



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

COSTO BENEFICIO DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL DE PEQUEÑA ESCALA

PARA USO RESIDENCIAL

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21651075 SOPHIA ELOISE AYESTAS RIVERA

ASESOR: ALICIA MARÍA REYES DUKE

CAMPUS SAN PEDRO SULA; OCTUBRE, 2020

DEDICATORIA

A mis padres, quienes me han motivado a dar lo mejor de mí desde que tengo memoria:

Rossani Rivera y Dennis Ayestas

AGRADECIMIENTOS

Agradezco...

A Dios, por darme la oportunidad de llegar a esta etapa de mi vida.

A mis padres, Rossani Rivera y Dennis Ayestas, por guiarme a lo largo de mi vida con amor y dedicación, sin ellos llegar a este punto no hubiera sido posible.

A Luis Eduardo Flores, por su apoyo incondicional y por siempre creer en mí.

A la Ing. Alicia Reyes, por el tiempo y esfuerzo dedicado para que esta investigación se pudiera culminar con éxito.

A todos mis catedráticos, por compartir su conocimiento y experiencias a lo largo de los años y por inspirarme como profesional.

A mis amigos y colegas, por estar dispuestos a ayudarme en todo momento y de quienes he aprendido mucho.

Ganamos fuerza, coraje y confianza por cada experiencia en la que realmente nos paramos a mirar al miedo a la cara. Debemos hacer lo que creemos que no podemos.

Eleanor Roosevelt

RESUMEN EJECUTIVO

El precio de la energía eléctrica en Honduras y su crecimiento en los últimos años motiva a buscar alternativas para autoabastecer la demanda energética. En la actualidad, los sistemas solares fotovoltaicos se han implementado a nivel residencial en el país con esta finalidad, sin embargo, el recurso eólico no ha sido aprovechado por este sector. La presente investigación evaluó el costo beneficio de un sistema eólico conectado a la red implementando un aerogenerador de eje vertical para uso residencial en el municipio de Puerto Cortés y de esta manera evaluar las oportunidades de ahorro para los usuarios del servicio eléctrico. Se estableció como hipótesis nula que el costo beneficio de la instalación de un aerogenerador de eje vertical de pequeña escala es menor a "1"; fue realizada, implementando un enfoque mixto, tanto cuantitativo como cualitativo, con tipos de estudio no experimental y teoría fundamentada, diseño transaccional y alcance descriptivo, dividido en un análisis de demanda, un análisis técnico y un análisis financiero. El estudio determinó la rentabilidad del sistema evaluando consumos mensuales de 250, 500, y 750 [kWh], evaluando escenarios con financiamiento y sin financiamiento. Como conclusión principal se rechaza la hipótesis nula ya que el costo beneficio es mayor a "1", por lo tanto, se recomienda la implementación de esta tecnología en residencias ubicadas en el municipio de Puerto Cortés con consumos mayores a 500 [kWh] y cuya demanda es principalmente en las horas de la noche.

Palabras clave: *Costo beneficio, precio de la energía, recurso eólico.*

ABSTRACT

The cost of electricity in Honduras and its growth in recent years calls for a search for self-consumption technologies to meet electricity demands. The use of photovoltaic solar systems to power households has been implemented in the country for this reason, however, wind energy has not been used in residential applications yet. The purpose of this investigation was to evaluate the cost benefit of an on-grid small wind electric system using a vertical axis wind turbine for residential use in the city of Puerto Cortés, and in this way evaluate the opportunity for national grid customers to save in electricity bills. As a null hypothesis, it was established that the cost benefit of the installation of a small vertical axis wind turbine is less than "1". The investigation was carried out implementing a mixed research, both quantitative and qualitative, with non-experimental and grounded theory types of study, and a cross-sectional and descriptive design, divided into a market study, a technical analysis and a financial analysis. The investigation determined the feasibility of the proposed system, analyzing monthly energy consumptions of 250, 500, and 750 [kWh], evaluating scenarios with and without financing. As the main conclusion, the null hypothesis is rejected since the cost benefit of the proposed system es greater than "1", therefore the implementation of this technology is recommended in households in Puerto Cortés with monthly energy consumptions greater than 500 [kWh] and whose energy demand is mainly during the evening.

Key words: *Cost benefit, cost of electricity, wind energy.*

Índice de Contenido

I.	Introducción.....	1
II.	Planteamiento del problema.....	2
2.1.	Precedentes del problema	2
2.2.	Definición del problema.....	3
2.3.	Justificación.....	4
2.4.	Preguntas de investigación.....	5
2.5.	Objetivos	5
2.5.1.	Objetivo general	6
2.5.2.	Objetivos específicos.....	6
III.	Marco Teórico.....	7
3.1.	Análisis de la situación actual.....	7
3.1.1.	Análisis de macroentorno.....	7
3.1.1.1.	Mercado de aerogeneradores de pequeña escala alrededor del mundo	7
3.1.1.2.	China	9
3.1.1.3.	Reino Unido.....	9
3.1.1.4.	Alemania	10
3.1.2.	Análisis de microentorno.....	10
3.1.2.1.	Estados Unidos.....	10
3.1.2.2.	Canadá.....	11
3.1.2.3.	Argentina.....	12
3.1.2.4.	Costa Rica.....	13
3.1.3.	Análisis interno.....	15

3.1.3.1.	Proyección de la demanda en Honduras 2033	15
3.1.3.2.	Aerogeneradores de pequeña escala en Honduras	15
3.2.	Teorías del sustento.....	16
3.2.1.	Energía eólica.....	16
3.2.1.1.	Aerogeneradores de pequeña escala	17
3.2.1.1.1.	Clasificación de los aerogeneradores.....	17
3.2.1.1.2.	Aerogeneradores en entorno urbano	19
3.2.1.2.	Energía producida por un aerogenerador	19
3.2.1.2.1.	Densidad del aire	19
3.2.1.2.2.	Área de barrido del rotor	20
3.2.1.2.3.	Velocidad del viento	21
3.2.1.2.4.	Potencia extraíble del aerogenerador.....	22
3.2.2	Evaluación económica	24
3.2.2.1.	Valor presente neto.....	24
3.2.2.2.	Valor presente neto ingresos.....	25
3.2.2.3.	Valor presente neto costos.....	25
3.2.2.4.	Tasa interna de rendimiento.....	25
3.2.2.5.	Periodos de recuperación	26
3.2.3	Técnicas y herramientas.....	26
3.2.3.1.	Técnica LCOE.....	26
3.2.3.2.	Técnica del costo beneficio	27
IV.	Metodología.....	28
4.1.	Enfoque.....	28

4.2.	Variables de investigación.....	29
4.2.1.	Variable dependiente.....	29
4.2.1.1.	Costo beneficio	30
4.2.2.	Variables independientes	30
4.2.2.1.	Análisis de demanda.....	30
4.2.2.1.1	Ahorros	30
4.2.2.1.2.	Excedentes.....	30
4.2.2.1.3.	Energía consumida de la red.....	30
4.2.2.2.	Análisis técnico.....	31
4.2.2.2.1.	Recurso eólico.....	31
4.2.2.2.2.	Rugosidad.....	31
4.2.2.2.3.	Tamaño.....	31
4.2.2.2.4.	Vida útil.....	32
4.2.2.2.5.	Factor de planta.....	32
4.2.2.3.	Análisis financiero.....	32
4.2.2.3.1.	Inversión inicial	32
4.2.2.3.2.	Costos de O&M.....	32
4.2.2.3.3.	Inflación	33
4.2.2.3.4.	Tasa de interés	33
4.2.2.3.5.	Pago de préstamo	34
4.3.	Hipótesis.....	36
4.4.	Técnicas e instrumentos aplicados.....	37
4.4.1.	Matriz de decisión.....	37

4.4.2.	HOMER Grid	37
4.4.3.	Microsoft Excel.....	37
4.4.4.	Google Earth.....	38
4.5.	Población y muestra	38
4.6.	Metodología de estudio.....	40
4.6.1.	Búsqueda de información	40
4.6.2.	Determinación de variables de investigación	41
4.6.3.	Recopilación de datos meteorológicos y consumos de la zona	41
4.6.4.	Simulaciones en HOMER Grid	41
4.6.4.1.	Ubicación geográfica	42
4.6.4.2.	Parámetros del viento.....	43
4.6.4.3.	Análisis de demanda	43
4.6.4.4.	Aerogenerador	43
4.6.5.	Análisis financiero.....	43
4.6.5.1.	Valor presente neto.....	44
4.6.5.2.	Tasa interna de rendimiento	44
4.6.5.3.	LCOE.....	44
4.6.5.4.	Costo beneficio	44
4.6.6.	Limitantes del estudio.....	44
4.7.	Cronograma de actividades.....	45
V.	Resultados y análisis	46
5.1.	Análisis de demanda.....	46
5.1.1.	Consumo promedio en la zona.....	46

5.1.2.	Perfil de carga típico.....	48
5.2.	Análisis técnico	48
5.2.1.	Localización.....	49
5.2.2.	Recurso eólico.....	49
5.2.2.1.	Velocidad del viento.....	50
5.2.2.2.	Temperatura del aire.....	51
5.2.3.	Sistema eólico.....	53
5.2.3.1.	Modelos de aerogeneradores.....	53
5.2.3.2.	Energía generada.....	53
5.2.3.3.	Costo del equipo	54
5.2.3.4.	Matriz de decisión de aerogenerador.....	56
5.2.4.	Energía aprovechada.....	57
5.2.5.	Área para el montaje.....	59
5.3.	Análisis financiero.....	59
5.3.1.	Parámetros de entrada.....	59
5.3.1.1.	Tarifa de energía eléctrica.....	59
5.3.1.2.	Inversión inicial.....	60
5.3.2.1.1.	Compra del sistema eólico.....	61
5.3.2.1.2.	Transporte.....	61
5.3.2.1.3.	Materiales	61
5.3.2.1.4.	Mano de obra.....	61
5.3.2.1.5.	Ingeniería	62
5.3.2.1.6.	Conexión a la red	62

5.3.2.1.7. Inversión total.....	62
5.3.1.3. Operación y mantenimiento	63
5.3.1.4. Financiamiento	63
5.3.2. Parámetros de salida.....	65
5.3.2.1. Ahorros.....	65
5.3.2.2. Análisis sin financiamiento.....	66
5.3.2.2. Análisis con financiamiento.....	67
VI. Conclusiones	70
VII. Recomendaciones.....	71
Bibliografía.....	72
Anexos.....	77

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Historial de tarifas de energía de tipo residencial	2
Ilustración 2: Brecha reducción de consumo eléctrico residencial.....	4
Ilustración 3: Perfil de carga típico por sectores	5
Ilustración 4: Unidades de aerogeneradores de pequeños escala instalados por país.....	8
Ilustración 5: Capacidad instalada [kW] en aerogeneradores de pequeña escala por país.....	8
Ilustración 6: Mapa de exportaciones de pequeños aerogeneradores de Estados Unidos.....	11
Ilustración 7: Pequeño aerogenerador instalado en el TEC	13
Ilustración 8: SkyTwister instalado en la UCR.....	14
Ilustración 9: Demanda proyectada para el sector residencial en Honduras 2019-2032.....	15
Ilustración 10: Montaje de turbinas del proyecto híbrido solar-eólico	16
Ilustración 11: Perfiles de velocidad en función de la orografía	21
Ilustración 12: LCOE global de tecnologías de generación renovable 2010-2017.....	27
Ilustración 13: Diseño del esquema metodológico.....	29
Ilustración 14: Inflación de precios al consumidor en Honduras y el mundo.....	33
Ilustración 15: Afectación de variables independientes respecto a dependiente	34
Ilustración 16: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis de demanda	35
Ilustración 17: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis técnico.....	35
Ilustración 18: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis financiero	36
Ilustración 19: Mapa de sectores del municipio de Puerto Cortés.....	38
Ilustración 20: Estación meteorológica en el edificio de la Municipalidad de Puerto Cortés.....	41
Ilustración 21: Ubicación de colonias de la península este en Puerto Cortés.....	42
Ilustración 22: Consumo promedio por mes en la península este en Puerto Cortés.....	47

Ilustración 23: Perfil de carga residencial para consumo mensual de 250 kWh.....	48
Ilustración 24: Localización de viviendas.....	49
Ilustración 25: Velocidad promedio del viento por mes.....	50
Ilustración 26: Velocidad promedio del viento por hora.....	50
Ilustración 27: Temperatura promedio del aire por mes.....	52
Ilustración 28: Temperatura promedio del aire por hora.....	52
Ilustración 29: Instalación de aerogenerador de pequeña escala conectado a la red.....	55
Ilustración 30: Costo de equipo de sistema eólico por potencia instalada.....	56
Ilustración 31: Grafica de producción de sistema eólico.....	58
Ilustración 32: Distribución de costos de inversión para aerogeneradores de pequeña escala....	60
Ilustración 33: Distribución de costos de inversión para el proyecto.....	62
Ilustración 34: Periodo de recuperación sin financiamiento para consumo mensual de 500 [kWh]	67
Ilustración 35: Periodo de recuperación con financiamiento para consumo de 500 [kWh] mensual	68

Índice de Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada en plantas eólicas [MW] en Honduras.....	3
Tabla 2: Ventajas y desventajas de tipos de aerogeneradores.....	18
Tabla 3: Coeficientes de la ley potencial del viento en función de la rugosidad del terreno	22
Tabla 4: Número de viviendas por barrio o colonia en Puerto Cortés	39
Tabla 5: Coeficiente de nivel deseado de confianza.....	40
Tabla 6: Cronograma de actividades	45
Tabla 7: Categorización de consumo en la península este en Puerto Cortés	46
Tabla 8: Consumo eléctrico per cápita en Honduras 2004-2014.....	47
Tabla 9: Coeficientes de rugosidad según superficie	51
Tabla 10: Datos técnicos de turbinas eólicas.....	53
Tabla 11: Generación de energía de turbinas eólicas.....	54
Tabla 12: Costo de equipo por potencia instalada.....	55
Tabla 13: Matriz de decisión para aerogenerador.....	56
Tabla 14: Energía aprovechada por el sistema eólico	58
Tabla 15: Incremento anual de tarifa eléctrica en Honduras.....	60
Tabla 16: Resumen de inversión inicial del proyecto	62
Tabla 17: Plan de inversión del proyecto	63
Tabla 18: Parámetros de entrada de análisis financiero.....	64
Tabla 19: Ahorros por autoconsumo según consumo eléctrico mensual	65
Tabla 20: Parámetros de salida sin financiamiento	66
Tabla 21: Costo beneficio sin financiamiento.....	67
Tabla 22: Parámetros de salida con financiamiento	68

Tabla 23: Costo beneficio con financiamiento..... 68

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Densidad del aire húmedo	19
Ecuación 2: Temperatura virtual	20
Ecuación 3: Área de aerogenerador eje horizontal	20
Ecuación 4: Área de aerogenerador Darrieus tipo H	20
Ecuación 5: Variación de la velocidad del viento con la altura	21
Ecuación 6: Coeficiente de la ley potencial del viento	22
Ecuación 7: Potencia extraída del viento sin turbinar	22
Ecuación 8: Potencia extraída de rotor de eje horizontal	23
Ecuación 9: Coeficiente de potencia	23
Ecuación 10: Potencia efectiva de un aerogenerador	23
Ecuación 11: Cálculo de muestra para poblaciones finitas	39
Ecuación 12: Muestra de la investigación	40
Ecuación 13: Área necesaria para el montaje	59
Ecuación 14: Cálculo de CRF	64

Índice de Anexos

Anexo 1: Especificaciones técnicas de turbina eólica.....	77
Anexo 2: Especificaciones técnicas de inversor.....	79
Anexo 3: Resultados de simulaciones en HOMER Grid.....	81
Anexo 4: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 250 [kWh].....	85
Anexo 5: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 500 [kWh].....	87
Anexo 6: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 750 [kWh].....	89
Anexo 7: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 250 [kWh].....	91
Anexo 8: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 500 [kWh].....	93
Anexo 9: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 750 [kWh].....	95

LISTA DE SIGLAS

BVKW: Asociación Federal Alemana de Pequeños Aerogeneradores

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

EEH: Empresa Energía Honduras

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional

INA: Instituto Nacional de Aprendizaje

INE: Instituto Nacional de Estadística Honduras

IRENA: Agencia Internacional de Energía Renovable

LCBP: Programa de Edificios Bajos en Carbono

LCOE: Costo nivelado de la electricidad

LIENE: Laboratorio de Investigación en Energía Eólica

NREL: Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos

REA: Aprobación de Energía Renovable

REEEP: Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética

TEC: Instituto Tecnológico de Costa Rica

UCR: Universidad de Costa Rica

UNA: Universidad Nacional de Costa Rica

WWEA: Asociación Mundial de Energía Eólica

I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el precio de la energía a nivel residencial en Honduras ha tenido aumentos significativos, desde el año 2016 hasta la actualidad, la tarifa para los primeros 50 kWh consumidos ha tenido un incremento del 135.19% y la tarifa para consumos mayores a 50 kWh ha tenido un incremento del 27.68% (CREE, 2020). Esto encarece el costo de vida en Honduras. Debido a esta razón, surge el interés de buscar fuentes alternativas de electricidad para autoconsumo. El país cuenta con recurso eólico aprovechable que no ha sido explotado en el sector residencial, el cual podría ser utilizado para generación de energía eléctrica con el fin de obtener beneficios económicos. Este puede ser aprovechado a nivel residencial por medio de aerogeneradores de pequeña escala, los cuales normalmente están diseñados para ser utilizados en lugares como viviendas, granjas y estaciones meteorológicas.

El presente informe tratará sobre la investigación de un sistema eólico conectado a la red utilizando un aerogenerador de eje vertical de pequeña escala para autoconsumo a nivel residencial. La finalidad del estudio es determinar si implementar esta tecnología supone beneficios para los usuarios. Este proyecto está dirigido a un sector que cuenta con el poder adquisitivo para poder instalarlo. Se realizará un análisis de los perfiles de carga de la zona para determinar la potencia del aerogenerador a utilizar y junto con las magnitudes de viento promedio obtenidas y tomando en cuenta la rugosidad de la zona, se calculará la energía que puede ser generada con el sistema. Con un perfil de carga típico se calculará la energía que será aprovechada por la residencia y la energía que será inyectada a la red. Se utilizará el indicador costo nivelado de la electricidad, llamado *LCOE* por sus siglas en inglés *Levelized Cost of Energy*, para determinar si el costo de generación del sistema eólico es menor al precio de la energía proveniente de la red de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). El estudio se desarrollará con datos de mediciones de viento realizados entre 2006-2014 por la Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se explica el planteamiento de la investigación por medio de la presentación de componentes como el origen del problema y la justificación de la realización del estudio. Se define el problema y se plantean las preguntas de investigación, como también se presentan los objetivos que se pretenden alcanzar.

2.1. PRECEDENTES DEL PROBLEMA

La tarifa de energía eléctrica a nivel residencial ha aumentado en los últimos años en Honduras, por lo tanto, es importante considerar fuentes alternativas para sustentar las necesidades energéticas. Actualmente el costo de la energía a nivel residencial para consumos menores a 50 kWh es de 3.2679 [L/kWh] y para consumos mayores a 50 kWh es de 4.2524 [L/kWh].

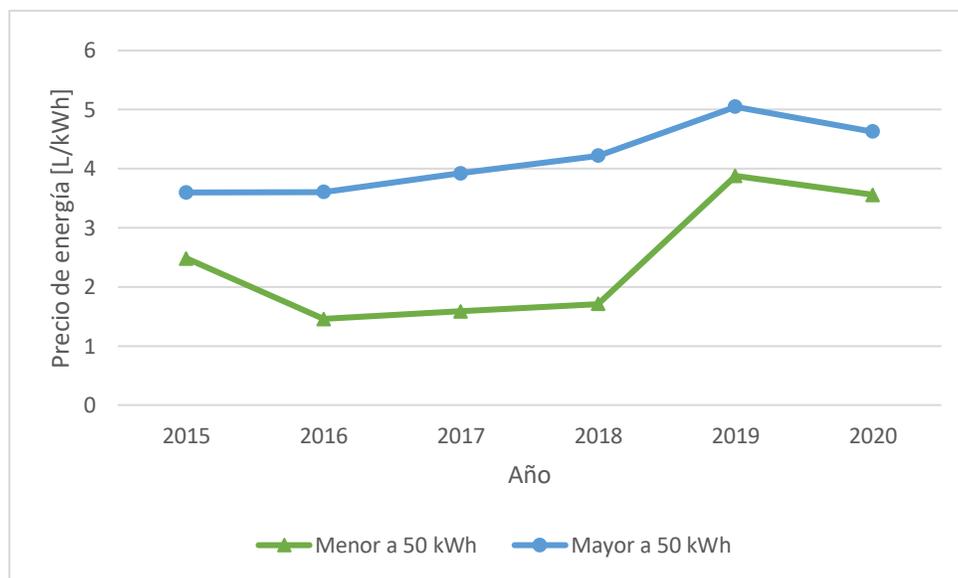


Ilustración 1: Historial de tarifas de energía de tipo residencial

Fuente: Elaboración propia, Datos (CREE, 2020)

En la ilustración 1, se muestra el comportamiento que ha tenido el precio de la energía [L/kWh] desde el 2015 hasta la actualidad.

En Honduras se están utilizando sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo para lidiar con el aumento de las tarifas eléctricas, sin embargo, el recurso eólico no está siendo aprovechado en este sector.

La potencia instalada de energía eólica en el país corresponde a tres parques eólicos, los cuales suman a una potencia instalada de 235 MW.

Tabla 1: Capacidad instalada en plantas eólicas [MW] en Honduras

Planta eólica	[MW]	[%]
Mesoamérica	125	4.9
San Marcos	50	1.9
Chinchayote	60	2.3
TOTAL	235	9.1

Fuente: Elaboración propia, Datos (ENEE, 2020)

En la tabla 1, se muestra la capacidad instalada [MW] en cada una de las tres plantas eólicas en Honduras. Cabe destacar que en Gracias a Dios existen dos aerogeneradores de pequeña escala con una capacidad total instalada de 10 kW, los cuales no se encuentran reflejados en la capacidad instalada en plantas eólicas del país.

Durante décadas, la tecnología eólica con pequeños aerogeneradores ha cumplido un papel importante en proyectos de electrificación aislada, en donde el proyecto puede resultar económico si se cuenta con un buen recurso eólico en la zona del emplazamiento al compararlo con otras alternativas como generadores electrógenos o sistemas fotovoltaicos (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011).

2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Debido al alza en precios de energía en el país, se buscan alternativas de fuentes energéticas para autoconsumo. La energía solar fotovoltaica para autoconsumo ya es utilizada a nivel residencial, pero presenta la desventaja de solo producir en las horas del día. La presente investigación desea evaluar si el costo beneficio de la implementación de un sistema eólico con aerogenerador de eje vertical de pequeña escala producirá beneficios en forma de ahorro en las facturas de electricidad de los abonados residenciales.

