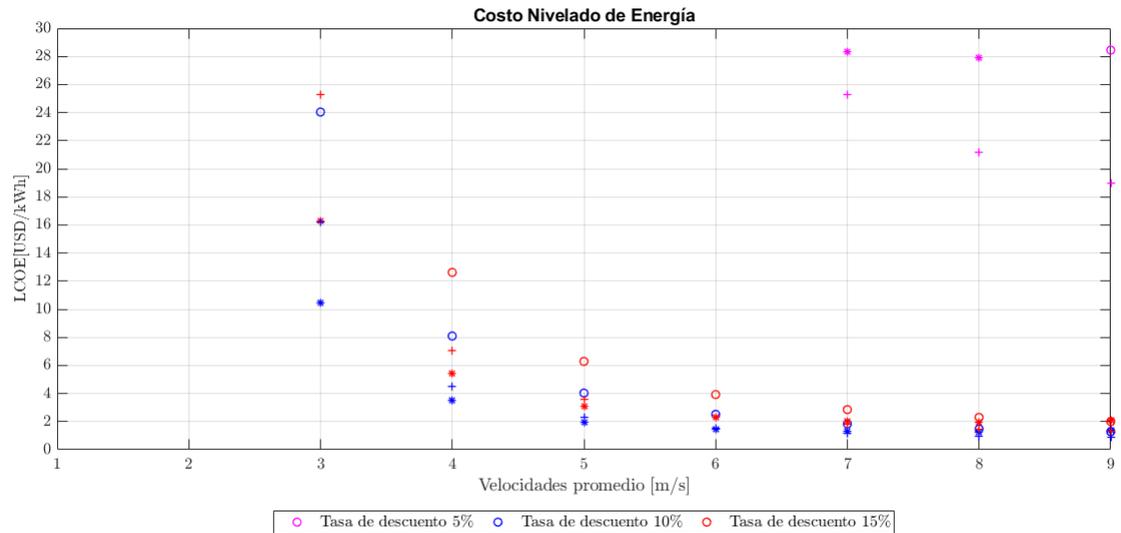
5.4. Análisis de sensibilidad variando tasas de descuento

En la figura ?? se puede apreciar que el Valor Presente Neto con una tasa de descuento del 10% y 15% es viable considerando la tarifa de menor costo en lugares que cuentan con velocidades mayores o iguales a 4 m/s evaluando el SWT de 0.5 kW

Variando las tasas de descuento se observa que aunque la tasa de descuento sea mayor al 10% la instalación de los 3 aerogeneradores es factible en sitios con velocidades de viento promedio de 5 m/s o mayores. Siendo el de menores ganancias el SWT de 0.8 y 2.1 kW considerando las misma velocidad promedio ambos aerogeneradores tienen un comportamiento similar.



En la figura ?? el Costo Nivelado de la Energía calculado demuestra que es factible la instalación del aerogenerador de 0.5kW ya que es el que tiene un menor costo; el cual encuentra 2 y 4 USD lo cual comprueba lo analizado en el primer inciso.



En la figura ?? el PR para el aerogenerador con potencia nominal de 0.8 kW y 2.1 kW es viable con una tasa de descuento del 15 % a partir de una velocidad de 3 m/s.

Simultáneamente se puede observar que a partir de velocidades de 4 m/s el periodo de retorno es similar entre los aerogeneradores sin importar la tasa de descuento evaluado.