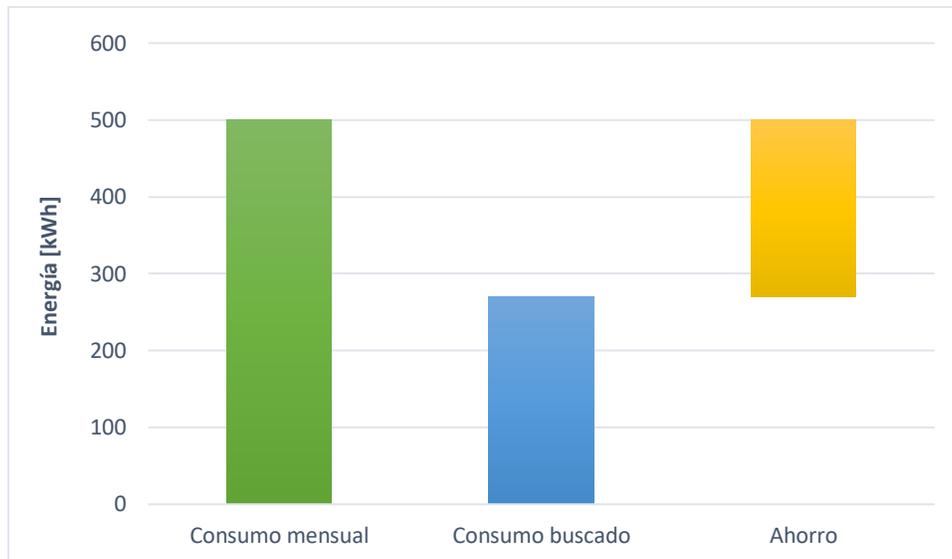


Ilustración 2: Brecha reducción de consumo eléctrico residencial

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 2, se muestra un consumo mensual para una vivienda y el consumo proveniente de la red eléctrica nacional al que se pretende llegar con la implementación del sistema propuesto.

2.3. JUSTIFICACIÓN

Una de las razones por las cuales una investigación es justificable es por sus implicaciones prácticas, es decir, ayuda a resolver un problema real (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010). El precio elevado de la tarifa eléctrica residencial y su crecimiento en los últimos años es un problema que ha afectado a los usuarios del servicio eléctrico. El uso de sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo ha incrementado debido a esta razón, ya que en comparación con otras tecnologías es más fácil de implementar, pero su factor de planta es más bajo y a menos que se utilicen bancos de baterías, el recurso solo está disponible en las horas del día. Por esta razón se pretende investigar los beneficios económicos de invertir en un sistema eólico que podrá aprovechar la producción nocturna.

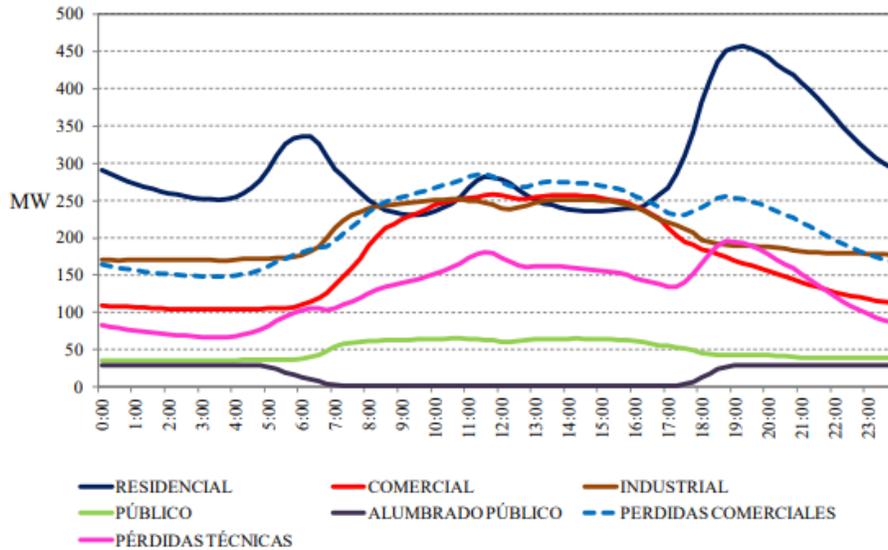


Ilustración 3: Perfil de carga típico por sectores

Fuente: (Banco Mundial, 2016)

En la ilustración 3, se puede observar el comportamiento de la demanda en el sector residencial, el cual tiene un pico de consumo en las horas de la noche.

2.4. PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál será la potencia instalada del aerogenerador considerando la demanda?
2. ¿Cuánta área se requiere para el montaje del sistema?
3. ¿Cuál es el costo de desarrollo de esta tecnología en Puerto Cortés?
4. ¿Cuántos son los ahorros que tendrán los usuarios al utilizar este sistema de generación tomando en cuenta los perfiles de carga?

2.5. OBJETIVOS

Los objetivos de la investigación establecen que se pretende lograr con la realización de la misma, de qué manera el estudio ayudará a resolver el problema (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010). A continuación, se presentará el objetivo general y los objetivos específicos de la investigación.

2.5.1. Objetivo general

Determinar el costo beneficio de instalar un sistema de generación consistente de un aerogenerador de pequeña escala de eje vertical conectado a la red para viviendas de la península este en el municipio de Puerto Cortés.

2.5.2. Objetivos específicos

1. Determinar la potencia instalada del aerogenerador considerando la demanda.
2. Analizar el consumo eléctrico de residencias de la zona y elaborar un perfil de carga típico.
3. Calcular la energía que puede ser generada en la zona con el aerogenerador seleccionado.
4. Determinar el costo de producción (*LCOE*) para este tipo de instalación y compararlo con la tarifa eléctrica de enero del 2020.
5. Determinar el área necesaria para el montaje del sistema.
6. Determinar los beneficios económicos de la implementación del sistema eólico para las viviendas.

III. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se analiza la situación actual en cuanto a la implementación de aerogeneradores de pequeña escala a nivel de macro y micro entorno, como también a nivel interno. Posteriormente se presentan las teorías del sustento que ayudarán a responder las preguntas de investigación planteadas.

3.1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este apartado se presenta la situación actual a nivel internacional y nacional sobre la tecnología en estudio.

3.1.1. ANÁLISIS DE MACROENTORNO

En el análisis de macroentorno se detallarán estudios y proyectos eólicos con aerogeneradores de pequeña escala que se han realizado en países de Asia y Europa.

3.1.1.1. Mercado de aerogeneradores de pequeña escala alrededor del mundo

La cantidad de aerogeneradores de pequeña escala funcionando a nivel mundial crece cada año. Para el 2015, el número de aerogeneradores de pequeña escala instalados era de aproximadamente 990,000 alrededor del mundo y una capacidad instalada de 948 MW. Esto representa un incremento del 5% con respecto al 2014, en donde 944,000 unidades fueron registradas. Sin embargo, este número es basado en la información disponible e incluso excluye grandes mercados como el de India, por lo que la Asociación Mundial de Energía Eólica, llamada *WWEA* por sus siglas en inglés *World Wind Energy Association*, estima que para ese año el número de unidades debió ser cercano a un millón. El líder del mercado es China, representando el 74% de las unidades instaladas, seguido por Estados Unidos con un 16% de las unidades instaladas en el mundo. En cuanto a capacidad instalada, China representa el 44% de la capacidad global, seguido por Estados Unidos y el Reino Unido, con 25% y 15% respectivamente. El tamaño promedio de los aerogeneradores es muy variado según el país. En China, la capacidad promedio es de

0.56 kW, en Estados Unidos es de 1.4 kW, en el Reino Unido es de 5.1 kW y en Italia de 37.1 kW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

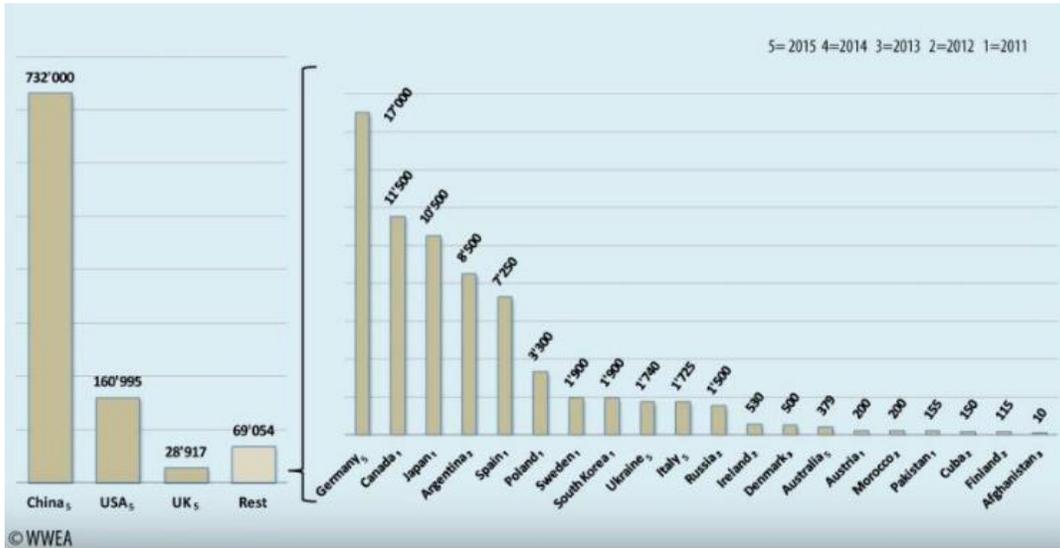


Ilustración 4: Unidades de aerogeneradores de pequeños escala instalados por país

Fuente: (Gsänger & Pitteloud, 2017)

En la ilustración 4, se muestra la cantidad de aerogeneradores de pequeña escala instalados por país para el 2015.

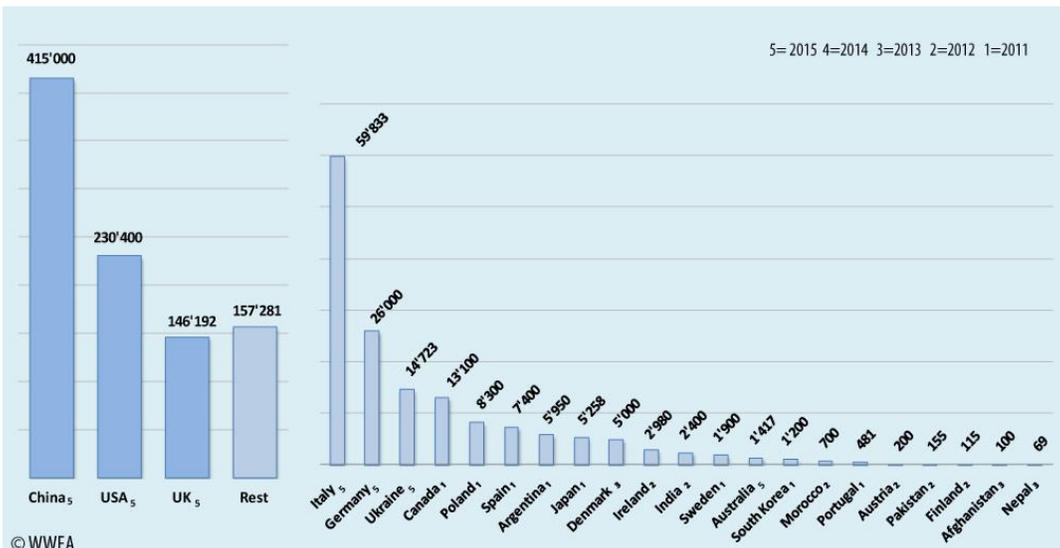


Ilustración 5: Capacidad instalada [kW] en aerogeneradores de pequeña escala por país

Fuente: (Gsänger & Pitteloud, 2017)

En la ilustración 5, se muestra la potencia instalada [kW] en aerogeneradores de pequeña escala por país para el 2015.

3.1.1.2. *China*

Desde principios de la década de 1980, el gobierno de China ha fomentado la tecnología de aerogeneradores de pequeña escala. Incluso hay compañías chinas que han desarrollado sus propios aerogeneradores que no requieren de condiciones ideales de viento para funcionar (REEEP, 2010). China ha tomado un interés en aprovechar el recurso eólico que poseen debido a su demanda energética creciente y para proveer electricidad a las personas que viven en el sector rural que no tienen acceso a la red eléctrica nacional. Sin embargo, esta tecnología ya está siendo aplicada en monitoreo de carreteras y ferrocarriles, estaciones meteorológicas y en el área de salud. En el 2008, China ocupó el primer lugar en el mundo en términos de producción anual, producción total, capacidad de producción y exportaciones de aerogeneradores de pequeña escala (Zhang & Qi, 2010). Para el 2014, China contaba con 732,000 pequeños aerogeneradores instalados con una capacidad total de 415 MW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

3.1.1.3. *Reino Unido*

La industria de aerogeneradores de pequeña escala en el Reino Unido está creciendo gracias al apoyo institucional y la legislación del país, quienes la fomentan con el fin de reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera terrestre y diversificar su matriz energética. Anteriormente, estos aerogeneradores eran instalados con fines pedagógicos y había muy poca penetración a nivel residencial, especialmente en el área urbana. Sin embargo, recientemente ha habido un interés en implementar esta tecnología en instalaciones de techo que sean aptas para ser utilizadas en el área urbana residencial. El gobierno del Reino Unido cuenta con un Programa de Edificios Bajos en Carbono, llamado *LCBP* por sus siglas en inglés *Low Carbon Buildings Programme*, que otorga subsidios a personas que deseen comprar aerogeneradores de este tipo para autoconsumo de sus residencias, sujetos a un máximo de € 2,500.00 o al 30% de los costos. Estos subsidios también cubren otras tecnologías de micro generación, como solar fotovoltaica, pequeñas

hidroeléctricas, termosolar para calentamiento de agua y energía geotérmica (Peacock, Jenkins, Ahadzi, Berry, & Turan, 2007). Para el 2014, el Reino Unido contaba con 28,917 pequeños aerogeneradores instalados con una capacidad total de 146.19 MW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

3.1.1.4. *Alemania*

Dada la situación actual del calentamiento global, el gobierno alemán se propuso la meta de reducir sus emisiones de CO₂ en un 40% para el 2020 y en un 80-95% para el 2050. Una medida para cumplir esta meta es invertir en tecnologías a base de fuentes de energía renovable. La conciencia ambiental de la población está creciendo, por lo que surge un interés en fuentes de energía limpia y hace que estén dispuestos a pagar por dichas tecnologías. Apenas se consideran los pequeños aerogeneradores como opción de inversión para generar electricidad para viviendas, este es un mercado que aún es pequeño pero está creciendo. La Asociación Federal Alemana de Pequeños Aerogeneradores, llamada *BVKW* por sus siglas en alemán *Bundesverband Kleinwindanlagen*, esperaba que el número instalado de este tipo de aerogeneradores llegara a 700,000 para el 2020. Esta tecnología posee ventajas como ofrecer la posibilidad de tener un suministro de electricidad independiente o de recibir pagos por inyectar energía a la red (Grieser, Sunak, & Madlener, 2015). Para el 2014, Alemania contaba con 17,000 pequeños aerogeneradores instalados con una capacidad total de 26 MW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

3.1.2. ANÁLISIS DE MICROENTORNO

En el análisis de microentorno se analizarán estudios y proyectos de aerogeneradores de pequeña escala que han realizados en el continente americano.

3.1.2.1. *Estados Unidos*

En Estados Unidos el número de ventas de aerogeneradores de pequeña escala ha disminuido desde 2012. Sin embargo, las extensiones de crédito fiscal para energía renovable a nivel residencial aplicadas en el 2017 pueden resultar en un aumento de ventas. Desde el 2012, más de 70 [MW] de pequeños aerogeneradores de fabricantes

generación eólica son divididas en dos categorías, instalaciones on-shore con capacidad instalada menor o igual a 3 kW e instalaciones on-shore con capacidad instalada mayor a 3 kW, pero menor a 50 kW. Con esta ley se creó la Aprobación de Energía Renovable, llamada REA por sus siglas en inglés Renewable Energy Approval. La REA une varios requisitos de aprobación, por lo tanto, simplifica el proceso de aprobación de proyectos de energía renovable (Heagle, Naterer, & Pope, 2011). Para el 2014, Canadá contaba con 11,500 pequeños aerogeneradores instalados con una capacidad total de 13.1 MW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

3.1.2.3. *Argentina*

Individuos, compañías privadas, instituciones educativas y unas cuantas organizaciones han invertido en producción de energía en base a aerogeneradores de pequeña escala en Argentina, sin embargo, estas inversiones carecen de un marco regulatorio adecuado. Para el 2011, la industria de pequeños aerogeneradores estaba compuesta por 14 fabricantes nacionales, sumando en total una capacidad instalada de 5 MW. Estas compañías fabrican 48 tipo diferentes de pequeñas turbinas eólicas con potencias entre 150 W y 10 kW, todos los modelos son de eje horizontal. Los costos aproximados son entre 1500 [\$/kW] y 6000 [\$/kW]. La industria de pequeños aerogeneradores emplea directamente a 67 personas. Uno de los primeros fabricantes de pequeños aerogeneradores es la compañía Banfi, quienes fueron los primeros en producir turbinas empleando imanes. La compañía INVAP ha desarrollado aerogeneradores de 4.5 [kW] para el sector rural. Su tecnología se especializa en diseños que soporten las condiciones extremas de viento de la Patagonia. INVAP opera en algunas de las provincias con más viento en el país, como lo son Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Buenos Aires y Córdoba (Figuel, 2012). Para el 2014, Argentina contaba con 17,000 pequeños aerogeneradores instalados con una capacidad total de 26 MW (Gsänger & Pitteloud, 2017).

3.1.2.4. *Costa Rica*

En el Instituto Nacional de Aprendizaje (INA) existe un Laboratorio de Generación de Energías Renovables desde septiembre del 2017 que cuenta con un sistema de generación de energía eólica compuesto por un aerogenerador miniatura, utilizado para hacer simulaciones. En el Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC) se creó el Laboratorio de Investigación en Energía Eólica (LIENE), en el cual se desarrollan proyectos enfocados en turbinas de pequeña escala. En cuanto a centros de investigación, entre 2012 y 2016 la empresa Ad Astra Rocket Company realizó la construcción de un aerogenerador de 5 kW con tres aspas de fibra de vidrio de 3.5 m de longitud. Esta turbina fue elaborada con el propósito de aprovechar el potencial eólico bajo, la góndola fue diseñada por un estudiante del TEC (Richmond Navarro, Murillo Zumbado, Casanova Treto, & Piedra Segura, 2019).



Ilustración 7: Pequeño aerogenerador instalado en el TEC

Fuente: (Richmond Navarro, Murillo Zumbado, Casanova Treto, & Piedra Segura, 2019)

En la ilustración 7, se muestra la pequeña turbina eólica que fue instalada en el Instituto Tecnológico de Costa Rica, sin embargo, fue descartada y desinstalada entre 2015 y 2016.

En cuanto al sector empresarial, principalmente se realizan estudios del potencial eólico y la importación, venta e instalación de sistemas eólicos. Por ejemplo, la microempresa Dyscresa desarrolla proyectos con aerogeneradores de pequeña escala importados. La empresa Interdinámica Energía ha instalado proyectos con pequeñas turbinas eólicas en tres sitios del país. El único proyecto de investigación y diseño de una turbina eólica en el sector empresarial fue realizado por el físico Carlos Acosta Nassar mediante las empresas Turboeoms S.A., que se encargó de la comercialización, y Balances Dinámicos S.A., que realizó la producción de la turbina. Esta turbina recibió el nombre de SkyTwister. SkyTwister fue instalada en la Universidad de Costa Rica (UCR) y en la Universidad Nacional de Costa Rica (UNA) y se reportó que tenía un radio de 1.0 m, 18 alabes y una potencia máxima teórica de 1 kW en vientos de 11 m/s. La turbina fue instalada en un sitio con bajo potencial de recurso eólico, pero durante las pruebas operó bien y generó electricidad. Luego de las pruebas en la UNA, SkyTwister fue instalada en Hotel Sheraton en Escazú, Coronado de San José, La Fortuna de Bagaces y San Rafael de Alajuela. Sin embargo, todas fueron desinstaladas para realizar mejoras (Richmond Navarro, Murillo Zumbado, Casanova Treto, & Piedra Segura, 2019).



Ilustración 8: SkyTwister instalado en la UCR

Fuente: (Richmond Navarro, Murillo Zumbado, Casanova Treto, & Piedra Segura, 2019)

En la ilustración 8, se muestra la turbina SkyTwister instalada en la Universidad de Costa Rica, posteriormente desinstalada para realizar mejoras.

3.1.3. ANÁLISIS INTERNO

En el siguiente apartado se analizará la situación actual en Honduras respecto a la implementación de la tecnología en evaluación.

3.1.3.1. *Proyección de la demanda en Honduras 2033*

En el 2018, la ENEE publicó una proyección de demanda energía eléctrica del año 2019 al 2033, en donde se considera la reducción de pérdidas del fideicomiso de la Empresa Energía Honduras (EEH). En la proyección también se presenta el porcentaje de crecimiento estimado por año.

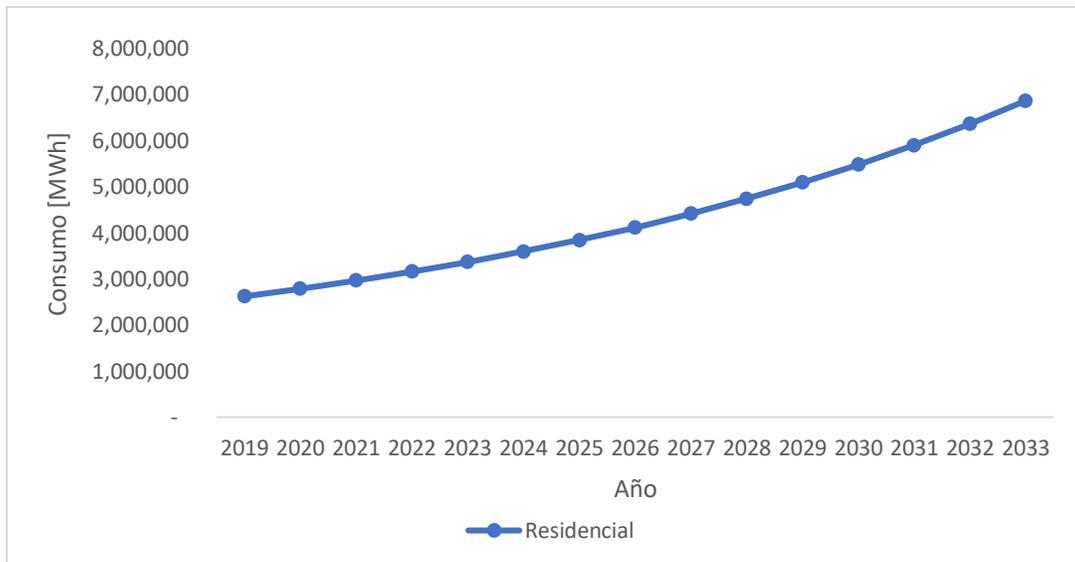


Ilustración 9: Demanda proyectada para el sector residencial en Honduras 2019-2032

Fuente: Elaboración propia, Datos (ENEE, 2018)

En la ilustración 9, se muestra el comportamiento proyectado para la demanda en el sector residencial de Honduras. Como se pueda observar, este tiene un comportamiento ascendente. El incremento anual de la demanda es aproximadamente de un 7% a 7.25%

3.1.3.2. *Aerogeneradores de pequeña escala en Honduras*

Actualmente funciona un sistema híbrido solar-eólico en la Laguna de Caratasca en el departamento de Gracias a Dios. Este cuenta con una capacidad instalada de 45 [kWp] solar y 10 [kW] eólico. Se aprovecha el recurso eólico por medio de dos

aerogeneradores de eje vertical de pequeña escala. El sistema es totalmente renovable y está aislado de la red eléctrica nacional. La instalación del sistema incluye inversores, cajas de combinación, cajas de fusibles, cableado, la estructura de los paneles solares, cableado, turbinas eólicas y banco de baterías. El costo de construcción del proyecto estaba estimado entre \$ 500,000.00 y \$1,000,000.00 (GovTribe, 2014).



Ilustración 10: Montaje de turbinas del proyecto híbrido solar-eólico

Fuente: (Tecnosolar, 2015)

En la ilustración 10, se muestra el montaje de los pequeños aerogeneradores del sistema híbrido, que es la fuente energética junto con el sistema solar fotovoltaico para la base naval estadounidense ubicada en la laguna.

3.2. TEORÍAS DEL SUSTENTO

A continuación, se presentan las teorías con las cuales se sustenta la investigación. Las teorías están relacionadas a la tecnología a evaluar al igual que a las variables económicas que serán estudiadas.

3.2.1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es el aprovechamiento de la energía que poseen las masas de aire en movimiento, es decir, el viento (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011). El viento se origina por el calentamiento desigual de la atmósfera, por las irregularidades de la superficie de la

Tierra y por la rotación de la Tierra. Cuando el flujo de viento es aprovechado por turbinas eólicas modernas, permite que se genere electricidad. Las turbinas eólicas transforman la energía cinética dentro del viento a energía mecánica. Esta energía mecánica es aprovechada por un generador, que la convierte en energía eléctrica. (Sumathi, Ashok Kumar, & Surekha, 2015). Las turbinas eólicas o aerogeneradores son fabricadas en distintos tamaños y potencias nominales. Los aerogeneradores de pequeña escala pueden ser utilizados a nivel residencial para aplicaciones domésticas.

3.2.1.1. *Aerogeneradores de pequeña escala*

La definición de un aerogenerador de pequeña escala varía según el país, la Comisión Electrotécnica Internacional llamada *IEC* por sus siglas en inglés *International Electrotechnical Commission*, en su norma IEC 61400-2:2013, lo define como un aerogenerador cuya área de barrido del rotor es menor a 200 m², correspondiente a una capacidad instalada de aproximadamente 50 kW (IEC, 2013). Este tipo de tecnología, también llamada mini-eólica, se diferencia de los grandes aerogeneradores principalmente en el diseño del rotor. Se debe de tener en cuenta las limitantes en cuanto a la localización, ya que en los lugares donde se instala esta tecnología cuentan con menores velocidades de viento, por lo que deben de poder arrancar a velocidades más bajas (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011).

3.2.1.1.1. Clasificación de los aerogeneradores

Los aerogeneradores de pequeña se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Según el tipo de eje
 - Horizontal
 - Vertical
 - Darrieus: el rotor gira debido a la fuerza de sustentación de los perfiles aerodinámicos. Existe el Darrieus convencional, rotor tipo H y rotor helicoidal.
 - Savonius: el rotor gira debido a la fuerza de arrastre.
- Según el número de aspas
- Según su tipo de conexión

- Conectados a la red
- Aislados
- Según su forma de regulación de sobrevelocidad
 - Sin regulación: no pueden regularse por sí mismos.
 - Regulación por desorientación: no expone al rotor en la dirección predominante del viento.
 - Regulación por cambio de paso: cambia el ángulo de ataque del aspa para reducir la fuerza de sustentación, y, en consecuencia, el par de giro.
 - Regulación por pérdida aerodinámica: el perfil aerodinámico del aspa está diseñado para que en ciertas velocidades se genera una turbulencia que reduzca la fuerza de empuje sobre el rotor (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011).

Tabla 2: Ventajas y desventajas de tipos de aerogeneradores

Tipo de aerogenerador	Ventajas	Desventajas
Eje horizontal	<ul style="list-style-type: none"> ● Muy probado a nivel mundial ● Más económico ● Variedad de fabricantes 	<ul style="list-style-type: none"> ● Dificultad para soportar vientos turbulentos ● Más ruidoso
Eje vertical Darrieus	<ul style="list-style-type: none"> ● Mejores resultados en velocidades de viento bajas ● Simple orientación al viento ● Menos sensible a vientos turbulentos que los de eje horizontal ● Produce menos vibraciones que los de eje horizontal 	<ul style="list-style-type: none"> ● Bajo rendimiento para vientos altos ● No muy probado ● Más sensible a vientos turbulentos que los Savonius.
Eje vertical Savonius	<ul style="list-style-type: none"> ● Mejores resultados en velocidades de viento bajas ● Más probado que los Darrieus ● Silencioso ● Simple orientación al viento ● Menos sensible a vientos turbulentos que los de eje horizontal ● Produce menos vibraciones que los de eje horizontal 	<ul style="list-style-type: none"> ● Baja eficiencia ● Poco económicos en comparación

Fuente: (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011)

En la tabla 2, se muestran las ventajas y desventajas que tienen los aerogeneradores según su tipo de eje. Esto ayudará en la elección del tipo de turbina a estudiar. La mayor diferencia entre turbinas de eje horizontal y de vertical es que las turbinas de eje vertical aceptan viento de cualquier dirección, por ende, no requieren de un sistema de orientación. Este tipo de turbina es mejor en vientos turbulentos y donde el viento cambia de dirección frecuentemente. Otra ventaja es que el generador está ubicado en la parte baja de la torre, lo que hace su instalación y operación y mantenimiento sea más fácil (Johannes, 2008).

3.2.1.1.2. Aerogeneradores en entorno urbano

En el modelo residencial, el aerogenerador es típicamente instalado en el suelo en una parcela donde se encuentre otro edificio. El edificio puede ser de tipo residencial, industrial, agrícola, un almacén, entre otros. Este es el modelo más parecido al convencional (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011).

3.2.1.2. *Energía producida por un aerogenerador*

La cantidad de energía eólica generada por un aerogenerador es proporcional a:

- Densidad del aire
- Área de barrido del rotor
- Velocidad del viento

3.2.1.2.1. Densidad del aire

Las aspas de un aerogenerador son movidas por aire. Entra mayor sea la masa de aire, más girará la turbina. La densidad del aire húmedo se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{p}{T_v R_d}$$

Ecuación 1: Densidad del aire húmedo

Donde:

ρ : densidad [kg/m³]

p : Presión atmosférica [Pa]

T_v : temperatura virtual [K]

R_d : constante del gas aire seco, $287 \text{ J kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$

La temperatura virtual está dada por la siguiente ecuación:

$$T_v = \frac{T}{\left[1 - \frac{e}{p}(1 - \varepsilon)\right]} \cong 1.01T$$

Ecuación 2: Temperatura virtual

Donde:

T: Temperatura absoluta [K]

3.2.1.2.2. Área de barrido del rotor

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada al convertir la fuerza del viento en una fuerza de giro. El rotor captura la energía de la masa de aire, por lo tanto, entre más grande sea el área, más energía eléctrica se podrá producir. La ecuación varía según el tipo de aerogenerador. Para un aerogenerador de eje horizontal la ecuación es la siguiente:

$$A = \pi r^2$$

Ecuación 3: Área de aerogenerador eje horizontal

Donde:

r = radio del aspa [m]

El área de un aerogenerador Darrieus con rotor tipo H se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$A = 2 * R * l$$

Ecuación 4: Área de aerogenerador Darrieus tipo H

Fuente: (Johannes, 2008)

Donde:

R = radio del aspa [m]

l = longitud del aspa [m]

3.2.1.2.3. Velocidad del viento

Entre mayor sea la velocidad del viento, mayor será la masa de aire que pasa por el rotor. La velocidad del viento tiende a aumentar con la altura. Esta variación de la velocidad del viento por una parte depende de la estabilidad atmosférica. Si el aire es desplazado hacia arriba y luego vuelve a su ubicación original, la atmosfera es estable. Si permanece donde fue desplazado, la atmosfera es neutralmente estable. Si el aire continúa desplazándose hacia arriba la atmosfera es inestable.

La variación de la velocidad del viento con la altura se puede representar por la siguiente ecuación, en la que se considera una atmosfera neutra:

$$U(z) = U(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha$$

Ecuación 5: Variación de la velocidad del viento con la altura

Fuente: (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011)

Donde:

$U(z)$: Velocidad del viento a altura z [m/s]

$U(z_r)$: Velocidad del viento a altura z_r [m/s]

α : Coeficiente de la ley potencial del viento

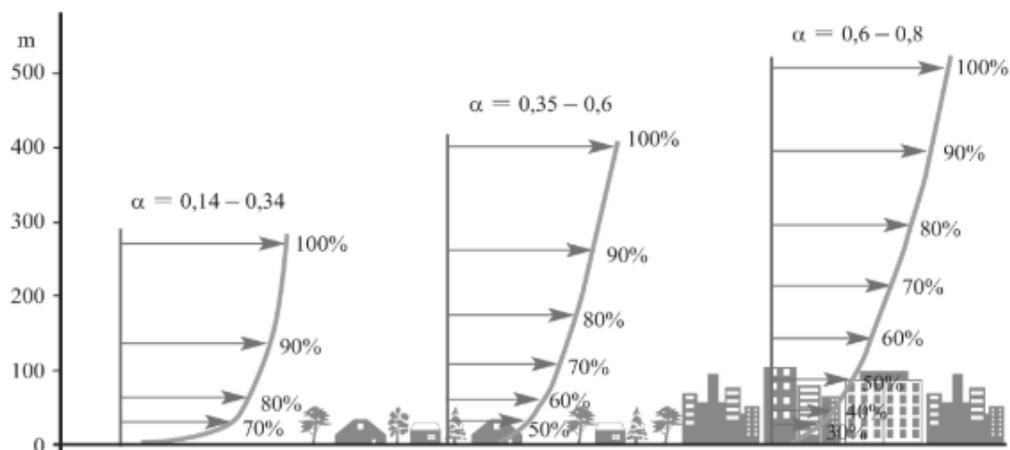


Ilustración 11: Perfiles de velocidad en función de la orografía

Fuente: (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011)

Como se muestra en la ilustración 11, el perfil vertical depende de la orografía y obstáculos. Entre más obstáculos encuentre el viento, mayor será el perfil vertical.

Si se cuentan con velocidades de dos alturas distintas se puede calcular el coeficiente de la ley potencial del viento mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{U(z)}{U(z_r)}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_r}\right)}$$

Ecuación 6: Coeficiente de la ley potencial del viento

Fuente: (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011)

U(z): Velocidad del viento a altura z [m/s]

U(z_r): Velocidad del viento a altura z_r [m/s]

En el caso que no se cuenten con velocidades de dos alturas distintas, el coeficiente de la ley potencial del viento se puede sacar de la siguiente tabla:

Tabla 3: Coeficientes de la ley potencial del viento en función de la rugosidad del terreno

Tipo de terreno	Coeficiente (α)
Lugares llanos con hielo o hierva	0.08-0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13-0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos accidentados o bosques	0.2-0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25-0.4

Fuente: (Meneses Benavides, Guzmán Mejía, & Castrillón Ciro, 2007)

3.2.1.2.4. Potencia extraíble del aerogenerador

Para encontrar la potencia extraíble de un aerogenerador es necesario encontrar la potencia extraída del rotor y la potencia extraída del viento. La potencia extraída del viento se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$P_a = \frac{1}{2} * \rho * A * v_w^3$$

Ecuación 7: Potencia extraída del viento sin turbinar

Fuente: (Johannes, 2008)

ρ : densidad [kg/m³]

A: área del rotor [m²]

v_w : velocidad del viento [m/s]

La manera en que se calcula la potencia extraída del rotor depende del tipo de aerogenerador. Para un aerogenerador de eje vertical es necesario realizar cálculos tomando en cuenta diferentes parámetros aerodinámicos debido a la manera en que el viento incide en las aspas. Para un aerogenerador de eje horizontal se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_R = \frac{1}{2} * \dot{m} * (v_1^2 - v_2^2)$$

Ecuación 8: Potencia extraída de rotor de eje horizontal

Donde:

\dot{m} : flujo masico

v_1 : velocidad del viento

v_2 : velocidad del viento después de atravesar el aerogenerador

El coeficiente de potencia (C_p) es la relación entre la potencia mecánica de la turbina eólica y la potencia disponible en el viento. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{P_R}{P_a}$$

Ecuación 9: Coeficiente de potencia

P_R : potencia extraída del rotor [W]

P_a : potencia extraída del viento [W]

Con estos datos se procede a calcular la potencia efectiva y extraíble de un aerogenerador por medio de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} * C_p * n * \rho * A * v_w^3$$

Ecuación 10: Potencia efectiva de un aerogenerador

Donde:

C_p : coeficiente de potencia [-]

n : v_2/v_1 [-]

ρ : densidad [kg/m^3]

A : área del rotor [m^2]

v_w : velocidad del viento [m/s]

3.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para determinar si un proyecto es rentable en términos de costo beneficio es necesario realizar un análisis financiero. En este análisis se estudian variables técnicas y económicas a lo largo de la vida útil del proyecto. Esta evaluación se realiza utilizando diferentes indicadores, como lo son el VPN y el TIR. Debido a que la investigación es un costo beneficio, las variables analizadas serán el C/B, VPN y LCOE.

3.2.2.1. *Valor presente neto*

El primer criterio que el inversionista hace para tomar la decisión de invertir o no invertir, es fijar una tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR). Esta tasa se fija basándose en el riesgo que corre el inversionista realizando la inversión. El segundo criterio es el valor presente neto (VPN). "El tiempo presente es un instante muy utilizado para comparar dinero, ya que es el único momento en que se sabe cuál es el verdadero poder adquisitivo del dinero. Cualquier otro instante en el futuro siempre presentará incertidumbre" (Baca Urbina & Marcelino Aranda, Ingeniería Financiera, 2016). Por lo tanto, los flujos de efectivo se llevan al presente por medio de la siguiente formula:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1+i)^t} = -I_0 + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

- VPN: Valor presente neto
- I_0 : Inversión inicial
- FNE_t : Flujo de efectivo en el periodo t

- i : tasa de descuento
- t : periodo

El valor presente neto (VPN) indica si el inversionista está ganando más o menos que el porcentaje de ganancia que se fijó como mínimo aceptable (TMAR). Los criterios para tomar en cuenta respecto al VPN son:

- $VPN \geq 0$, se está ganando más que el rendimiento solicitado.
- $VPN < 0$, no se está ganando el rendimiento mínimo solicitado (Baca Urbina & Marcelino Aranda, Ingeniería Financiera, 2016).

3.2.2.2. *Valor presente neto ingresos*

Los ingresos son las entradas monetarias, en el caso del estudio en cuestión, son los ahorros económicos por consumo de energía que serán suplidos por el sistema eólico. Para obtener los ingresos netos se descuentan egresos, como pagos de la deuda, costos de operación y mantenimiento, entre otros. Los ingresos netos a lo largo de la vida útil del proyecto se traen al presente para obtener el valor presente neto de ingresos (VPNI).

3.2.2.3. *Valor presente neto costos*

El costo del proyecto es la inversión inicial, esta cantidad se trae al presente para obtener el valor presente neto de costos (VPNC).

3.2.2.4. *Tasa interna de rendimiento*

La ganancia anual que tiene el inversionista se puede expresar como una tasa de rendimiento o de ganancia anual, llamada tasa interna de rendimiento (TIR). La TIR es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero. El criterio para tomar decisiones con la TIR es:

- $TIR \geq TMAR$, aceptar invertir.
- $TIR < TMAR$, rechazar inversión (Baca Urbina & Marcelino Aranda, Ingeniería Financiera, 2016).

3.2.2.5. *Periodos de recuperación*

El periodo de recuperación o *pay-back* es un parámetro que indica cuando se recupera la inversión inicial. El procedimiento consiste en sumar los flujos de efectivo de cada año hasta que la suma sea mayor a la inversión inicial (Alvarado Verdín, 2016). Este procedimiento se puede automatizar por medio de condicionales en Microsoft Excel.

3.2.3 TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS

En este apartado se detallan las distintas técnicas y herramientas que se utilizan para el desarrollo de la investigación.

3.2.3.1. *Técnica LCOE*

El costo nivelado de la electricidad (LCOE) en producción de energía eléctrica es definido como el valor presente del precio de producir una unidad de energía eléctrica, considerando factores como la vida útil del proyecto, la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento (O&M) y costos de combustible (Ragheb, 2017). Se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\text{Costo de capital} + O\&M + \text{Costo de combustible}}{\text{Energía generada durante la vida útil del proyecto}}$$

En el caso de las energías renovables, como lo es la energía eólica, el costo de combustible es cero.

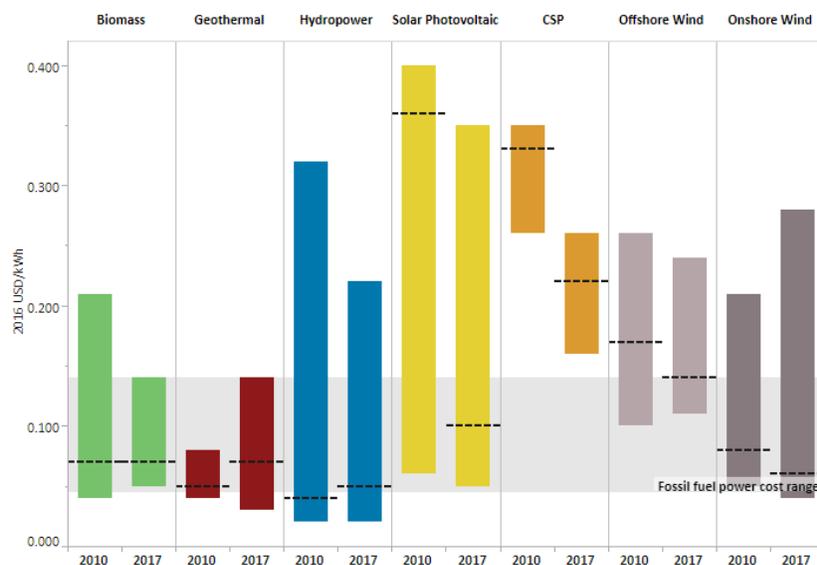


Ilustración 12: LCOE global de tecnologías de generación renovable 2010-2017

Fuente: (IRENA, 2017)

3.2.3.2. Técnica del costo beneficio

La relación expone una razón que indica en que proporción los beneficios son más grandes que los costos. La razón costo beneficio (B/C) se expresa como:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{beneficios} - \text{desbeneficios}}{\text{costo}} = \frac{VPNI}{VPNC}$$

Los beneficios son todos los factores que ofrecen una ventaja económica al promotor del proyecto, mientras que los desbeneficios son factores que ofrecen una desventaja económica, como multas o pagos por deducibles. Los costos representan la inversión inicial del proyecto. Los beneficios y costos deben de estar en la misma unidad de tiempo, no pueden combinarse montos a futuro con montos a valor presente. Los criterios para evaluar el B/C son:

- B/C > 1.0, se acepta la alternativa, los beneficios superan a los costos
- B/C ≈ 1.0, se replantea la alternativa, los beneficios son iguales los costos
- B/C < 1.0, se rechaza la alternativa, los costos son mayores a los beneficios (Alvarado Verdín, 2016)

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la metodología utilizada para el desarrollo de la investigación, como lo es el enfoque del estudio, se determina la variable dependiente y variables independientes a estudiar, se explica la hipótesis del problema, se describen las técnicas e instrumentos aplicados, se muestra la población y muestra, se determina la metodología de estudio y por último se muestra el cronograma de actividades para desarrollar el estudio.

4.1. ENFOQUE

La investigación posee un enfoque mixto, cuantitativo y cualitativo, ya que parte del estudio será un análisis numérico por medio de un estudio técnico y financiero y la determinación de factores como la ubicación y el tipo de aerogenerador constituye la parte cualitativa.

El diseño de la investigación para el enfoque cuantitativo es no experimental, debido a que no se generarán situaciones, se analizarán datos existentes. En cuanto al enfoque cualitativo, el diseño es de teoría fundamentada con el fin de sustentar el enfoque cuantitativo de la investigación.

La investigación es transversal o transeccional, ya que los datos son recolectados en un momento dado y el propósito es describir las variables y analizar su incidencia e interrelación en un tiempo único.

Tiene un alcance descriptivo porque consiste en un estudio que busca especificar propiedades y características importantes del fenómeno que se analiza. Únicamente se pretende medir y recoger información de manera independiente sobre las variables, es decir, el objetivo no es indicar como se relacionan éstas (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010).