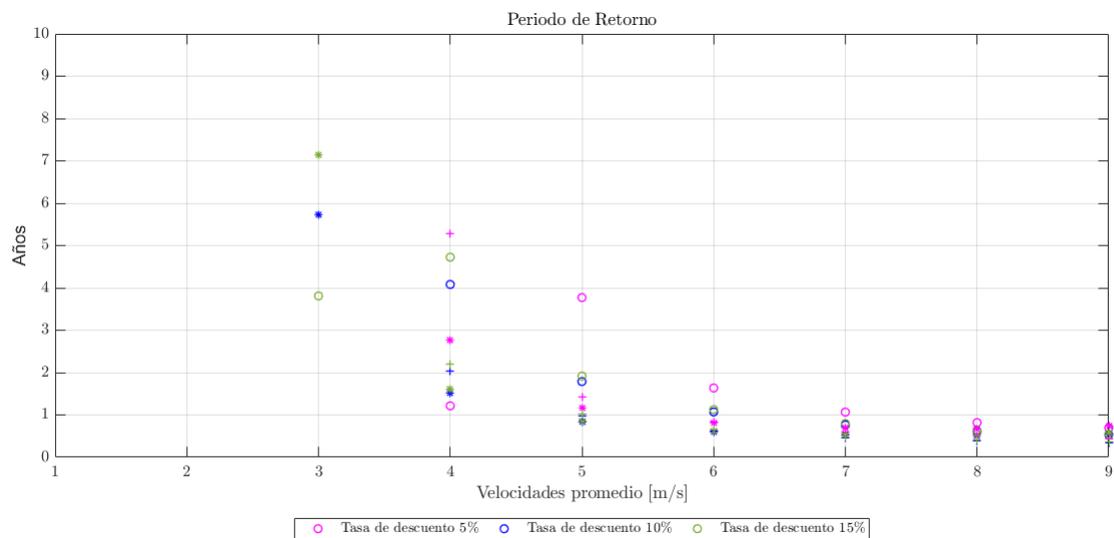


Figura 5.14: Análisis del VPN evaluando 3 tasas de descuento (5%, 10%, 15%) en cada aerogenerador

Sabemos que un proyecto es económicamente viable si el VPN es mayor a 0, y si el PR es menor que los 10 años.

CAPÍTULO

6

CONCLUSIONES

En este trabajo se analiza la viabilidad tecnoeconomica de aerogeneradores que se encuentran en el mercado energético en México, considerando la distribución de velocidades de viento evaluadas por tarifas de alto consumo (DAC).El análisis fue hecho para las 8 regiones tarifarias tipo DAC.

La energía Anual Producida se puede calcular utilizando un FDP Rayleigh y la curva de potencia del aerogenerador que se quiere instalar en cierto sitio.

Hay factores importantes para poder realizar la instalación de SWT en ciertas localidades, el primero de ellos es la curva de potencia de cada aerogenerador independientemente de la potencia nominal de cada uno. Ya que en localidades con la misma velocidad promedio de viento no todos los aerogeneradores son viables instalar porque existen aerogeneradores con baja potencia nominal pero con una curva de potencia favorable.

Los parámetros económicos varían de un modelo de aerogenerador a otro, de la velocidad promedio del sitio y del plan de financiación. aun así en la mayoría de los sitios con ciertas velocidades es viable instalar un SWT, e inclusive se puede realizar un plan para lograr la viabilidad en cada región, dependerá del plan de financiación que ofrecen cada estado y municipio.