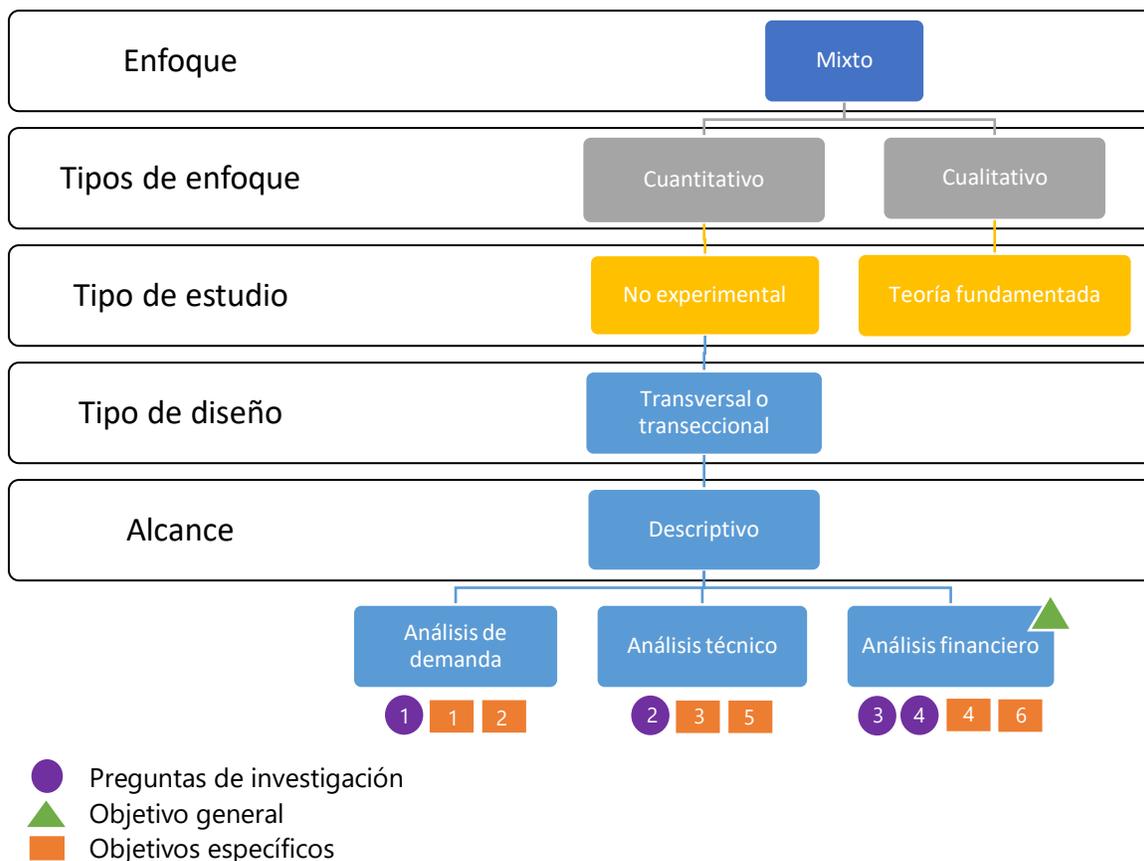


Ilustración 13: Diseño del esquema metodológico

Fuente: Elaboración propia

4.2. VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

A continuación, se presentan las variables dependientes e independientes en estudio para la investigación.

4.2.1. VARIABLE DEPENDIENTE

La variable dependiente no es manipulable, esta se mide para ver el efecto que tiene la manipulación de la variable independiente sobre ella. Las variables independientes tienen un grado de afectación, que puede ser positivo o negativo, sobre la variable dependiente.

4.2.1.1. *Costo beneficio*

El costo beneficio permite saber en qué medida los beneficios son mayores a los costos de un proyecto. Para la investigación en estudio, la variable dependiente es el costo beneficio, ya que de allí surge el problema de investigación.

4.2.2. VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes se cambian para estudiar la relación o el efecto sobre la variable dependiente.

4.2.2.1. *Análisis de demanda*

En el siguiente apartado se definen las variables independientes relacionadas con la demanda energética.

4.2.2.1.1 Ahorros

Representan los ahorros por consumir instantáneamente la energía proveniente del sistema eólico en lugar de comprar energía de la red. Los ahorros por autoconsumo tienen un grado de afectación positivo en la variable dependiente debido a que representan los ingresos del proyecto.

4.2.2.1.2. Excedentes

La energía producida por el sistema eólico no es aprovechada en su totalidad por la vivienda debido al comportamiento de su demanda, lo que resulta en excedentes de producción. Esta energía que no es aprovechada disminuye los ahorros, por lo tanto, tiene un grado de afectación negativo en el costo beneficio.

4.2.2.1.3. Energía consumida de la red

La demanda energética que no pueda ser abastecida por el sistema eólico tendrá que ser suplida por la red. Esto representa costos de energía, alumbrado público, cargo por comercialización y cargo por regulación, por lo tanto, tiene un grado de afectación negativo en el costo beneficio.

4.2.2.2. *Análisis técnico*

En este apartado se definen las variables independientes necesarias para la evaluación técnica del proyecto.

4.2.2.2.1. Recurso eólico

El viento, considerado como recurso energético, es el movimiento de masas de aire en la atmosfera a gran escala. Para diseñar un sistema eólico es necesario tener un conocimiento lo más preciso posible de las características del viento de la ubicación en estudio, como las velocidades y direcciones predominantes y la densidad del aire (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011). El recurso eólico tiene un grado de afectación positivo sobre el costo beneficio ya que está relacionado con la producción de energía.

4.2.2.2.2. Rugosidad

En las capas próximas al suelo el gradiente de velocidad es afectado por la rugosidad del terreno. Una superficie lisa, como superficies de agua o terrenos llanos sin árboles, da lugar a un gradiente suave. Sucede lo contrario en superficies rugosas, como edificaciones urbanas, terrenos irregulares o bosques (Villarubia López, 2012). La rugosidad del terreno tiene un grado de afectación negativo sobre la variable dependiente debido a que puede afectar de manera desfavorable la generación de energía.

4.2.2.2.3. Tamaño

El tamaño óptimo de un proyecto es su potencia instalada y se expresa en unidades de producción por año. Es considerado optimo cuando opera con los menores costos o con la máxima rentabilidad económica (Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 2008). El tamaño de la instalación es la capacidad instalada del aerogenerador, la cual va determinada por el consumo promedio de la zona. El tamaño tiene un grado de afectación positivo sobre la variable dependiente ya que viene relacionado a la producción de energía.

4.2.2.2.4. Vida útil

La vida útil de una turbina eólica en tierra se considera de 20 años, mientras que en mar puede aumentar a 25 años (Villarubia López, 2012). La vida útil de un proyecto es un factor importante ya que entre más larga sea, menores serán los costos de operación y mantenimiento y permite aprovechar por más tiempo la inversión inicial, por lo tanto, tiene un grado de afectación positivo en el costo beneficio.

4.2.2.2.5. Factor de planta

El factor de planta mide la relación entre energía eléctrica generada en un determinado periodo, respecto a la potencia signada al generador en dicho periodo. El factor de planta para parques eólicos de aerogeneradores convencionales suele estar entre el 30% y 40%, siendo mayor a 25% aceptable y superior a 30% bueno (Barragán , 2014). El factor de planta tiene un grado de afectación negativo en el costo beneficio ya que implica una reducción en la generación de energía.

4.2.2.3. *Análisis financiero*

En el siguiente apartado se definen las variables independientes financieras necesarias para desarrollar el proyecto.

4.2.2.3.1. Inversión inicial

La inversión inicial incluye la adquisición de todos los activos necesarios para iniciar operaciones en una empresa, exceptuando el capital de trabajo (Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 2008). La inversión inicial tiene un grado de afectación negativo ya que impacta en el costo beneficio del proyecto.

4.2.2.3.2. Costos de O&M

El mantenimiento se realiza para controlar que el sistema esté funcionando correctamente e incluye operaciones a realizar y parámetros a chequear sobre una base temporal repetitiva (Talayero Navales & Telmo Martínez, 2011). Los costos por operación

y mantenimiento tienen un grado de afectación negativo en el costo de producción de energía, por lo que impacta a la variable dependiente.

4.2.2.3.3. Inflación

La inflación es un fenómeno de alza pronunciada y continua de los precios de bienes y servicios que trae como consecuencia la pérdida del poder adquisitivo de la moneda de un país (De La Hoz, Uzcátegui, Borges, & Velazco, 2008). Para el 2019 la inflación en Honduras era de 4.37%, mientras que en el mundo era de 2.30% (Banco Mundial, 2020).

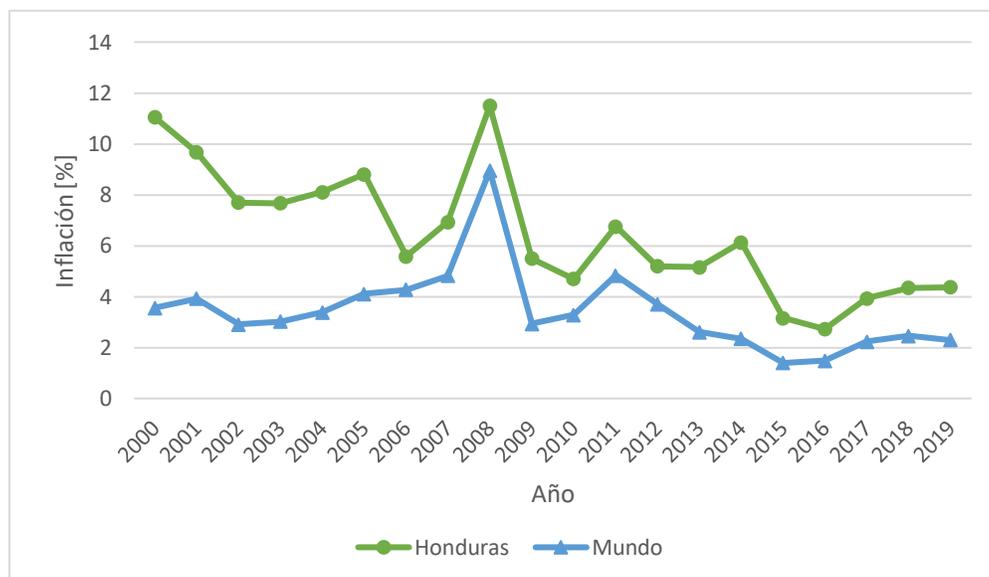


Ilustración 14: Inflación de precios al consumidor en Honduras y el mundo

Fuente: Elaboración propia, Datos (Banco Mundial, 2020)

La inflación tiene un grado de afectación negativo en la variable dependiente debido a que disminuye el poder adquisitivo del dinero, incrementando los costos del proyecto.

4.2.2.3.4. Tasa de interés

Una tasa de interés define la cantidad de dinero que alguien que pidió prestado promete pagar a quien le prestó el dinero. La tasa de interés dada depende del riesgo de crédito, el cual está presente cuando la persona no puede pagar los intereses ni el capital

prestado (Baca Urbina & Marcelino Aranda, Ingeniería Financiera, 2016). La tasa de interés tiene un grado de afectación negativo en el costo beneficio ya que incrementa los costos del proyecto.

4.2.2.3.5. Pago de préstamo

Un préstamo es una operación financiera en la cual una entidad financiera entrega a un sujeto un capital de una sola vez y en el momento de la formalización de la operación mediante un contrato, a cambio de que el sujeto devuelva el capital y sus intereses en un tiempo determinado (Serret & Trello, 2008). El pago por préstamo incrementa los costos, por lo que tiene un grado de afectación negativo sobre la variable dependiente.



Ilustración 15: Afectación de variables independientes respecto a dependiente

Fuente: Elaboración propia

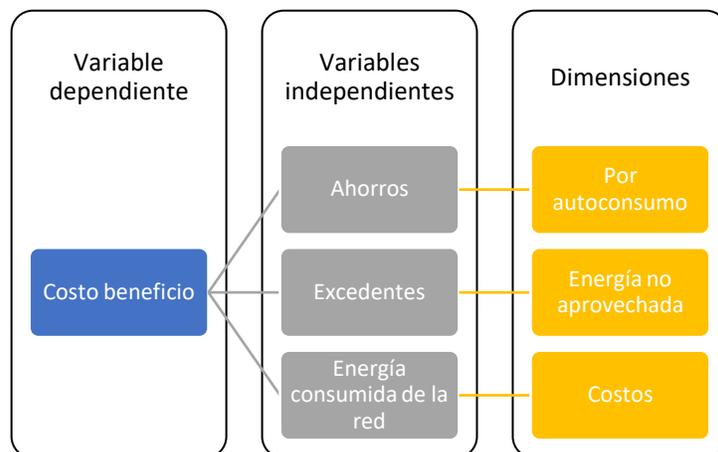


Ilustración 16: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis de demanda

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 16, se muestran las dimensiones de las variables independientes que tienen afectación sobre la variable dependiente para el análisis de demanda.

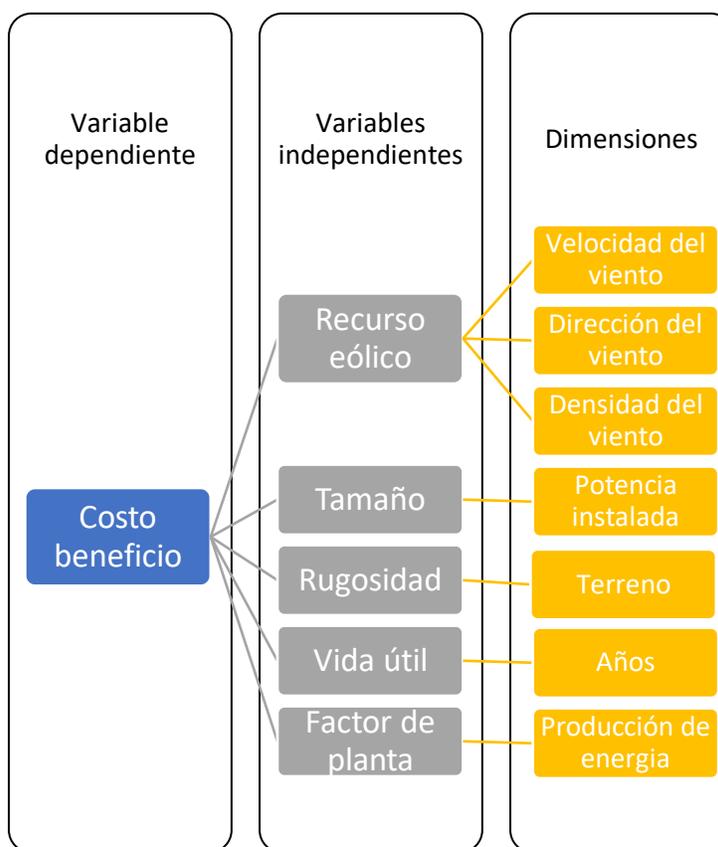


Ilustración 17: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis técnico

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 17, se muestran las dimensiones de las variables independientes que tienen afectación sobre la variable dependiente para el análisis técnico.

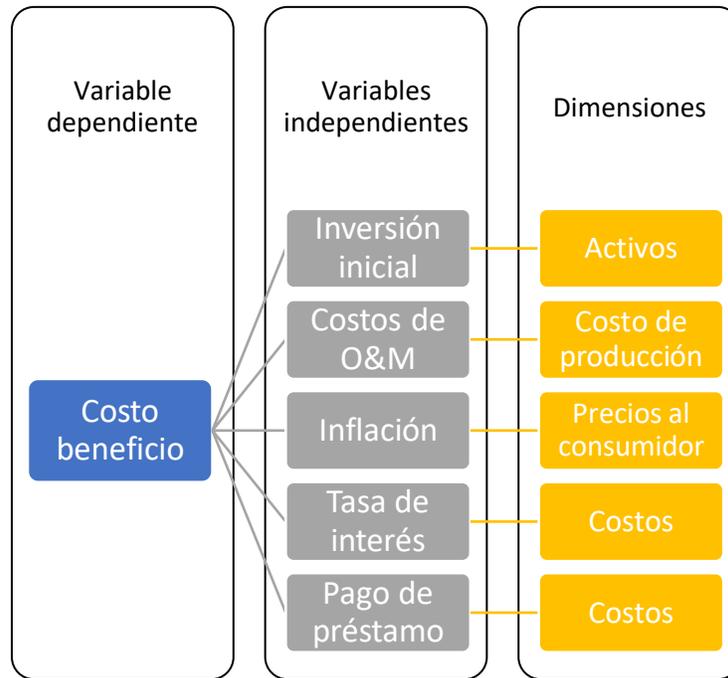


Ilustración 18: Dimensiones que afectan la variable dependiente del análisis financiero

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 18, se muestran las dimensiones de las variables independientes que tienen afectación sobre la variable dependiente para el análisis financiero.

4.3. HIPÓTESIS

La hipótesis es una explicación tentativa de la relación entre dos o más variables. Su función es guiar el estudio, proporcionar explicaciones y apoyar la prueba de teorías (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010). Para esta investigación se plantearon las siguientes hipótesis:

Hipótesis de investigación (H_i): El costo beneficio de la instalación de un aerogenerador de eje vertical de pequeña escala en residencias ubicadas en la península este en Puerto Cortés es mayor a uno.

Hipótesis nula (H_0): El costo beneficio de la instalación de un aerogenerador de eje vertical de pequeña escala en residencias ubicadas en la península este en Puerto Cortés es menor o igual a uno.

4.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

En esta sección se describen las técnicas e instrumentos utilizados para el desarrollo de la investigación.

4.4.1. MATRIZ DE DECISIÓN

Una matriz de decisión permite evaluar variables de relevancia para llevar a cabo una decisión. En la investigación en cuestión se utiliza para la elección de la turbina eólica de pequeña escala a utilizar. Para la elección de equipo se pueden tomar en cuenta variables como el precio, el tamaño, la vida útil, el factor de planta, evaluar la confiabilidad del fabricante, etc.

4.4.2. HOMER GRID

HOMER Grid es un programa que combina información de ingeniería y economía en un solo modelo. Originalmente desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos, *NREL* por sus siglas en inglés *National Renewable Energy Laboratory*, es una herramienta que permite investigar si invertir en tecnologías para autoconsumo y conectadas a la red pueden reducir los costos de electricidad (HOMER Energy, 2020). Este programa está adaptado para sistemas conectados a la red, también ofrece perfiles de carga típicos por sector, los cuales pueden ser modificados para adaptarlos a consumos deseados.

4.4.3. MICROSOFT EXCEL

Microsoft Excel es el programa líder en la industria de hojas de cálculo y es una herramienta para analizar y visualizar información (Microsoft, 2020). Es muy útil para elaborar análisis financieros ya que por medio de fórmulas se puede automatizar el proceso, permitiendo realizar análisis de sensibilidad de una manera fácil y sencilla.

4.4.4. GOOGLE EARTH

Google Earth es un programa que permite explorar imágenes de satélite de todo el planeta, al igual que edificios en tercera dimensión e imágenes en relieve de cientos de ciudades (Google Earth, 2020). Es útil para poder observar la ubicación de la estación meteorológica de donde se obtuvieron los datos y delimitar las viviendas aledañas de las que se obtendrán datos de consumo eléctrico.

4.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

Una muestra es un subgrupo de la población que se utiliza por economía de tiempo y recursos (Hernández Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010). La población de la presente investigación son las residencias ubicadas en la península este del municipio de Puerto Cortés.

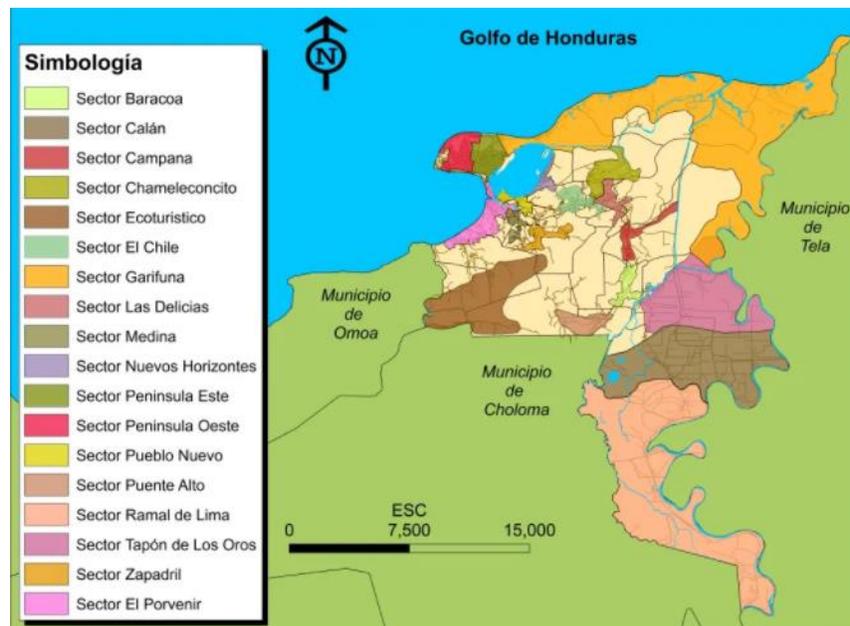


Ilustración 19: Mapa de sectores del municipio de Puerto Cortés

Fuente: (Alcaldía Municipal de Puerto Cortés, 2020)

En la ilustración 19, se muestra la división de sectores dentro de Puerto Cortés, en el cual se puede observar la ubicación del sector de la península este. En esta zona se ubican nueve colonias, las cuales serán detalladas en la tabla a continuación.

Tabla 4: Número de viviendas por barrio o colonia en Puerto Cortés

Nombre del barrio o colonia	Número de casas
Colonia Marejada	261
Barrio Camaguey	440
Colonia Vacacional	72
Barrio Buenos Aires	1387
Barrio San Martín	367
Barrio Suyapa	254
Barrio El Centro	429
Barrio El Copen	456
Barrio La Curva	237

Fuente: Elaboración propia, Datos (INE, 2013)

En la tabla 4, se muestra el número de viviendas por barrio o colonia en el sector de la península este del municipio de Puerto Cortés, el cual suma a 3,903 viviendas en dicha zona.

Se desea saber de qué tamaño debe ser la muestra para que sea representativa, la cual se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$n = \frac{N * Z_{\alpha}^2 * p * q}{d^2 * (N - 1) + Z_{\alpha}^2 * p * q}$$

Ecuación 11: Cálculo de muestra para poblaciones finitas

Fuente: (Herrera Castellanos, 2011)

Donde:

n: Tamaño de la muestra

N: Total de la población

Z_α: Coeficiente de nivel deseado de confianza

p: Porcentaje estimado de la muestra

q: Porcentaje que no está estimado en la muestra (1-p)

d: error máximo aceptable

Según diferentes niveles deseados de confianza, el coeficiente de Z_α varia, en la tabla a continuación se muestran los valores:

Tabla 5: Coeficiente de nivel deseado de confianza

Nivel deseado de confianza	Coeficiente (Z_{α})
80%	1.28
85%	1.44
90%	1.645
95%	1.96
97.5%	2.24
99%	2.576

Fuente: (Herrera Castellanos, 2011)

Aplicando la fórmula con los siguientes valores:

N: 3,903

Z_{α} : Tomando un nivel de confianza de 95%, da un valor de 1.96

p: 50% \cong 0.50

q: 50% \cong 0.50

d: 3% \cong 0.03

$$n = \frac{3903 * 1.96^2 * 0.50 * 0.50}{0.03^2 * (3903 - 1) + 1.96^2 * 0.50 * 0.50} = 839$$

Ecuación 12: Muestra de la investigación

Fuente: (Herrera Castellanos, 2011)

La muestra debe de ser de mínimo 839 viviendas, es decir, se necesitan consumos históricos de al menos 839 viviendas distintas del sector de la península este de Puerto Cortés para tener un consumo promedio representativo.

4.6. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

4.6.1. BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN

Inicialmente se realizó una búsqueda de información para analizar la situación actual en cuanto a la implementación de turbinas de pequeña escala y para profundizar en la teoría de sustento que ayudó a definir las variables de investigación.

4.6.2. DETERMINACIÓN DE VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Antes de iniciar con la investigación, se deben definir las variables que estarán siendo estudiadas. Como variable dependiente se elige el costo beneficio, el cual es el parámetro central del estudio. Como variables independientes se eligen los ahorros por autoconsumo, los excedentes de producción, la energía consumida de la red, el recurso eólico, el tamaño del aerogenerador, la vida útil del proyecto, el factor de planta, la inversión inicial, los costos de O&M, la inflación, la tasa de interés y los pagos del préstamo. En base a estas variables se plantearán conclusiones.

4.6.3. RECOPIACIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS Y CONSUMOS DE LA ZONA

Para el desarrollo de la investigación se necesita cierta información como los parámetros de viento de la zona, los cuales provienen de la Unidad de Gestión Ambiental. Sus mediciones son de la estación meteorológica ubicada en el edificio de la Alcaldía Municipal de Puerto Cortés. La información sobre los consumos históricos de las viviendas ubicadas en la península este es obtenida de la ENEE.



Ilustración 20: Estación meteorológica en el edificio de la Municipalidad de Puerto Cortés

Fuente: (Alcaldía Municipal de Puerto Cortés, 2019)

4.6.4. SIMULACIONES EN HOMER GRID

El programa HOMER Grid fue utilizado para determinar el perfil de carga de las residencias de la zona y para estimar la producción de energía para el primer año del proyecto, evaluando

escenarios con diferentes modelos de aerogeneradores. El programa también calcula la energía importada de la red y los excedentes de energía inyectados a la red.

4.6.4.1. Ubicación geográfica

Se deben de disponer de datos de suficiente calidad, es decir, velocidades y direcciones de viento lo más cerca posible del emplazamiento para poder predecir de forma fiable la energía a producir (Pérez Rodríguez, 2012). La estación meteorológica de donde se obtuvieron las mediciones de viento está ubicada en la península este del municipio. Debido a que los parámetros del viento cambian con la ubicación, se deben de elegir residencias lo más cercano posible a la estación.



- | | |
|--|---|
|  Municipalidad de Puerto Cortés |  Barrio San Martín |
|  Colonia Marejada |  Barrio Suyapa |
|  Colonia Vacacional |  Barrio El Centro |
|  Barrio Camaguey |  Barrio El Copen |
|  Barrio Buenos Aires |  Barrio La Curva |

Ilustración 21: Ubicación de colonias de la península este en Puerto Cortés

Fuente: (Google Earth, 2020) (Centro de Estudios Ambientales de Honduras, 2005)

4.6.4.2. *Parámetros del viento*

La base de datos proporcionada incluye mediciones relevantes para la investigación como temperatura del aire, velocidades y direcciones del viento de un año promedio, contando con mediciones realizadas entre 2006-2014. HOMER Grid permite importar archivos de datos de series de tiempo para temperatura y velocidad del viento, los datos obtenidos tienen un intervalo de tiempo de una hora. También permite ingresar parámetros como la altura del anemómetro y el coeficiente de rugosidad de la zona para la variación de la velocidad del viento con la altura.

4.6.4.3. *Análisis de demanda*

En base a los consumos históricos de las viviendas ubicadas en la península este en Puerto Cortés se construirá un perfil de demanda para la zona utilizando HOMER Grid y perfiles de carta de la zona norte del país. Este programa ofrece perfiles de carga típicos por sector, en los cuales se puede modificar la demanda por hora para obtener un perfil de carga que concorde con el consumo diario promedio de los residentes de la zona y tenga un comportamiento similar a la demanda en el sector residencial de Honduras.

4.6.4.4. *Aerogenerador*

HOMER Grid ofrece un catálogo de turbinas eólicas que van desde 0.3 [kW] hasta 8 [MW] y permite ingresar la altura deseada de la torre. La capacidad instalada del aerogenerador dependerá del consumo de las viviendas de la zona. Se realizarán simulaciones con diferentes modelos de la potencia seleccionada para evaluar con que modelo se obtiene el menor costo de producción y la mayor generación.

4.6.5. ANÁLISIS FINANCIERO

Luego de realizar las simulaciones en HOMER Grid y obtener la información necesaria, se procede a calcular los datos para el análisis financiero de la investigación.

4.6.5.1. *Valor presente neto*

El VAN es calculado restando los egresos de los ingresos de cada año. Ese flujo de efectivo será traído al presente y la suma de todos estos flujos a lo largo de la vida útil del sistema representa la VAN del proyecto.

4.6.5.2. *Tasa interna de rendimiento*

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Esta es calculada por medio de la función para tasa de rendimiento de Microsoft Excel.

4.6.5.3. *LCOE*

Se calcula el LCOE para cada año de vida útil del proyecto y se hace el cálculo para ponderar este valor. El LCOE del proyecto es la división de la sumatoria del LCOE ponderado de cada año entre la sumatoria energía generada en cada año.

4.6.5.4. *Costo beneficio*

Para calcular el costo beneficio del proyecto se necesita saber los beneficios y los costos del proyecto. Los beneficios se obtienen al comparar la situación actual, en la cual toda la energía consumida por la vivienda proviene de la red, y el escenario implementando el sistema eólico propuesto, en el cual se incluyen los gastos por operación y mantenimiento y los pagos del préstamo en el caso que el proyecto sea con financiamiento. Los costos es la inversión del proyecto, el cual incluye el costo del sistema incluyendo su envío e instalación en la vivienda. Todos estos valores serán traídos al presente para conocer el verdadero poder adquisitivo del dinero.

4.6.6. LIMITANTES DEL ESTUDIO

Debido que en Puerto Cortés los medidores son de tipo análogo para los abonados de nivel residencial, ENEE no posee datos de demanda por hora de las viviendas de la zona, por lo que se tomaron los consumos históricos para la construcción de un perfil de carga, lo cual dificulta una evaluación técnica y financiera precisa.

Dada la situación actual, es difícil obtener información meteorológica exacta, por lo que el estudio estuvo limitado a las colonias aledañas a la estación meteorológica de la Municipalidad de Puerto Cortés.

4.7. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

En este apartado se resumen las actividades a realizar para la elaboración de proyecto de investigación, el cual tiene una duración de diez semanas.

Tabla 6: Cronograma de actividades

#	Actividad	Semana										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Conocer el entorno de la investigación	■										
2	Realizar revisión de literatura	■	■	■								
3	Plantear la metodología de estudio				■	■						
4	Recopilar datos del viento y perfiles de carga					■						
5	Elaborar simulación del aerogenerador					■	■					
6	Realizar análisis financiero							■				
7	Elaborar análisis de resultados							■				
8	Realizar correcciones documento								■	■		
9	Entrega del informe final									■		
10	Entrega artículo científico										■	

Fuente: Elaboración propia

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los estudios técnicos y económicos realizados para la implementación de un aerogenerador de pequeña escala conectado a la red para viviendas ubicadas en la península este del municipio de Puerto Cortés.

5.1. ANÁLISIS DE DEMANDA

En el siguiente apartado se mostrarán los resultados obtenidos del análisis de demanda realizado para la investigación.

5.1.1. CONSUMO PROMEDIO EN LA ZONA

Debido a que el sector residencial en Puerto Cortés por lo general cuenta con medidores análogos, se recopilaron los consumos históricos de las viviendas ubicadas en la península este en el municipio de Puerto Cortés para la elaboración de un perfil de demanda típico de la zona. Se pudieron recopilar los consumos históricos de 3,160 viviendas del sector en un periodo de septiembre del 2016 a abril del 2020.

Tabla 7: Categorización de consumo en la península este en Puerto Cortés

Consumo [kWh]	Número de viviendas	Porcentaje [%]
Menor a 250	2,248	71.14
250 – 499	710	22.47
500 – 749	127	4.02
750 – 999	35	1.11
1000 – 1249	16	0.50
1250 – 1499	14	0.44
Mayor a 1500	10	0.32

Fuente: Elaboración propia, Datos ENEE

En la tabla 7, se muestra la categorización del consumo de energía eléctrica en la península este del municipio. Ya que los consumos menores a 250 [kWh], entre 250–499 [kWh] y entre 500–749 [kWh] son los de mayor presencia en la zona, se analizarán escenarios para consumos mensuales de 250, 500 y 750 [kWh].

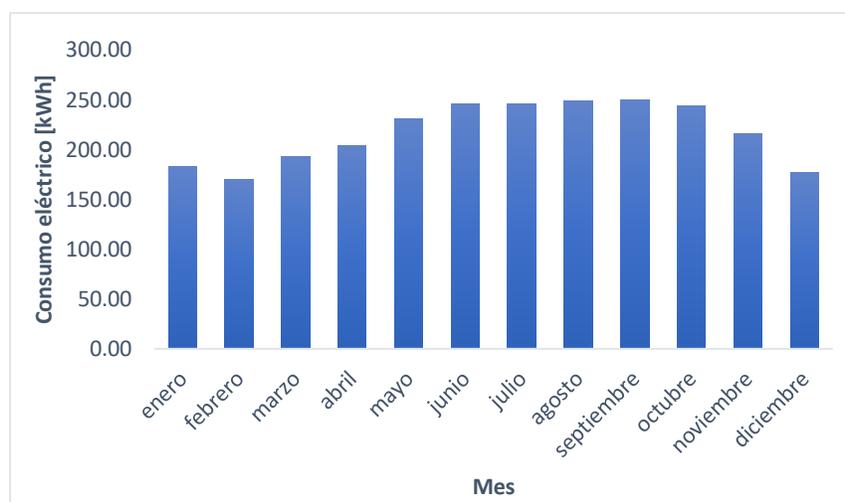


Ilustración 22: Consumo promedio por mes en la península este en Puerto Cortés

Fuente: Elaboración propia, Datos ENEE

En la ilustración 22, se muestran los consumos eléctricos promedio por mes de las viviendas de la zona, tomando datos del intervalo de tiempo indicado anteriormente. El mes con mayor consumo es septiembre, con 249.91 [kWh], y el mes con menor consumo es diciembre con 176.89 [kWh].

Para la proyección del aumento anual del consumo eléctrico a lo largo de la vida útil del proyecto se analiza el comportamiento del consumo eléctrico per cápita en Honduras en un periodo de diez años.

Tabla 8: Consumo eléctrico per cápita en Honduras 2004-2014

Año	Consumo eléctrico per cápita [kWh]	Incremento anual [%]
2004	538.93	-0.24
2005	573.40	6.40
2006	583.94	1.84
2007	634.95	8.73
2008	656.06	3.33
2009	624.36	-4.83
2010	617.86	-1.04
2011	663.98	7.47
2012	636.64	-4.12
2013	643.18	1.03
2014	619.84	-3.63

Fuente: (Banco Mundial, 2014)

En la tabla 8, se muestra el consumo eléctrico per cápita en Honduras del año 2004 al 2014. Este tuvo un incremento anual promedio de 1.36%, valor que será utilizado para el crecimiento anual del consumo para el proyecto.

5.1.2. PERFIL DE CARGA TÍPICO

Utilizando perfiles de carga de residencias ubicadas en la zona norte de Honduras, se construyó un perfil de carga típico para el sector residencial del país, el cual es adaptado para los tres consumos seleccionados de 250, 500 y 750 [kWh] mensuales.

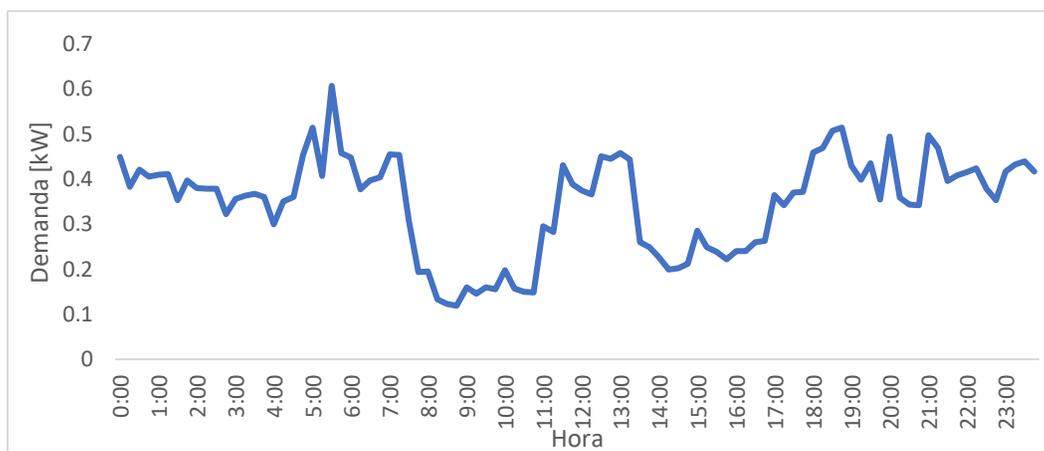


Ilustración 23: Perfil de carga residencial para consumo mensual de 250 kWh

Fuente: Elaboración propia, Datos ENEE

En la ilustración 23, se puede observar el comportamiento de la demanda residencial en la zona norte del país, el cual tiene picos de consumo a las 5:30 a.m., 1:00 p.m. y 6:45 p.m. Para un consumo mensual de 250 [kWh], la mayor demanda es de 0.60 [kW]. Los datos del comportamiento de la demanda son ingresados a HOMER Grid y se simulan escenarios con consumos de 8.33, 16.67 y 25 [kWh] al día, correspondientes a un consumo mensual de 250, 500 y 750 [kWh] respectivamente.

5.2. ANÁLISIS TÉCNICO

En este apartado se desarrolla el estudio técnico del proyecto, como lo es la localización del proyecto, el recurso eólico disponible en la zona, el tamaño del aerogenerador, la energía generada con el sistema y el área necesaria para el montaje.

5.2.1. LOCALIZACIÓN

El estudio se lleva a cabo en la península este en el municipio de Puerto Cortés debido a que información como velocidad del viento, dirección del viento y temperatura del aire fueron tomadas de una estación meteorológica ubicada en esta zona. Ya que la velocidad del viento varia de una ubicación a otra, se recopiló información de los consumos de viviendas del sector.



Ilustración 24: Localización de viviendas

Fuente: (Google Earth, 2020)

En la ilustración 24, se muestra la ubicación de algunas de las viviendas de las que se obtuvieron los consumos históricos.

5.2.2. RECURSO EÓLICO

Como fue mencionado anteriormente, las mediciones de la Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés corresponden a la estación meteorológica ubicada en el edificio de la Alcaldía Municipal del municipio. Estas mediciones tienen un intervalo de una hora, con un total de 8,760 datos por tipo de medición, contando con mediciones realizadas entre 2006-2014. El anemómetro tiene una elevación de 7.0 [m].

5.2.2.1. Velocidad del viento

Entre mayor es la velocidad del viento, mayor cantidad de masa de aire pasa por el rotor de la turbina y, por lo tanto, se genera más energía. Las mediciones de las velocidades del viento son organizadas por meses del año y por hora. Toda esta información es ingresada a la herramienta HOMER Grid. La velocidad más alta registrada en el tiempo de medición fue de 6.58 [m/s] y la más baja fue de 0.11 [m/s].

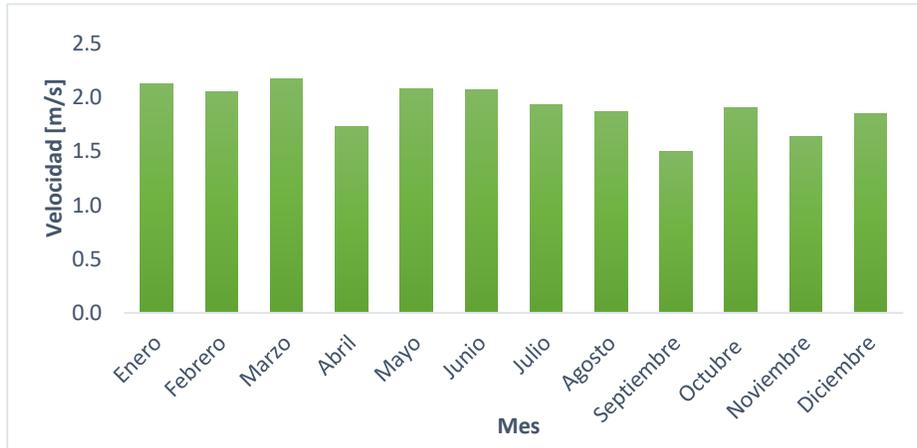


Ilustración 25: Velocidad promedio del viento por mes

Fuente: Elaboración propia, Datos Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés

En la ilustración 25, se muestran las velocidades de viento promedio en cada mes a la altura del anemómetro. El mes con mayor velocidad promedio es marzo, con 2.17 [m/s], y el mes con menor velocidad promedio es septiembre con 1.49 [m/s]

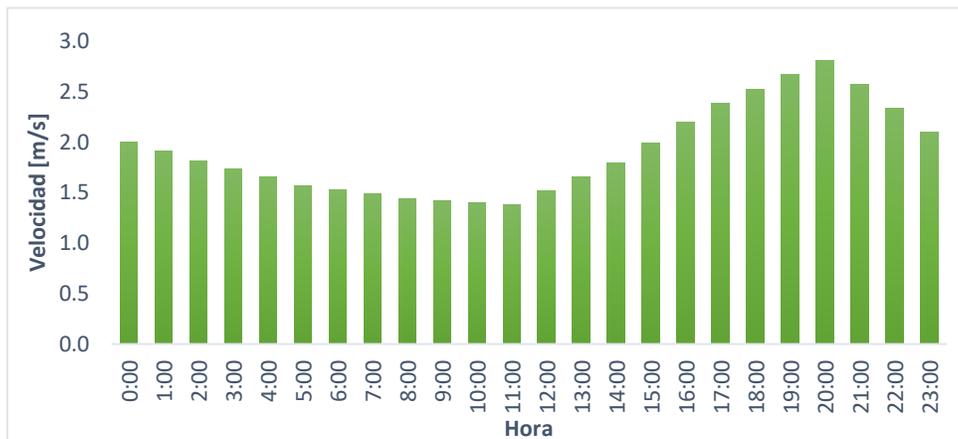


Ilustración 26: Velocidad promedio del viento por hora

Fuente: Elaboración propia, Datos Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés

En la ilustración 26, se muestran las velocidades de viento promedio por hora a la altura del anemómetro. La hora con mayor velocidad promedio es a las 8:00 p.m., con 2.80 [m/s], y la hora con menor velocidad promedio es a las 11:00 a.m. con 1.37 [m/s].

Esta información es ingresada a la herramienta HOMER Grid. Para la variación de la velocidad con la altura se utiliza la ley logarítmica y el programa ofrece una tabla de coeficientes de rugosidad dependiendo del tipo de terreno.

Tabla 9: Coeficientes de rugosidad según superficie

Tipo de superficie	Coefficiente de rugosidad
Muy lisas, hielo o lodo	0.00001
Mar abierto calmado	0.0002
Mar ventoso	0.0005
Nieve	0.003
Césped	0.008
Pastos accidentados	0.010
Campo en barbecho	0.03
Cultivos	0.05
Pocos arboles	0.10
Muchos árboles, pocos edificios	0.25
Bosque	0.5
Suburbios	1.5
Centro de ciudad, edificios altos	3.0

Fuente: (HOMER Energy, 2020)

Para la investigación es cuestión se utilizó un coeficiente de 3.0, ya que la zona de las viviendas es en el centro de una ciudad.

5.2.2.2. *Temperatura del aire*

La temperatura está relacionada con la densidad del aire, al aumentar la temperatura, la densidad disminuye. Menos densidad de aire significa menor masa de aire, por lo que la turbina gira menos y se reduce la producción de energía eléctrica. Los datos de temperatura del aire son organizados por meses del año y por hora. Esta información también es ingresada a la herramienta HOMER Grid. La temperatura del aire más alta registrada en el tiempo de medición fue de 35.73 [°C] y la más baja fue de 16.42 [°C].



Ilustración 27: Temperatura promedio del aire por mes

Fuente: Elaboración propia, Datos Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés

En la ilustración 27, se muestran las temperaturas promedio del aire en cada mes. El mes con la temperatura promedio más alta es junio, con 27.97 [°C], y el mes con la temperatura promedio más baja es enero con 23.17 [°C].

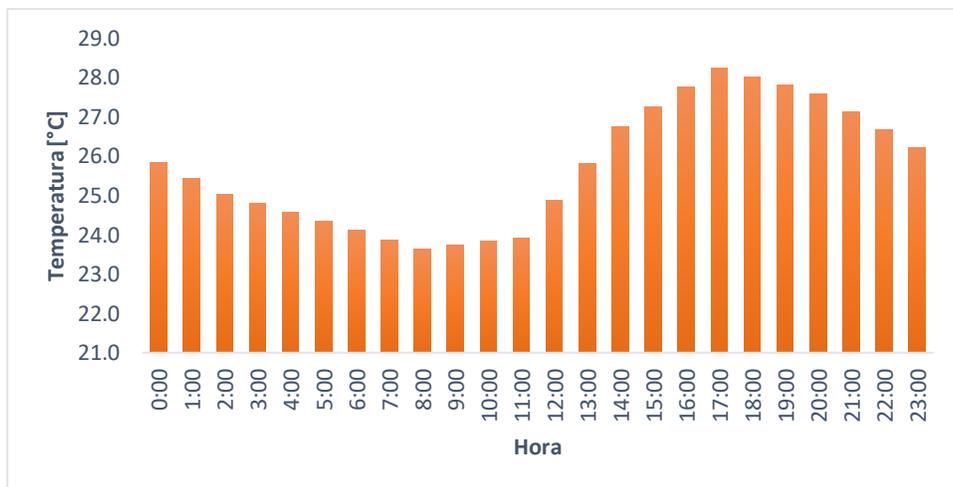


Ilustración 28: Temperatura promedio del aire por hora

Fuente: Elaboración propia, Datos Unidad de Gestión Ambiental de Puerto Cortés

En la ilustración 28, se muestran las temperaturas promedio del aire por hora. La hora con la temperatura promedio más alta es a las 5:00 p.m., con 28.23 [°C], y la hora con la temperatura promedio más baja es a las 8:00 a.m. con 23.64 [°C].

5.2.3. SISTEMA EÓLICO

En este apartado se describe el proceso para la elección del aerogenerador de pequeña escala a utilizar para la investigación.

5.2.3.1. Modelos de aerogeneradores

Para la elaboración de las simulaciones de generación de energía se analizaron diez modelos de turbinas eólicas de pequeña escala entre una potencia instalada de 1 [kW] y 5 [kW], tanto de eje vertical como de eje horizontal.