APENDICE

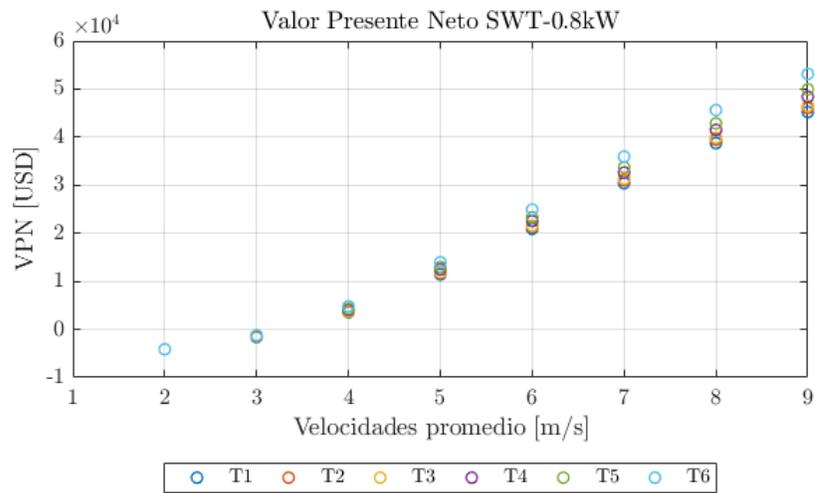


Figura 6.1: VPN

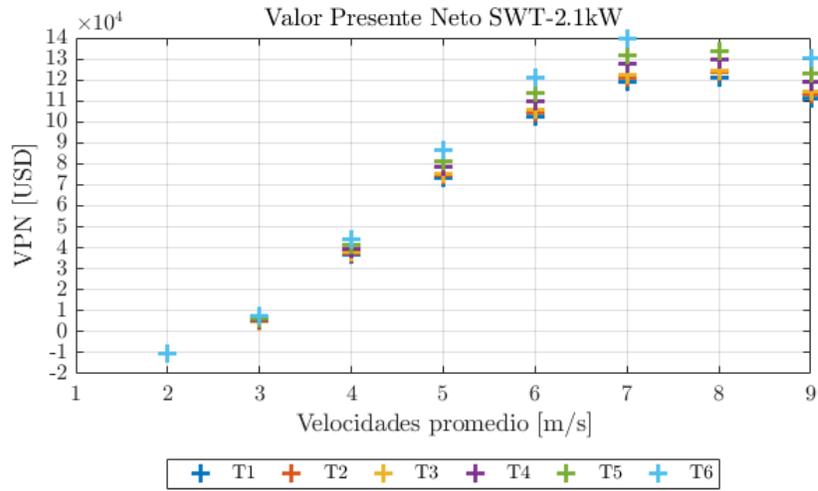


Figura 6.2: VPN-SWT2

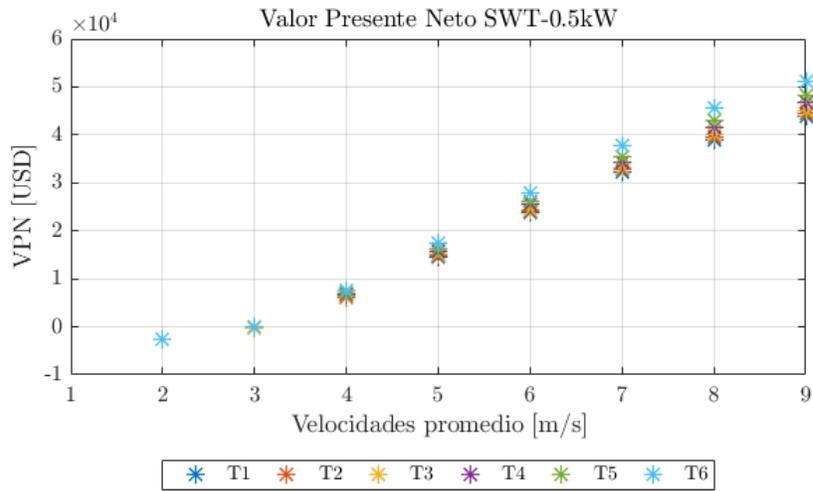


Figura 6.3: VPN-SWT3

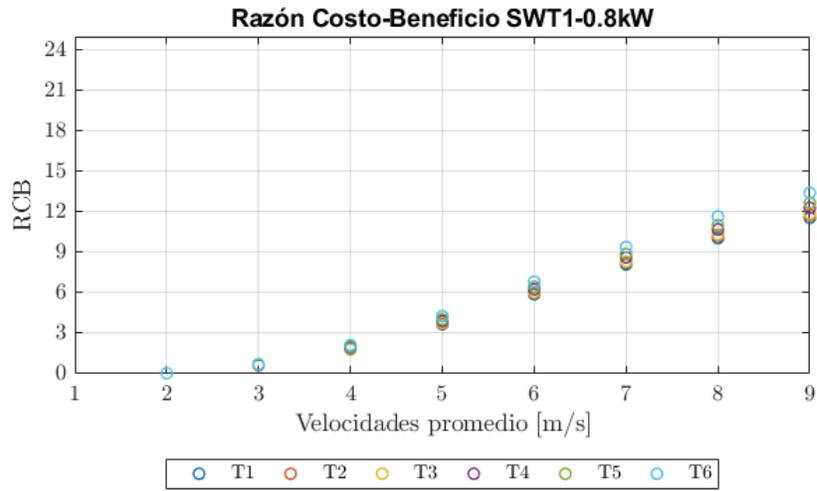


Figura 6.4: RCB-SWT1

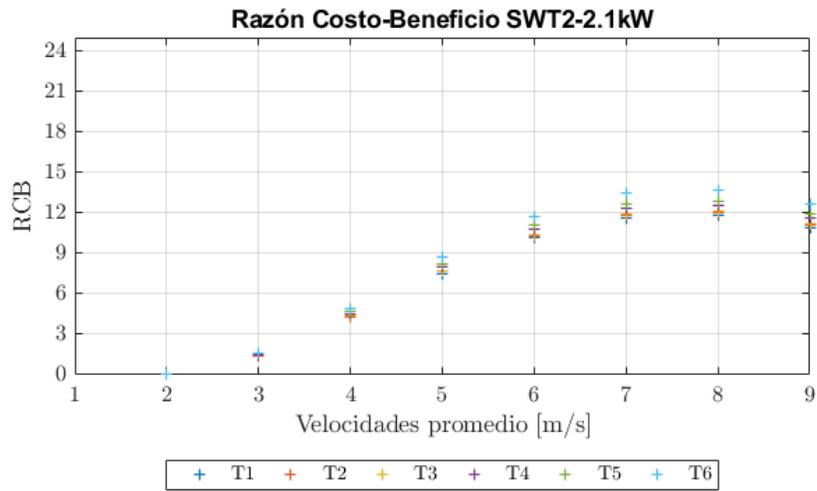


Figura 6.5: RCB-SWT2

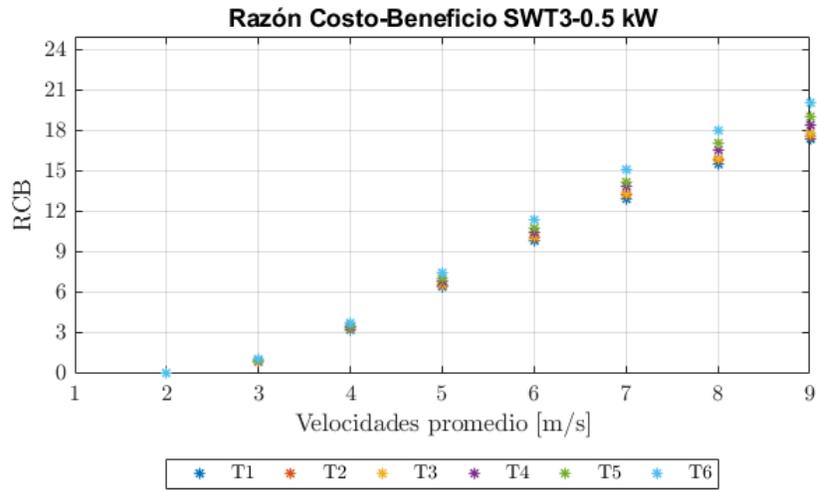


Figura 6.6: RCB-SWT3

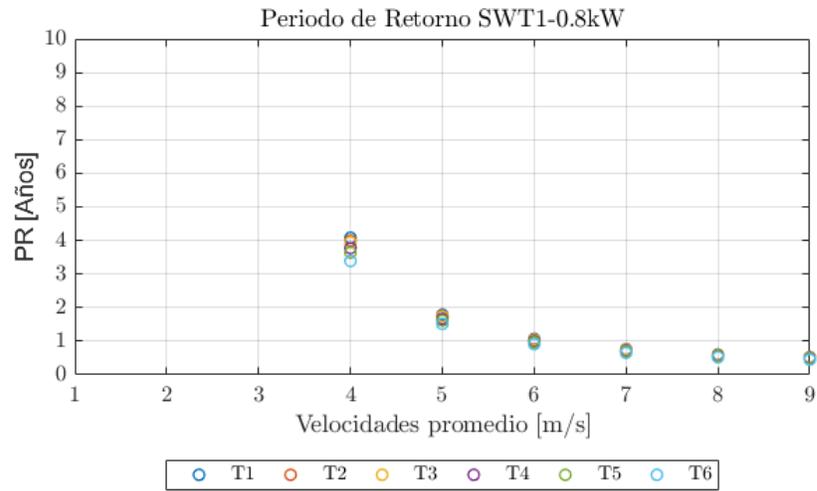


Figura 6.7: PR-SWT1

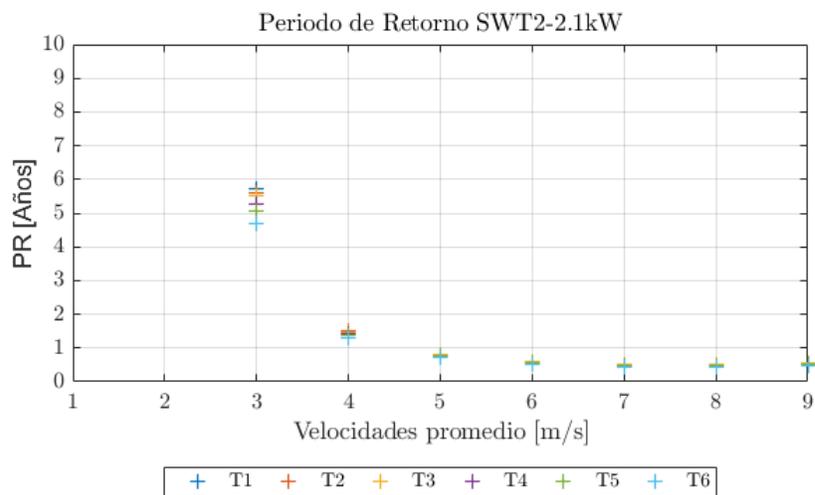


Figura 6.8: PR-SWT2

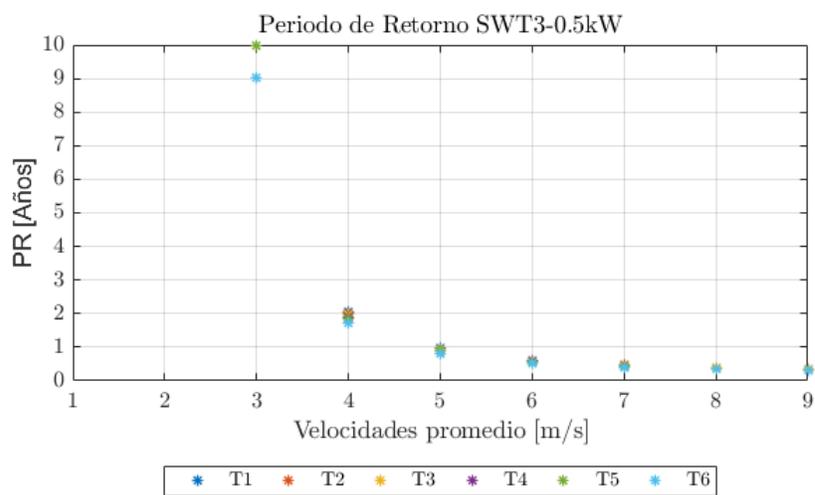


Figura 6.9: PR-SWT3

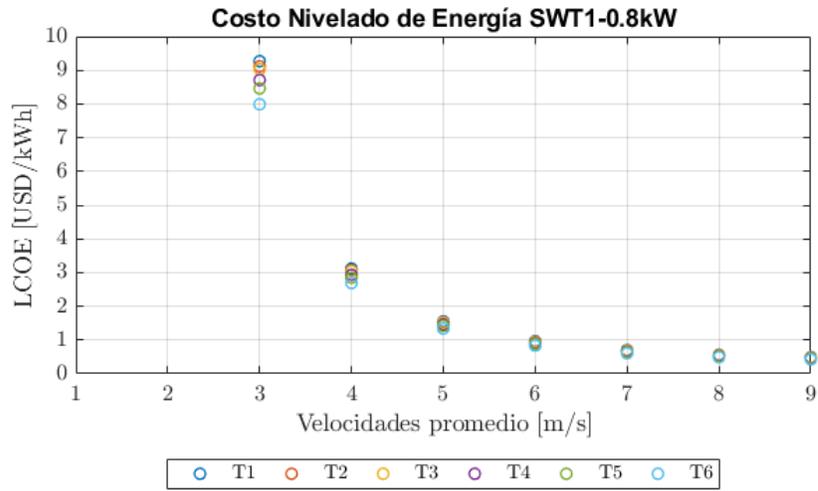


Figura 6.10: LCOE-SWT1

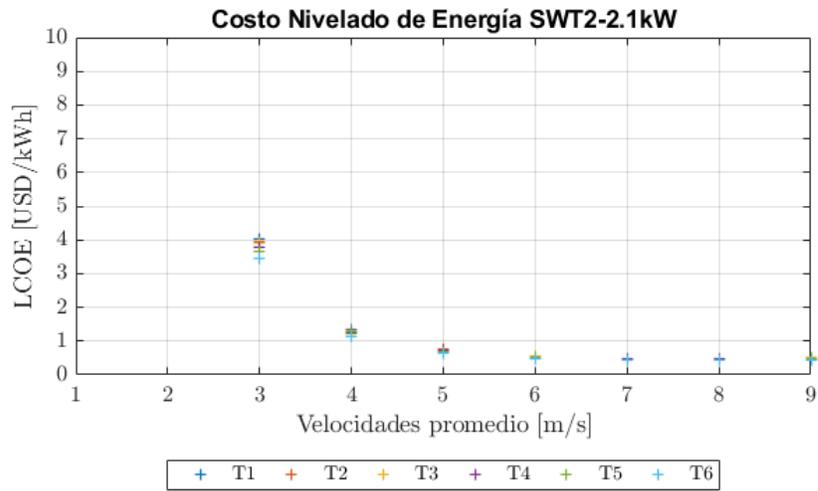


Figura 6.11: LCOE-SWT2

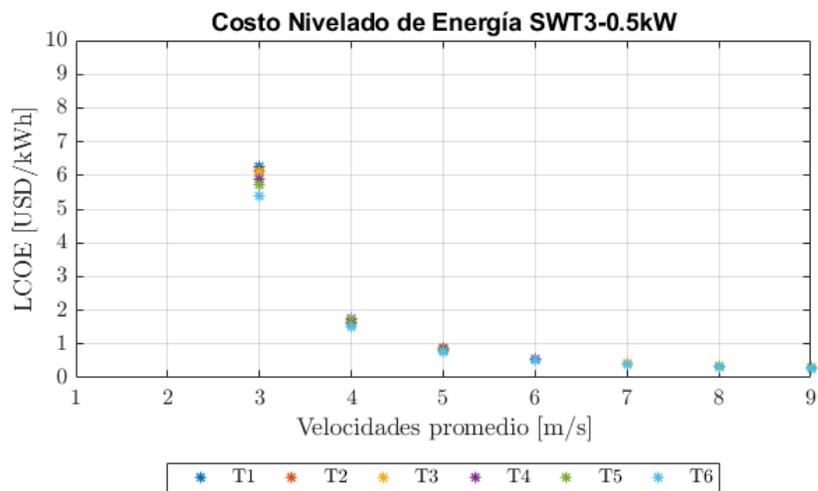


Figura 6.12: LCOE-SWT3