Tabla 10: Datos técnicos de turbinas eólicas

Modelo	Fabricante	País	Tipo de eje	Número de aspas	Potencia [kW]	Velocidad de arranque [m/s]	Velocidad de corte [m/s]	Área de barrido [m ²]	Vida útil [años]
E70PRO	Enair	España	HAWT	3	5	2	21	14.5	20
E30PRO	Enair	España	HAWT	3	3	2	20	11.34	20
HY5-AD5.6	Zhejiang Huaying	China	HAWT	3	5	3	25	24.6	20
Fortis Passaat	Fortis	Holanda	HAWT	3	1.4	2.5	25	7.65	20
Fortis Montana	Fortis	Holanda	HAWT	3	5	2.5	25	19.63	20
Aeolos-V 1 kW	Aeolos	Dinamarca	VAWT	3	1	2	15	3.2	20
Aeolos-V 3 kW	Aeolos	Dinamarca	VAWT	3	3	2.5	15	7.1	20
Aeolos-V 5 kW	Aeolos	Dinamarca	VAWT	3	5	2.5	15	22.26	20
Skyline SL-30	En-Eco	Italia	VAWT	3	3	2	16	11.2	20
UGE-4k	Urban green energy	Reino Unido	VAWT	3	4	1.5	20	13.8	20

Fuente: Elaboración propia, Datos de hojas técnicas de turbinas

En la tabla 10, se muestran los principales parámetros técnicos de las turbinas que fueron seleccionadas para la investigación.

5.2.3.2. Energía generada

Para calcular la energía generada de cada turbina se considera una altura de 12 [m]. Se tomó una altura que sea lo suficientemente elevada para que la turbina no fuera obstruida

por objetos como casas o árboles y para poder aprovechar mejor el recurso eólico, y al mismo tiempo cuidando que no sea extremadamente alta para evitar que ocasione contaminación visual.

Tabla 11: Generación de energía de turbinas eólicas

Modelo	Potencia [kW]	Energía generada [kWh/año]	Factor de planta [%]
E70PRO	5	5,525	12.61
E30PRO	3	3,024	11.51
HY5-AD5.6	5	5,326	12.16
Fortis Passaat	1.4	1,048	8.55
Fortis Montana	5	3,743	8.55
Aeolos-V 1 kW	1	1,267	14.46
Aeolos-V 3 kW	3	4,484	17.06
Aeolos-V 5 kW	5	8,444	19.28
Skyline SL-30	3	3,074	11.70
UGE-4k	4	3782	10.79

Fuente: Elaboración propia, Datos (HOMER Energy, 2020)

En la tabla 11, se muestra la energía generada y el factor de planta para las turbinas seleccionadas. El factor de planta promedio para aerogeneradores de pequeña escala es de 17%, y este puede variar dentro de un rango de 2% a 36%, dependiendo de la ubicación del proyecto (U.S. Department of Energy, 2018). El factor de planta promedio obtenido para aerogeneradores en la península este del municipio de Puerto Cortés es de 12.67%, que el porcentaje sea más bajo que el promedio se debe principalmente a que las velocidades promedio en la zona no son muy elevadas.

5.2.3.3. Costo del equipo

El equipo que comprende el sistema eólico es un aerogenerador, un controlador e inversor para sistemas conectados a la red y una torre de un solo poste.

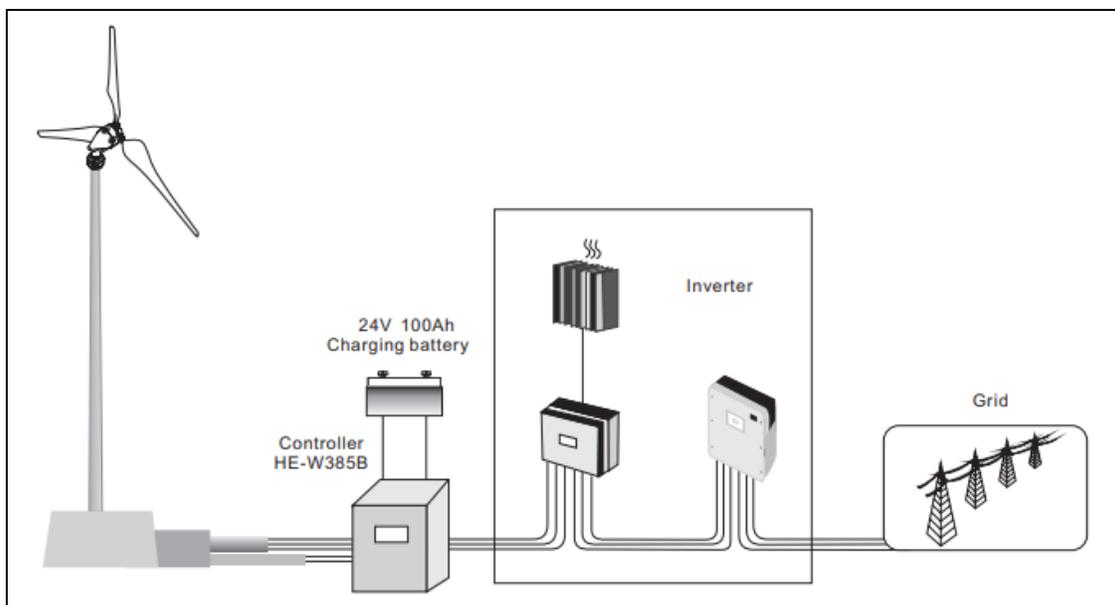


Ilustración 29: Instalación de aerogenerador de pequeña escala conectado a la red

Fuente: (Hopeful Wind Energy Technology Co., Ltd., 2014)

En la ilustración 29, se muestra el esquema del equipo necesario para la instalación de este tipo de turbina conectado a la red, incluyendo baterías, las cuales no se evalúan en la presente investigación.

Tabla 12: Costo de equipo por potencia instalada

Modelo	Potencia instalada [kW]	Costo de equipo [\$]	Costo de equipo por potencia instalada [\$/kW]
E70PRO	5	16,077.50	3,215.50
E30PRO	3	13,110.00	4,370.00
HY5-AD5.6	5	9,925.00	1,985.00
Fortis Passaat	1.4	6,755.93	4,825.67
Fortis Montana	5	18,166.95	3,633.39
Aeolos-V 1 kW	1	6,990.00	6,990.00
Aeolos-V 3 kW	3	10,860.00	3,620.00
Aeolos-V 5 kW	5	18,410.00	3,682.00
Skyline SL-30	3	5,428.00	1,809.33
UGE-4k	4	9,864.80	2,466.20

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 12, se muestra el costo total del equipo incluyendo la turbina, el controlador, el inversor y la torre. También se muestra el costo por potencia instalada.

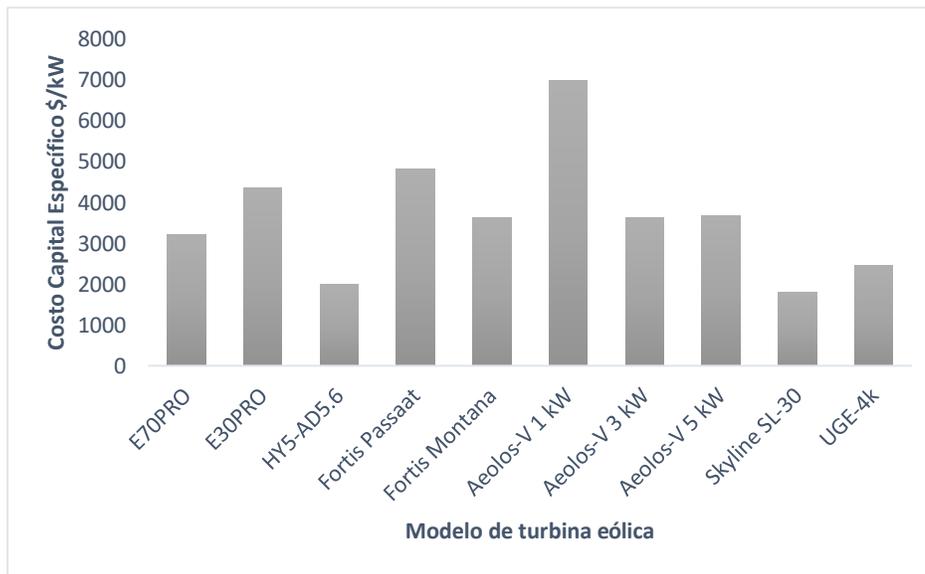


Ilustración 30: Costo de equipo de sistema eólico por potencia instalada

Fuente: Elaboración propia

En la ilustración 30, se muestra el costo de equipo de equipo por potencia instalada, el cual tiende a disminuir con el aumento de capacidad instalada.

5.2.3.4. Matriz de decisión de aerogenerador

Se utiliza una matriz de decisión para la elección del aerogenerador a utilizar. Se evalúa la potencia del aerogenerador, el tipo de eje, el costo del equipo, el factor de planta, la vida útil y el estado de la empresa.

Tabla 13: Matriz de decisión para aerogenerador

Variable	E70PRO		E30PRO		HY5-AD5.6		Fortis Passaat		Fortis Montana	
Potencia [kW]	2	5	2	3	2	5	1	1.4	2	5
Tipo de eje	1	HAWT	1	HAWT	1	HAWT	1	HAWT	1	HAWT
Costo de equipo [\$/kW]	2	3,215.50	1	4,370.00	4	1,985.00	1	4,825.67	2	3,633,39
Factor de planta [%]	2	12.61	2	11.51	2	12.16	1	8.55	1	8.55
Vida útil [años]	2	20	2	20	2	20	2	20	2	20
Empresa	2	Muy buena	2	Muy buena	1	Buena	2	Muy buena	2	Muy buena
TOTAL		11		10		12		8		10

Variable	Aeolos-V 1 kW		Aeolos-V 3 kW		Aeolos-V 5 kW		Skyline SL-30		UGE-4k	
Potencia [kW]	1	1	2	3	2	5	2	3	2	4
Tipo de eje	2	VAWT	2	VAWT	2	VAWT	2	VAWT	2	VAWT
Costo de equipo [\$/kW]	1	6,990.00	2	3,620.00	2	3,682.00	4	1,809.33	3	2,466.20
Factor de planta [%]	3	14.46	3	17.06	3	19.28	2	11.49	2	10.79
Vida útil [años]	2	20	2	20	2	20	2	20	2	20
Empresa	2	Muy buena	1	Buena						
TOTAL	11		13		13		14		12	

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 13, se muestra la matriz de decisión realizada para la elección del aerogenerador a utilizar. Para la potencia del aerogenerador se prefiere una potencia instalada igual o mayor a 3 kW debido a que el costo del equipo tiende a reducirse con el aumento de la capacidad instalada y para que pueda cubrir mejor las demandas más elevadas. Se prefiere un aerogenerador de eje vertical sobre un aerogenerador de eje horizontal ya que los de eje vertical son más adecuados para entornos urbanos debido a que en el área urbana hay más turbulencias y este tipo de aerogenerador tiene la ventaja de producir electricidad en cualquier dirección del viento. También poseen la ventaja de tener baja emisión de ruido y un impacto bajo en las aves. El costo del equipo es un factor crucial ya que representa el mayor porcentaje de la inversión, afectando en gran medida la rentabilidad del proyecto. El factor de planta también es un factor importante para determinar si el proyecto es rentable. La vida útil también es un factor a tomar en cuenta debido a que entre más larga sea, se podrá aprovechar por más tiempo la inversión inicial. Por último, se evalúa la calidad de la empresa fabricante del aerogenerador. Tomando en cuenta estos factores, se decide utilizar el aerogenerador Skyline SL-30 del fabricante En-Eco para el desarrollo de la investigación. En Anexo 1 se encuentra la ficha técnica del aerogenerador y en Anexo 2 la ficha técnica del inversor.

5.2.4. ENERGÍA APROVECHADA

Con la herramienta HOMER Grid se obtuvo la generación de energía eléctrica del primer año para la turbina eólica Skyline SL-30, instalada a una altura de torre de 12 [m], la cual fue de 3,074 [kWh] para el primer año. Para la proyección de la energía generada a lo largo de la

vida útil del sistema se toma una degradación del factor de planta de 0.118 [%/año] (Shin & Ko, 2017). Sin embargo, no toda la energía producida por el sistema eólico es aprovechada por la vivienda. Como fue mencionado anteriormente, se simularon escenarios con consumos de 8.33, 16.67 y 25 [kWh] al día, correspondientes a un consumo mensual de 250, 500 y 750 [kWh] respectivamente, ver Anexo 3.

Tabla 14: Energía aprovechada por el sistema eólico

Consumo al día [kWh]	Energía suplida por el sistema eólico [%]	Energía proveniente de la red [%]	Excedentes [%]
8.33	74.0	26.0	15.9
16.67	46.4	53.6	3.77
25	32.4	67.6	1.56

Fuente: Elaboración propia, Datos (HOMER Energy, 2020)

En la tabla 14, se muestra el porcentaje de energía consumida por la vivienda que es suplido por el sistema eólico y por la red eléctrica nacional. Asimismo, se muestra el porcentaje de excedentes, el cual es importante tomar en cuenta para evitar un sistema sobredimensionado.

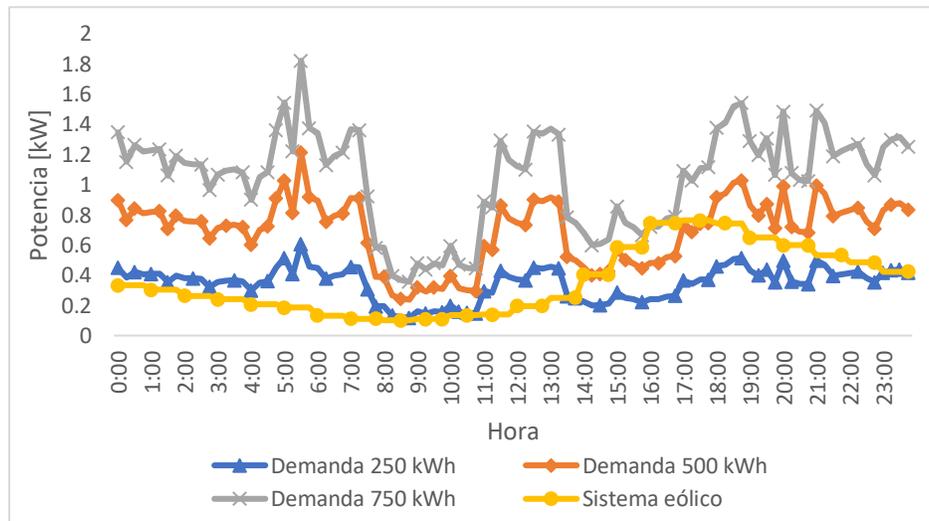


Ilustración 31: Grafica de producción de sistema eólico

Fuente: Elaboración propia, (HOMER Energy, 2020)

En la ilustración 31, se muestra la producción del sistema eólico propuesto durante un día y como logra cubrir parte de las demandas mensuales seleccionadas.

5.2.5. ÁREA PARA EL MONTAJE

El área necesaria para el montaje del sistema es un área circular del mismo radio que la altura de la torre del aerogenerador (Bortolini, Graziani, Manzini, & Pilati, 2014). Dado que la torre estará a una altura de 12 [m], el área necesaria para el montaje se calcula con la ecuación del área de un círculo.

$$A = \pi r^2 = \pi(12)^2 = 453$$

Ecuación 13: Área necesaria para el montaje

Donde:

r: altura de la torre

De acuerdo a la ecuación 13, el área mínima necesaria para el montaje del sistema eólico es de 453 [m²].

5.3. ANÁLISIS FINANCIERO

En el siguiente apartado se muestran los resultados del análisis de financiero realizado para la investigación, en el cual se desarrollan los parámetros de entrada y se describen los parámetros de salida obtenidos.

5.3.1. PARÁMETROS DE ENTRADA

Los parámetros de entrada son las variables tomadas en cuenta para elaborar el análisis financiero del proyecto.

5.3.1.1. Tarifa de energía eléctrica

La tarifa eléctrica con la que se calcula el ahorro para el primer año y se compara el LCOE del proyecto es la tarifa residencial para consumos mayores a 50 [kWh] de enero del 2020, 5.2164 [L/kWh], debido a que es la tarifa más reciente previo a la pandemia, ya que este suceso ocasionó comportamientos atípicos en el sector eléctrico mundial.

Tabla 15: Incremento anual de tarifa eléctrica en Honduras

Año	Tarifa promedio para consumos mayores a 50 kWh [L/kWh]	Incremento anual [%]
2015	3.5978	
2016	3.6051	0.20
2017	3.9214	8.77
2018	4.2190	7.59
2019	5.0459	19.60

Fuente: Elaboración propia, Datos (CREE, 2020)

En la tabla 15, se muestra el porcentaje del incremento anual de la tarifa de energía eléctrica en el país desde el 2015 hasta el 2019. En promedio, ha tenido un crecimiento anual de 9.04%, valor que será utilizado para elaborar el análisis financiero.

5.3.1.2. Inversión inicial

La inversión inicial del proyecto incluye la compra del equipo, los materiales para la instalación del sistema, la mano de obra, el transporte y logística, los gastos de ingeniería y la conexión a la red.

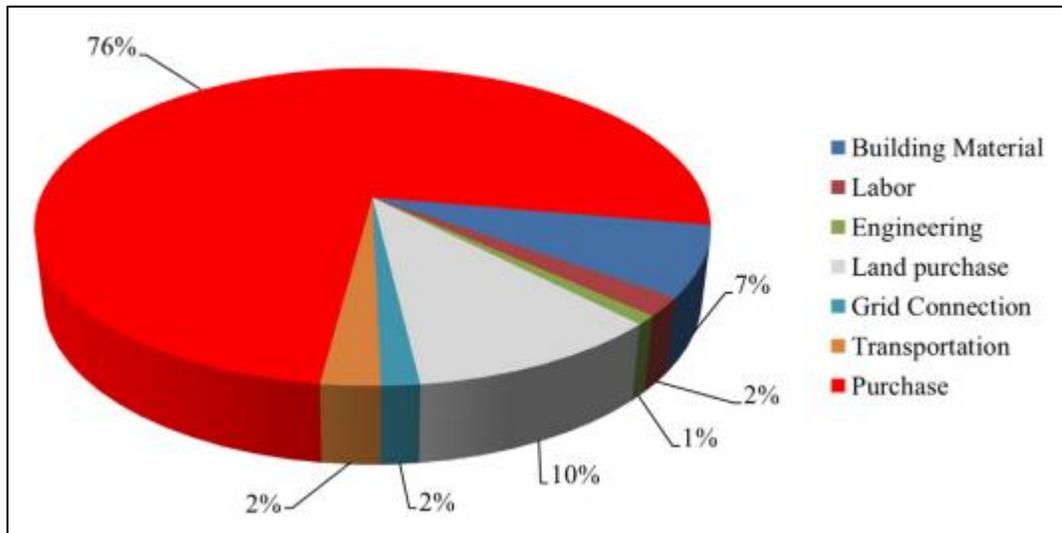


Ilustración 32: Distribución de costos de inversión para aerogeneradores de pequeña escala

Fuente: (Bortolini, Graziani, Manzini, & Pilati, 2014)

En la ilustración 32, se muestra la distribución de costos de inversión inicial para turbinas eólicas de pequeña escala en la Unión Europea. Estos porcentajes serán utilizados para calcular

algunos de los costos que comprenden la inversión del sistema, excluyendo la compra de terreno ya que el estudio en cuestión es para residencias ya establecidas.

5.3.2.1.1. Compra del sistema eólico

El sistema eólico está conformado por un aerogenerador, un controlador e inversor para un sistema conectado a la red y una torre. El precio del sistema incluyendo el aerogenerador, controlador, inversor y una torre de 8 [m] es de 1,280 [€/kW] (Bortolini, Graziani, Manzini, & Pilati, 2014). Se consideró la extensión de una torre de 4 [m], la cual tiene un costo de €760.00 (Enair, 2020). Ya que la turbina es de 3 [kW] el costo total del sistema eólico es de €4,600.00, equivalente a \$5,428.00. Según la ilustración 31, representa el 76% de la inversión total y de este monto se calcularán los valores para el resto del proyecto.

5.3.2.1.2. Transporte

Ya que el fabricante del equipo es de Italia, el transporte del mismo es por vía marítima. El costo del transporte fue cotizado en iContainers, quienes ofrecen tarifas de transporte marítimo al instante. La salida del equipo se tomó del puerto de Genoa, Italia al puerto del municipio de Puerto Cortés. La página ofrece la opción de contenedor compartido o contenedor completo, debido al tamaño del equipo se necesita un contenedor completo. Se cotizó un contenedor de 20 [pies] en \$931.36 y tarda un tiempo estimado de 27 días en llegar al puerto del municipio (iContainers, 2020).

5.3.2.1.3. Materiales

Este representa el costo de la compra de los materiales requeridos para la instalación de la turbina al igual que la base donde irá colocada. Representa un 6% de la inversión, lo cual es equivalente a \$438.53.

5.3.2.1.4. Mano de obra

Los costos de mano de obra se componen por los salarios de los trabajadores involucrados en la instalación del proyecto y la renta de la grúa necesaria para el montaje. Representa un 2% de la inversión, equivalente a \$142.84.

5.3.2.1.5. Ingeniería

El gasto de ingeniería incluye el estudio preliminar del proyecto, el cual representa un 1% de la inversión, equivalente a \$71.42.

5.3.2.1.6. Conexión a la red

El costo de conexión a la red se compone del costo de cables y sistema de control, represente un 2% de la inversión, lo cual equivale a \$142.84.

5.3.2.1.7. Inversión total

Conforme a los costos descritos, la inversión inicial del proyecto es de \$7,145.00, lo cual representa un costo de capital específico de 2,381.67 [\$/kW]. A continuación, se presenta la división de los costos para este proyecto.

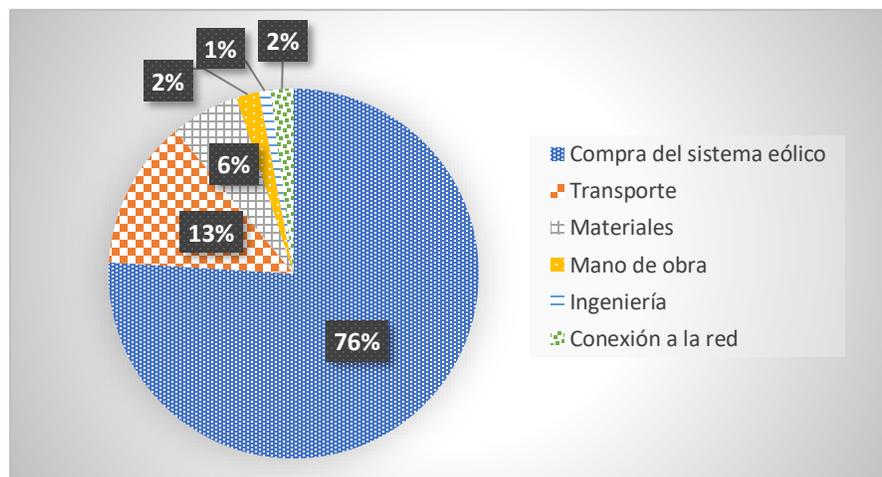


Ilustración 33: Distribución de costos de inversión para el proyecto

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16: Resumen de inversión inicial del proyecto

Categoría	Costo [\$]
Compra del sistema eólico	5,428.00
Transporte	931.36
Materiales para instalación	428.53
Mano de obra	142.84
Ingeniería	71.42
Conexión a la red	142.84
Total	7,145.00

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 16, se presenta un resumen de la inversión inicial del sistema eólico, dividido en las categorías descritas anteriormente.

5.3.1.3. Operación y mantenimiento

La operación y mantenimiento del sistema se realiza para asegurar el correcto funcionamiento del mismo y por posibles fallas en el sistema. El costo de operación y mantenimiento se asume a ser igual al 2% del costo de la compra del sistema eólico, para el proyecto representa \$108.56 para el primer año de vida útil (Bortolini, Graziani, Manzini, & Pilati, 2014)

5.3.1.4. Financiamiento

La información sobre el financiamiento se obtuvo de la subgerenta de negocios del banco Banpaís. Banpaís cuenta con un préstamo llamado “BP vivienda eficiente” el cual incluye financiamiento de proyectos como sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo, instalación de domos solares, compra de electrodomésticos y equipo energéticamente eficiente, cambio de puertas y ventanas a vidrio de doble acristalamiento, etc. Los proyectos eólicos para autoconsumo a nivel residencial actualmente no se encuentran en el listado de proyectos que cubre el préstamo ya que es una tecnología que aún no se ha implementado en el país, sin embargo, en un futuro este tipo de proyecto entraría en el préstamo de “BP vivienda eficiente”. El monto mínimo para aplicar a este préstamo es de L. 20,000.00 y el monto máximo es de L. 600,000.00. El financiamiento de los proyectos puede ser de hasta el 100%, esto dependerá del flujo de caja de quien solicite el préstamo. El plazo del préstamo es de máximo 5 años y son cuotas mensuales. La tasa de interés para el préstamo es del 19%.

Tabla 17: Plan de inversión del proyecto

Fuente	Aportación [%]	Monto [\$]
Préstamo bancario	70	6,073.25
Fondos propios	30	1,071.75
Inversión total		7,145.00

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 17, se plantea el financiamiento para el proyecto para este escenario. La aportación bancaria es de un 70% y el préstamo será pagado en 5 años con pagos mensuales. La tasa de interés de fondos propios utilizada para moneda extranjera es del 7.97% (Banco Central de Honduras, 2020).

Para calcular la cuota nivelada mensual para pagar la deuda se utiliza el factor de recuperación de capital, o *CRF* por sus siglas en inglés *Capital Recovery Factor*, con la cual se calcula los pagos iguales requeridos para amortizar un préstamo (Unión Ganadera Regional de Jalisco, 2020).

$$CRF = \frac{\frac{i}{n} \left(1 + \frac{i}{n}\right)^{N*n}}{\left(1 + \frac{i}{n}\right)^{N*n} - 1}$$

Ecuación 14: Cálculo de CRF

Donde:

i: tasa de interés del préstamo

N: plazo del préstamo

n: número de pagos por año

Aplicando la ecuación 14, con una tasa de interés del préstamo del 19%, 5 años de préstamo y 12 pagos al año, se obtiene un CRF de 0.0259. Al multiplicar este valor por la cantidad de capital financiada por el banco se obtiene una cuota nivelada de \$129.74 al mes, equivalente a un pago anual de \$1,556.90.

Tabla 18: Parámetros de entrada de análisis financiero

Capacidad instalada [kW]	3.0
Energía generada el primer año [kWh]	3,074
Factor de planta [%]	11.70
Degradación anual de factor de planta [%]	0.118
Costo de capital específico [\$/kW]	2381.67
Cambio dólar a lempira	24.72
Tarifa de energía eléctrica primer año [L/kWh]	5.2164
Tarifa de energía eléctrica primer año [\$/kWh]	0.211
Incremento anual de la tarifa eléctrica [%]	9.04%
Consumo mensual [%]	250, 500, 750
Porcentaje de excedentes [%]	15.9, 3.77, 1.56

Crecimiento anual de consumo [%]	1.36
Tasa de inflación [%]	1.50
Costo anual por O&M [\$/kW]	108.56
Inversión total [\$]	7145
Inversión fondos propios [%]	30
Inversión fondos propios [\$]	2,143.50
Tasa de interés fondos propios [%]	7.97
Deuda del proyecto [%]	70
Deuda del proyecto [\$]	5,001.50
Tasa de interés préstamo [%]	19
Plazo de préstamo [años]	5
CRF [-]	0.0259
Cuota nivelada mensual	129.74
Vida útil del proyecto [años]	20

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 18, se muestra recopilada la información de los parámetros de entrada utilizados para la elaboración del análisis financiero del sistema eólico propuesto.

5.3.2. PARÁMETROS DE SALIDA

En este apartado se detallan los parámetros de salida obtenidos en el análisis financiero de la investigación. Se realizó un análisis sin financiamiento y con financiamiento.

5.3.2.1. Ahorros

Los ahorros por autoconsumo representan la reducción en las facturas de energía eléctrica, ya que parte de la demanda es cubierta por el sistema eólico. En la tabla a continuación se presentan los ahorros por autoconsumo anuales para los consumos mensuales de 250, 500 y 750 [kWh].

Tabla 19: Ahorros por autoconsumo según consumo eléctrico mensual

Año	Ahorro con consumo mensual de 250 kWh [\$]	Ahorro con consumo mensual de 500 kWh [\$]	Ahorro con consumo mensual de 750 kWh [\$]
1	545.53	624.22	638.55
2	590.95	673.88	691.36
3	637.81	729.47	746.17
4	688.30	787.23	805.25
5	742.72	849.46	868.91
6	801.35	916.52	937.50
7	864.51	988.75	1,011.39
8	932.53	1,066.56	1,090.98

Año	Ahorro con consumo mensual de 250 kWh [\$]	Ahorro con consumo mensual de 500 kWh [\$]	Ahorro con consumo mensual de 750 kWh [\$]
9	1,005.80	1,150.35	1,176.69
10	1,084.69	1,240.58	1,268.98
11	1,169.62	1,337.72	1,368.35
12	1,261.05	1,442.28	1,475.30
13	1,359.44	1,554.82	1,590.42
14	1,465.32	1,675.92	1,714.29
15	1,579.23	1,806.20	1,847.55
16	1,701.77	1,946.35	1,990.91
17	1,833.55	2,097.07	2,145.08
18	1,975.25	2,259.14	2,310.86
19	2,127.59	2,433.37	2,489.08
20	2,291.33	2,620.64	2,680.64

Fuente: Elaboración propia

5.3.2.2. *Análisis sin financiamiento*

En el análisis sin financiamiento, toda la inversión proviene de fondos propios. En la tabla 20 a continuación se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 20: Parámetros de salida sin financiamiento

Parámetro	Resultado con 250 [kWh/mes]	Resultado con 500 [kWh/mes]	Resultado con 750 [kWh/mes]
Periodo de recuperación [años]	11.04	9.22	9.06
VAN [\$]	1,492.32	2,956.50	3,223.26
TIR [%]	9.97	11.76	12.07
ROI [%]	21	41	45
LCOE [\$/kWh]	0.189	0.189	0.189

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 20, se muestran los resultados obtenidos del análisis financiero sin financiamiento. El LCOE para este escenario es menor a la tarifa de enero del 2020, la cual es de 0.211 [\$/kW].

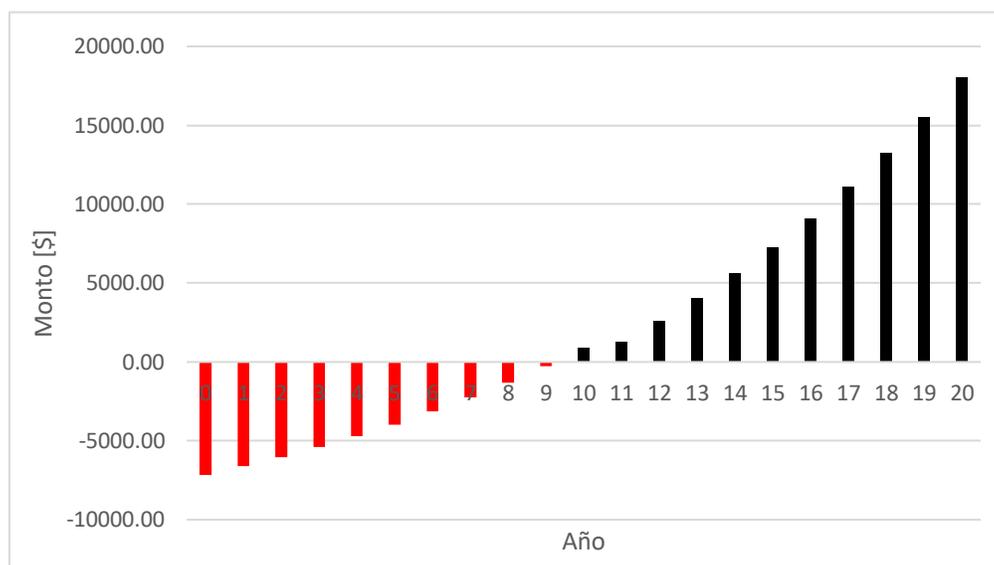


Ilustración 34: Periodo de recuperación sin financiamiento para consumo mensual de 500 [kWh]

Fuente: Elaboración propia

Tabla 21: Costo beneficio sin financiamiento

Parámetro	Resultado con 250 [kWh/mes]	Resultado con 500 [kWh/mes]	Resultado con 750 [kWh/mes]
VAI [\$]	8,637.32	10,101.50	10,368.26
VAC [\$]	7,145.00	7,145.00	7,145.00
B/C	1.21	1.41	1.45

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 21, se muestra el costo beneficio del proyecto sin financiamiento, el cual es mayor a 1 para los tres escenarios, lo que indicando que los beneficios son mayores a los costos. Ver Anexo 4, 5 y 6.

5.3.2.2. Análisis con financiamiento

En el análisis con financiamiento, un porcentaje de la inversión proviene de fondos propios y otro porcentaje es financiado por un banco. Con los parámetros descritos en el apartado de financiamiento se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 22: Parámetros de salida con financiamiento

Parámetro	Resultado con 250 [kWh/mes]	Resultado con 500 [kWh/mes]	Resultado con 750 [kWh/mes]
Periodo de recuperación [años]	13.33	12.12	11.93
VAN [\$]	272.66	1,736.83	2,003.59
TIR [%]	8.38	10.50	10.87
ROI [%]	13	81	93
LCOE [\$/kWh]	0.239	0.239	0.239

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 22, se muestran los resultados obtenidos del análisis financiero con financiamiento. El LCOE para este escenario es mayor a la tarifa de enero del 2020, la cual es de 0.211 [\$/kW], sin embargo, el proyecto resulta rentable con los tres consumos mensuales considerados.

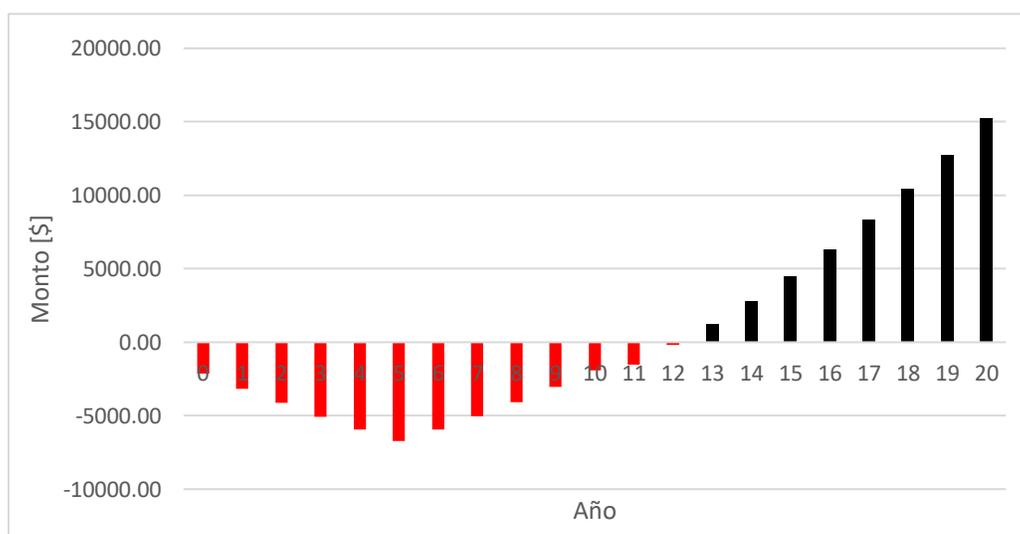


Ilustración 35: Periodo de recuperación con financiamiento para consumo de 500 [kWh] mensual

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23: Costo beneficio con financiamiento

Parámetro	Resultado con 250 [kWh/mes]	Resultado con 500 [kWh/mes]	Resultado con 750 [kWh/mes]
VAI [\$]	2,416.16	3,880.33	4,147.09
VAC [\$]	2,143.50	2,143.50	2,143.50
B/C	1.13	1.81	1.93

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 23, se muestra el costo beneficio del proyecto con financiamiento, el cual es mayor a 1 para los tres escenarios. Con el escenario con financiamiento los periodos de retorno son más elevados, pero se obtienen mejores relaciones de costo beneficio que con el escenario sin financiamiento. Ver Anexo 7, 8 y 9.

Cabe resaltar que a pesar de que el costo beneficio para un consumo mensual de 250 [kWh] es mayor a "1", los excedentes de producción son de 15.9% con el aerogenerador seleccionado de 3 [kW], por lo que el sistema propuesto se considera óptimo para consumos mensuales mayores a 500 [kWh].

VI. CONCLUSIONES

A continuación, se detallan las conclusiones de la investigación con base a resultados obtenidos en el capítulo V.

1. Con los resultados financieros obtenidos se rechaza la hipótesis nula, ya que el costo beneficio resultante es mayor a "1" para todos los escenarios analizados, por lo que es rentable implementar un sistema eólico consistente de un aerogenerador de eje vertical de pequeña escala de 3 [kW] para suplir un porcentaje de la demanda de una residencia ubicada en la península este de Puerto Cortés.
2. La razón costo beneficio del proyecto es mayor para los escenarios con financiamiento debido a que se aporta menos capital de inversión de fondos propios. En la actualidad existe un préstamo en Honduras que está dirigido específicamente para que las viviendas se vuelvan energéticamente eficientes.
3. El consumo mínimo mensual para que el proyecto sea óptimo es de 500 [kWh], debido a que se obtiene un porcentaje de excedentes de producción de únicamente 3.77% y el sistema eólico propuesto es capaz de suplir un 46.4% de la demanda energética.
4. El costo de desarrollo del proyecto es de 0.189 [\$/kWh] para el estudio sin financiamiento y de 0.239 [\$/kWh] para el estudio con financiamiento, el cual es superior al precio de energía ofrecido por la red en enero del 2020, 0.211 [\$/kWh]. Se prevé que con el aumento de la tarifa eléctrica el precio de energía de la red será mayor al LCOE del sistema eólico con financiamiento.
5. El área necesaria para el montaje del sistema debe de ser de mínimo 453 m².

VII. RECOMENDACIONES

Basándose en las conclusiones enumeradas, se presentan las siguientes recomendaciones.

1. Al obtener un costo beneficio mayor a "1", se recomienda la implementación del sistema eólico propuesto para residencias ubicadas en el municipio de Puerto Cortés cuya demanda es principalmente en las horas de la noche debido a que es cuando el sistema alcanza su mayor producción.
2. Se recomienda optar por un préstamo para el financiamiento del proyecto debido que se obtiene una mejor relación costo beneficio.
3. Con la turbina eólica seleccionada, se recomienda tener un consumo mensual mínimo de 500 [kWh] para la implementación de un sistema de generación óptimo.
4. Se recomienda realizar estudios de rentabilidad en localizaciones con mayores velocidades de viento promedio para generar más energía eléctrica con la inversión y de esta manera reducir el LCOE del proyecto.
5. Para la instalación del proyecto se recomienda contar con un área de mínimo 453 m² para el funcionamiento adecuado de la turbina eólica.

BIBLIOGRAFÍA

- Alcaldía Municipal de Puerto Cortés.* (2019). Obtenido de Noticias Medio Ambiente:
<https://ampuertocortes.hn/2019/08/06/hemos-instalado-tres-estaciones-meteorologicas-en-lugares-estrategicos-del-municipio/>
- Alcaldía Municipal de Puerto Cortés.* (2020). Obtenido de Mapa de sectores del municipio:
ampuertocortes.hn/inicio/mapastematicos/#mapas|2
- Alvarado Verdín, V. M. (2016). *Ingeniería de costos*. México.
- Baca Urbina, G. (2008). *Evaluación de proyectos*. McGraw Hill.
- Baca Urbina, G., & Marcelino Aranda, M. (2016). *Ingeniería Financiera*. México.
- Banco Central de Honduras.* (2020). Obtenido de Tasas de interés:
https://www.bch.hn/tasas_interes.php
- Banco Mundial.* (2014). Obtenido de Electric power consumption (kWh per capita) - Honduras:
<https://data.worldbank.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=HN>
- Banco Mundial.* (2016). Obtenido de Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en la Red Eléctrica de Honduras:
<http://documents1.worldbank.org/curated/pt/272301552472345421/pdf/An-lisis-Tcnico-y-Econ-mico-de-M-xima-Penetraci-n-de-Energ-a-E-lica-y-Solar-en-la-Red-El-ctrica-de-Honduras.pdf>
- Banco Mundial.* (2020). Obtenido de Inflación, precios al consumidor (% anual):
<https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?end=2019&locations=HN-1W&start=2000>
- Barragán , A. (2014). Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo. *Revista Técnica "energía"*.
- Bortolini, M., Graziani, A., Manzini, R., & Pilati, F. (2014). *Performance and viability analysis of small wind turbines in the European Union*. Obtenido de
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148113004059>

- Centro de Estudios Ambientales de Honduras*. (2005). Obtenido de Mapa de barrios ciudad de Puerto Cortés: <http://ordenamientoterritorial.hn/29ciudades/jpgs/puertocortes/barriospuertocortes.jpg>
- CREE*. (2020). Obtenido de Historico de tarifas por energia: <https://www.cree.gob.hn/historial-de-tarifas/>
- De La Hoz, B., Uzcátegui, S., Borges, J., & Velazco, A. (2008). La inflación como factor distorsionante de la información financiera. *Revista Venezolana de Gerencia*.
- Enair*. (2020). Obtenido de <https://www.enair.es/es/aerogeneradores/precios>
- ENEE*. (2018). Obtenido de Proyección de demanda energía eléctrica 2019-2033: <http://enee.hn/planificacion/2019/PROYECCION%20DE%20LA%20DEMANDA%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA%202019-2033.pdf>
- ENEE*. (2020). Obtenido de Boletín estadístico 2020: <http://www.enee.hn/planificacion/2020/Junio/1%20Boletin%20Estadistico%20ENERO%202020.pdf>
- Figuel, T. (2012). *Small and Distributed Wind Energy in Argentina: Barriers and Development Strategies*. Obtenido de <https://lup.lub.lu.se/student-papers/search/publication/3126064>
- Google Earth*. (2020). Obtenido de https://www.google.com/intl/es-419_ALL/earth/
- GovTribe*. (2014). Obtenido de Award of Solicitation W912CL-14-R-0029, 50KW Hybrid Renewable System Caratasca Operation Center, Catarasca, Honduras: <https://govtribe.com/opportunity/federal-contract-opportunity/award-of-solicitation-w912cl-14-r-0029-50kw-hybrid-renewable-system-caratasca-operation-center-catarasca-honduras-w912cl14r0029#updates-table>
- Grieser, B., Sunak, Y., & Madlener, R. (2015). *Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for Germany*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115000154>
- Gsänger, S., & Pitteloud, J.-D. (2017). *Small Wind World Report*. WWEA.

- Heagle, A., Naterer, G. F., & Pope, K. (2011). *Small wind turbine energy policies for residential and small business usage in Ontario, Canada*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421511000383#!>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2010). *Metodología de la investigación* (Quinta edición ed.). México D.F.: McGraw-Hill. Recuperado el 29 de julio de 2020
- Herrera Castellanos, M. (2011). *Fórmula para cálculo de la muestra poblaciones finitas*. Obtenido de <https://investigacionpediahr.files.wordpress.com/2011/01/formula-para-cc3a1lculo-de-la-muestra-poblaciones-finitas-var-categorica.pdf>
- HOMER Energy. (2020). Obtenido de <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/index.html>
- Hopeful Wind Energy Technology Co., Ltd. (2014). Obtenido de Airforce4.1 5 kW grid tied system: <https://www.benoit.cl/Manual1%205%20kw.pdf>
- iContainers. (2020). Obtenido de <https://www.icontainers.com/es/puertos/puerto-cortes/>
- IEC. (2013). Obtenido de IEC 61400-2:2013: <https://collections.iec.ch/std/series/iec61400-2%7bed3.0%7den.nsf/doc.xsp?open&documentId=E6E2B42DB46F6F2CC1257CD6005860F5>
- INE. (2013). Obtenido de Censo Nacional de Población y Vivienda : <https://ampuertocortes.hn/Documentos/DIFP/Viviendas%20por%20barrios.pdf>
- IRENA. (2017). Obtenido de LCOE 2010-2017: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/LCOE-2010-2017>
- Johannes, D. (2008). *Construction and Calculation of a Darrieus Vertical Axis Wind Turbine with H-Rotor*. Obtenido de <https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/629560/33068001073011.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Meneses Benavides, G. A., Guzmán Mejía, C. I., & Castrillón Ciro, J. D. (2007). *Estimación del potencial de energía eólica en una ubicación urbana del noroccidente de la ciudad de Medellín*. Obtenido de https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/31967873/Libro_Join_2011.120-132.pdf?1380297832=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DEstimacion_Preliminar_Potencial_Eolico.pdf&Expires=1597439302&Signature=Q7~GPmUaD-Wfd5XoSgYcqGOlzuioNNfajUpiPnInsJDNa~
- Microsoft. (2020). Obtenido de Microsoft Excel: <https://www.microsoft.com/en-us/microsoft-365/excel>
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2017). Obtenido de 2017 Distributed Wind Market Report: <https://www.energy.gov/eere/wind/downloads/2017-distributed-wind-market-report-fact-sheet>
- Peacock, A. D., Jenkins, D., Ahadzi, M., Berry, A., & Turan, S. (2007). *Micro wind turbines in the UK domestic sector*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778807002939>
- Pérez Rodríguez, M. D. (2012). *Proyectos de montaje de instalaciones de energía eólica*. Espa: Editorial ICB.
- Ragheb, M. (2017). *Economics of Wind Power*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000254>
- REEEP. (2010). Obtenido de Roadmap for small wind power in China: <https://www.reeep.org/projects/roadmap-small-wind-power-china>
- Richmond Navarro, G., Murillo Zumbado, G., Casanova Treto, P., & Piedra Segura, J. F. (2019). *Estado actual de la investigación sobre turbinas eólicas en Costa Rica*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/333228107_Estado_actual_de_la_investigacion_sobre_turbinas_eolicas_en_Costa_Rica
- Serret, A., & Trello, J. (2008). *Manual de préstamos hipotecarios*. Madrid: McGraw Hill.