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Peltola, H. Holttinen, S. Rissanen, and C. Murphy-Levesque, “Iea wind tcp 2016 overview,” in *IEA Wind TCP 2016 Annual Report*, pp. 6–27, 2017.
- [2] M. Bassyouni, S. Gutub, U. Javaid, M. Awais, S. Rehman, S. Abdel-Hamid, M. Abdel-Aziz, A. Abouel-Kasem, and H. Shafeek, “Assessment and analysis of wind power resource using weibull parameters,” *Energy Exploration and Exploitation*, vol. 33, no. 1, pp. 105–122, 2015.
- [3] N. Villar-Poblete and C. Mattar, “Estimación del potencial eólico off-shore en las costas de Chile utilizando datos de escaterómetro y Reanalysis,” pp. 49–58, 2014.
- [4] A. N. Celik, “A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey,” *Renewable Energy*, vol. 29, no. 4, pp. 593–604, 2004.
- [5] A. Ucar and F. Balo, “Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey,” *Applied Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 1864–1872, 2009.
- [6] S. Afanasyeva, J. Saari, M. Kalkofen, J. Partanen, and O. Pyrhönen, “Technical , economic and uncertainty modelling of a wind farm project,” vol. 107, pp. 22–33, 2016.
- [7] A. Mostafaeipour, “Economic evaluation of small wind turbine utilization in Kerman , Iran,” *Energy Conversion and Management*, vol. 73, pp. 214–225, 2013.
- [8] D. R. Drew, J. F. Barlow, T. T. Cockerill, and M. M. Vahdati, “The importance of accurate wind resource assessment for evaluating the economic viability of small wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 77, pp. 493–500, 2015.
- [9] U.S. Department of Energy, “Distributed Wind Market Report,” 2016.
- [10] World Wind Energy Association, “Small Wind World Report,” 2016.

- [11] K. Murthy and O. Rahi, “A comprehensive review of wind resource assessment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, no. November 2016, pp. 1320–1342, 2017.
- [12] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. No. 1, 2014.
- [13] K. Mohammadi and A. Mostafaeipour, “Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran,” *Energy Conversion and Management*, vol. 76, pp. 645–653, 2013.
- [14] T. P. Chang, “Estimation of wind energy potential using different probability density functions,” *Applied Energy*, vol. 88, no. 5, pp. 1848–1856, 2011.
- [15] S. Mathew, *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*.