- Shin, D., & Ko, K. (2017). *Comparative analysis of degradation rates for inland and seaside wind turbines in compliance with the International Electrotechnical Commission standard*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216315869>
- Sumathi, S., Ashok Kumar, L., & Surekha, P. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Suiza: Springer.
- Talayero Navales, A. P., & Telmo Martínez, E. (2011). *Energía eólica* (2da edición ed.). Zaragoza, España.
- Tecnosolar. (2015). Obtenido de Sistema Híbrido solar-eólico en Caratasca: http://www.asolanosolar.com/sistemas_h%C3%ADbridos_solar-e%C3%B3licos/sistema_h%C3%ADbrido_solar-e%C3%B3lico_en_caratasca_honduras
- U.S. Department of Energy. (2018). Obtenido de 2018 Distributed Wind Market Report: <https://www.energy.gov/eere/wind/downloads/2018-distributed-wind-market-report>
- Unión Ganadera Regional de Jalisco. (2020). Obtenido de http://www.ugrj.org.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=414&Itemid=138#:~:text=FACTOR%20DE%20RECUPERACION%20DE%20CAPITAL,Tambi%C3%A9n%20Ilamado%20factor%20de%20amortizaci%C3%B3n.&text=El%20n%C3%BAmero%20que%20multiplicado%20por%20la%20cantidad%20
- Villarubia López, M. (2012). *Ingeniería de la energía eólica*. España: Marcombo.
- Zhang, S., & Qi, J. (2010). *Small wind power in China: Current status and future potentials*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111000517>

ANEXOS

Anexo 1: Especificaciones técnicas de turbina eólica

Ewind

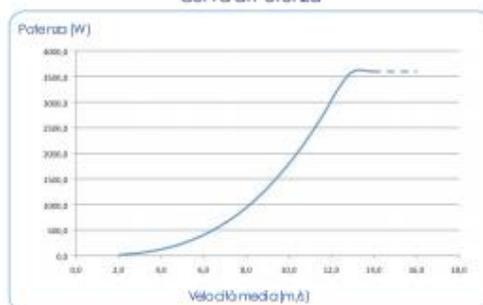
SKYLINE SL-30

3kW VAWT Vertical Axis Wind Turbine



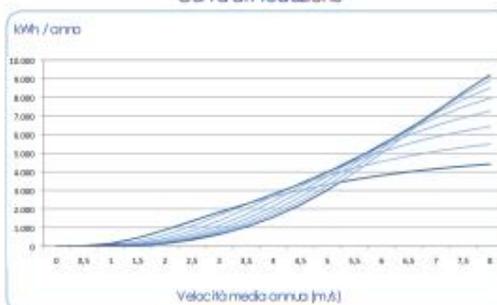
Prestazioni e produzione

Curva di Potenza



Curva nominale ricavata in condizioni di regimi costanti di vento. I valori riportati sono riferiti alle potenze elettriche generate dalla turbina.

Curva di Produzione



Curva di produzione calcolata sulla base della curva di potenza del generatore con un rendimento medio dell'inverter del 90%. Valutazione effettuata considerando la velocità del vento ad altezza masta. La produttività della turbina è variabile in funzione delle caratteristiche del sito di installazione.

SPECIFICHE

Specifiche dimensionali

Diametro medio: 3,2 m
Altezza: 3,5 m
Area spazzata: 11,2 m²
Peso: 190 Kg

Specifiche materiali

Pale: composito (fibra di carbonio)
Braccetti: alluminio
Alternatore: alluminio (armatura)

Specifiche del generatore

Alternatore: sincrono a magneti permanenti a flusso assiale (NdFeB)
Alternatore (peso): 68 Kg
Trasmissione meccanica: diretta

Specifiche di funzionamento

Potenza nominale (12 m/s): 3000 W
Potenza massima: 3600 W
Velocità di avvio: 2 m/s
Velocità di inizio produzione: 3 m/s
Velocità di arresto: 16 m/s
Max velocità del vento: 42 m/s
Classe di vento: IV EC 61400-2
Sistema di controllo: MPPT control
Sistema di frenatura: elettromagnetico

Caratteristiche innovative

La linea di aerogeneratori Sky Line presenta caratteristiche estremamente distintive dovute principalmente all'utilizzo di materiali tecnologicamente avanzati (fibra di carbonio), come gli elevati parametri di solidità, dimensioni e peso ridotti ed ottime prestazioni anche a venti moderati.

Installazione

Installare un aerogeneratore della serie Sky Line è una attività rapida e semplice tanto che fin dal primo giorno puoi seguire l'avviamento e l'inizio della produzione di energia.

Applicazioni

Grazie al proprio design, che la rende un piacevole elemento architettonico, alla tecnologia VAWT che le consente di catturare il vento proveniente da ogni direzione e ad un impatto visivo ed acustico pressoché nullo, la linea di turbine Sky Line possiede una vasta gamma di applicazioni ed è facilmente inseribile in molteplici contesti.



Sede e Legale:
Via O. da Pordenone, 28 / 30 / 32.50127 - Firenze
Tel: 055 333017 - Fax: 055 3217162

Unità operativa:
Piazza Marconi, 1 - 50019 - Sesto Fiorentino (FI)
www.en-eco.com - info@en-eco.com

Continuación de Anexo 1

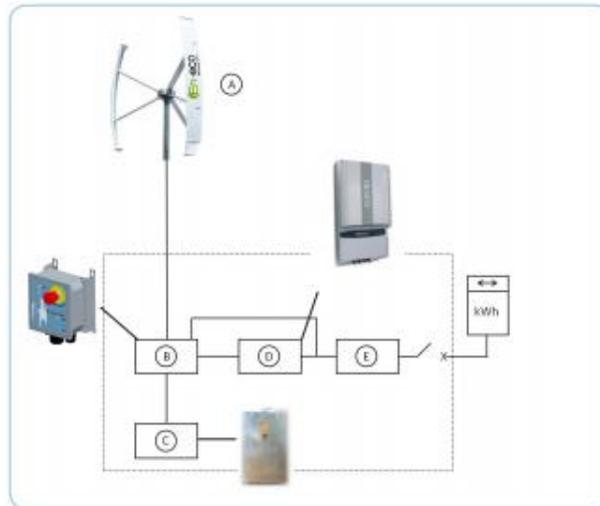
Ewind

SKYLINE SL-30

3kW VAWT Vertical Axis Wind Turbine
on grid version



Electrical wiring diagram



Components

- A) Aerogenerator En-eco S.p.A. SL-30
- B) SL controller for SL-30
- C) Brake resistor Fairfield 1,5 kW - NP3
- D) Inverter Aurora PVI 3.6-OUTD-W
- E) Line circuit breaker

Notes

The elements represented in the electrical wiring diagram enclosed within the dashed box must be protected from the atmospheric agents.

It is advisable to install them within a building or a special framework trying to minimize the distance from the turbine to the point of connection to the mains.

Consideration should be given to issues concerning the disposal of heat by electric components and it is necessary to avoid contact, even if accidental, between people and components that during operation can reach high temperatures.



Anexo 2: Especificaciones técnicas de inversor



AURORA®

Wind Inverters

General Specifications Outdoor Models

PVI-3.0-OUTD-US-W
PVI-3.6-OUTD-US-W
PVI-4.2-OUTD-US-W



Optional Wind interface Box



High-Efficiency, 3 kW to 4.2 kW Wind Inverters

Aurora® grid-tie transformerless wind inverters offer a unique combination of ultra-high efficiencies, installer-friendly designs, long service life, and competitive initial acquisition costs; significantly increasing return on investment in wind-power installations.

Industry-Leading Features and Performance

- High efficiencies deliver more energy – up to 96.8% (96% CEC).
- MPPT optimizes power from eolic generator.
- PMG (Permanent Magnet Generator) Power Curve implemented in high-speed MPPT

Unmatched Applications Flexibility

- Full-rated power available up to 55 °C ambient temperature.
- Wide MPPT operating range: from 50 to 580 VDC

Field-Proven Reliability

- IP65 (NEMA 4) rated enclosure withstands the harshest environmental conditions.
- Front-mounted heat sink resists contamination, enhancing cooling and increasing reliability and long-term efficiency.
- Grid-connected operation in accordance to international standard UL1741/IEEE1547.
- Five-year warranty, optionally extendable to ten years.

Standards and Codes

Aurora inverters comply with standards set for grid-tied operation, safety, and electromagnetic compatibility including: UL1741, VDE0126, CEI11-20, DK5940, CEI64-8, IEC 61683, IEC 61727, EN50081, EN50082, EN61000, CE certification, El Real Decreto RD1663/2000 de España.

Installer Friendly

- Reverse-polarity protection minimizes potential damage caused by miswiring during installation.
- Front-panel mounted LCD display provides real-time updates for all critical operating parameters.
- RS-485 and USB communications interfaces.
- Anti-islanding protection.

Model	AC Power
PVI-3.0-OUTD-US-W	3000 W
PVI-3.6-OUTD-US-W	3600 W
PVI-4.2-OUTD-US-W	4200 W
Options	
AURORA® Communicator software simplifies monitoring via PC	
AURORA® Easy Control data logger available for remote control via Internet or modem.	
Interface Box	

Renewable Energy Division

Continuación de Anexo 2



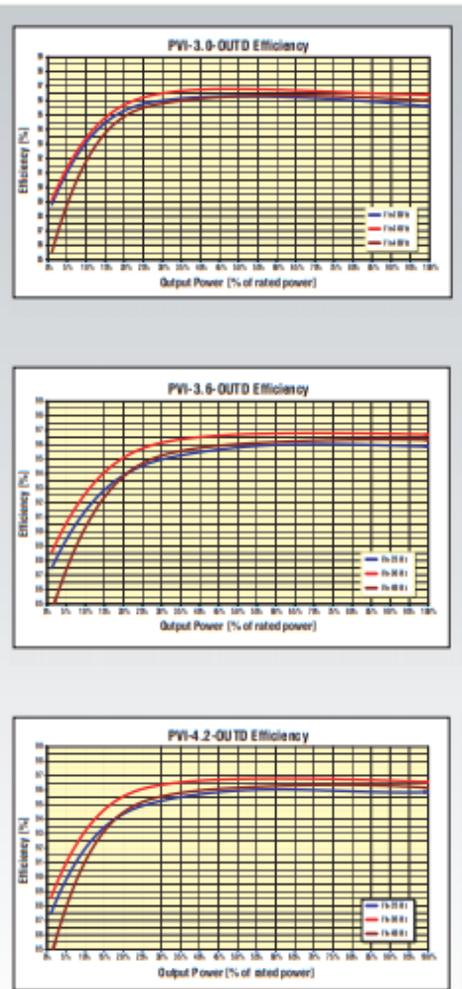
AURORA[®]

Wind Inverters

High Efficiencies Across a Broad Range of Operating Conditions

PVI-3.0, PVI-3.6, and PVI-4.2 wind inverters work with nominal output voltage, at up to 96.8% efficiency (CEC 96%). The graphs below depict the industry-leading performance of all models for three discrete MPPT-voltage reference points, and a continuous range of load conditions.

SPECIFICATIONS	PVI-3.0-OUTD-W-US	PVI-3.6-OUTD-W-US	PVI-4.2-OUTD-W-US
INPUT PARAMETERS (DC Side)			
Nominal DC Power	3120 W	3750 W	4380
Total Max. DC Power	3500 W	4150 W	4800 W
Operating MPPT Input Voltage Range	50 V to 580 V (360V nominal)		
Full Power MPPT Range	200 V to 530 V	200 V to 530 V @ Vgrid 277 V 200 V to 530 V @ Vgrid 240 V 220 V to 530 V @ Vgrid 208 V	200 V to 530 V @ Vgrid 277 V 220 V to 530 V @ Vgrid 208 V 220 V to 530 V @ Vgrid 208 V
Max Input Voltage	600 V		
Activation Voltage	200 V nominal (adjustable from 50 V to 350 V)		
Max. DC Current	20A (25A short circuit)	30A (40A short circuit)	30A (40A short circuit)
Thermal Protected DC Side Variator	4		
DC Connectors	4 (2 positive, 2 negative)		
	Screw Terminal Block		
	Wire sizes: Solid, from AWG20 to AWG 6 - Stranded, from AWG20 to AWG 9 Cable Gland, M25 - Cable diameter, 3/8" to 11/16"		
OUTPUT PARAMETER (AC Side)			
Nominal AC Power	3000 W	3600 W	4200 W
Max AC Power	3300 W	4000 W	4600 W
AC Grid Connection	split phase 240V - single phase 208V/277V		
Nominal AC Voltage	Default 240V, Optional 208V or 277V (setting required)		
AC Voltage Range	277V (244-304)	240V (211-264)	208 V (183- 228)
Nominal AC Frequency	60 Hz		
Continuous AC Output Current	12A - 14.5A - 14.5A	16A - 17.2A - 17.2A	20A - 20A - 20A
Maximum Output DC Protection	15A - 20A - 20A	15A - 25A - 25A	25A - 25A - 25A
ACS side Variator	2 (live neutral / live-PE)		
AC Connectors	Screw Terminal Block		
	Wire sizes: Solid, from AWG20 to AWG 6 - Stranded, from AWG20 to AWG 8 Cable Gland, M25 - Cable diameter, 3/8" to 11/16"		
	1		
Line Power Factor	1		
AC current Distortion	<2% at rated power with sine wave voltage		
Max Efficiency	96.8%		
CEC Efficiency	96%		
Feed in Power Threshold	20W		
Nighttime Consumption	<2W		
Isolation	NO (transformerless topology)		
ENVIRONMENTAL PARAMETERS			
Cooling	Natural Convection		
Operating Ambient Temperature Range	-25 °C to +60 °C output power derating for Tamb > 55 °C	-25 °C to +60 °C derating for Tamb > 45 °C	
Operating Altitude	6,000 ft		
Acoustical Noise	< 50 dBA @ 1mt		
Environmental NEMA rating	NEMA 4X		
Relative Humidity	0-100% condensing		
MECHANICAL			
Dimensions (HxWxD)	54x265x208mm - (21.18" 12.37" 8.14")		
Weight	17Kg - (37.5 lbs)		
OTHERS			
Display	YES (Alphanumeric 2 lines)		
Communication	RS485 (spring terminal block - wire cross section: AWG28-16)		
	USB connection (for Service only)		
	AURORA Easy Control system for remote control (Optional)		



Power-One Inc.
740 Calle Plano
Camarillo, California - 93012-8583
aesales-us@power-one.com

www.power-one.com

Anexo 3: Resultados de simulaciones en HOMER Grid

Simulation Results

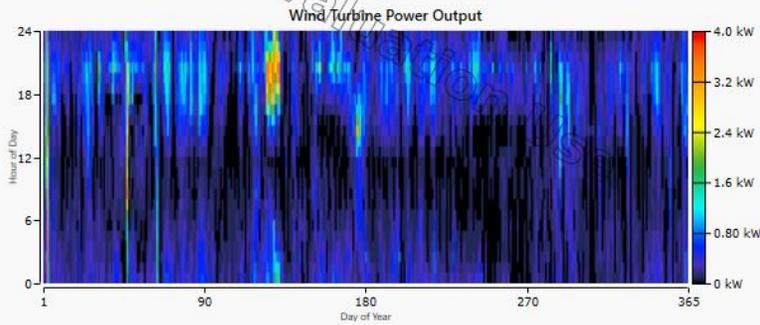
System Architecture: Simple
 skyline sl-30 (1.00)
 System Converter (1.41 kW)

Total NPC: \$22,354.62
 Levelized COE: \$0.2094
 Operating Cost: \$1,461.68

Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration skyline sl-30 Utility System Converter Emissions

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	3.00	kW
Mean Output	0.351	kW
Capacity Factor	11.7	%
Total Production	3,074	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.60	kW
Wind Penetration	33.7	%
Hours of Operation	8,139	hrs/yr
Levelized Cost	0.188	\$/kWh



Create Proposal

Time Series Plot

Other...

Simulation Results

System Architecture: Simple
 skyline sl-30 (1.00)
 System Converter (0.516 kW)

Total NPC: \$9,338.55
 Levelized COE: \$0.2376
 Operating Cost: \$337.69

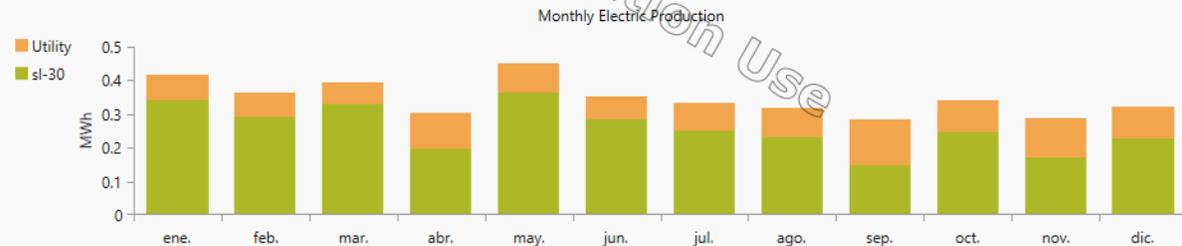
Cost Summary Cash Flow Compare Economics Electrical Renewable Penetration skyline sl-30 Utility System Converter Emissions

Production	kWh/yr	%
skyline sl-30	3,074	74.0
Grid Purchases	1,079	26.0
Total	4,152	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	3,040	89.6
Grid Sales	353	10.4
Total	3,393	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	662	15.9

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	68.2	%
Max. Renew. Penetration	2,977	%



Create Proposal

Time Series Plot

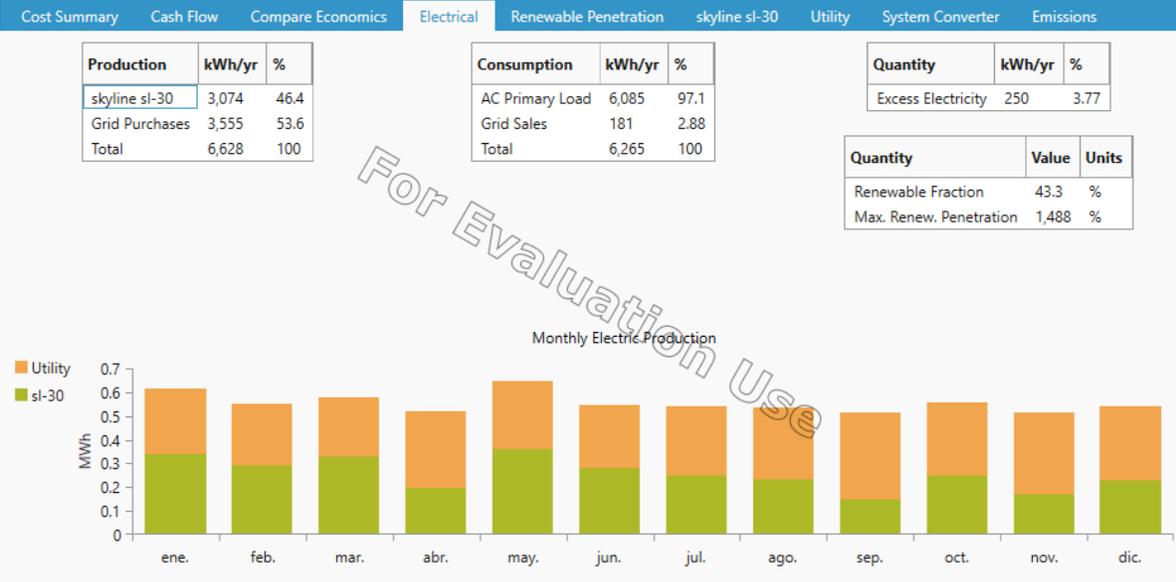
Other...

Continuación de Anexo 3

Simulation Results

System Architecture: Simple
 skyline sl-30 (1.00)
 System Converter (1.00 kW)

Total NPC: \$15,388.52
 Levelized COE: \$0.2121
 Operating Cost: \$860.13



Create Proposal

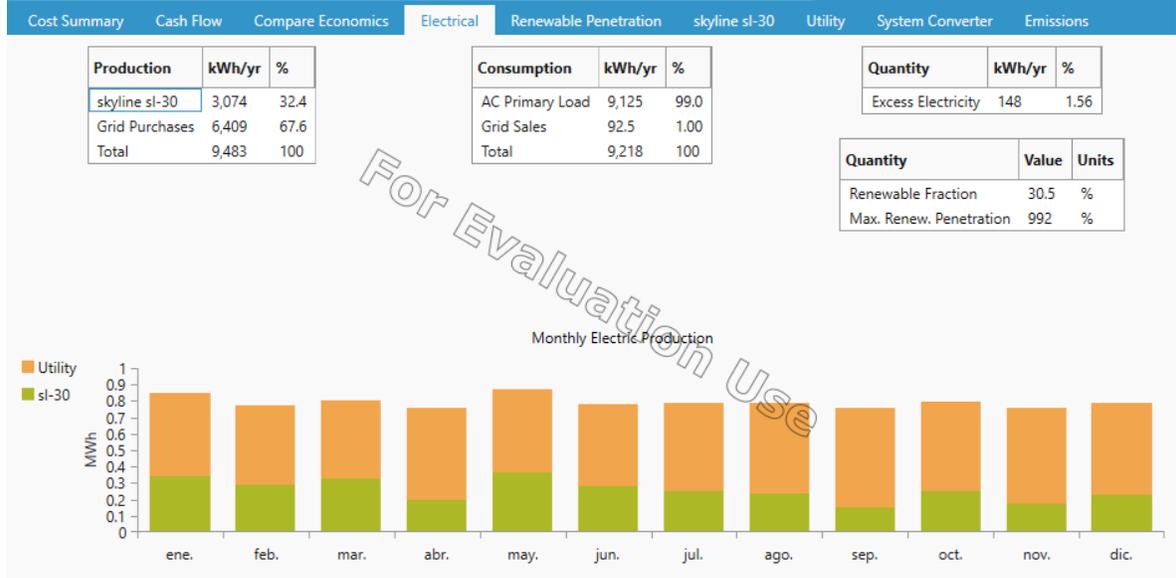
Time Series Plot

Other...

Simulation Results

System Architecture: Simple
 skyline sl-30 (1.00)
 System Converter (1.41 kW)

Total NPC: \$22,354.62
 Levelized COE: \$0.2094
 Operating Cost: \$1,461.68

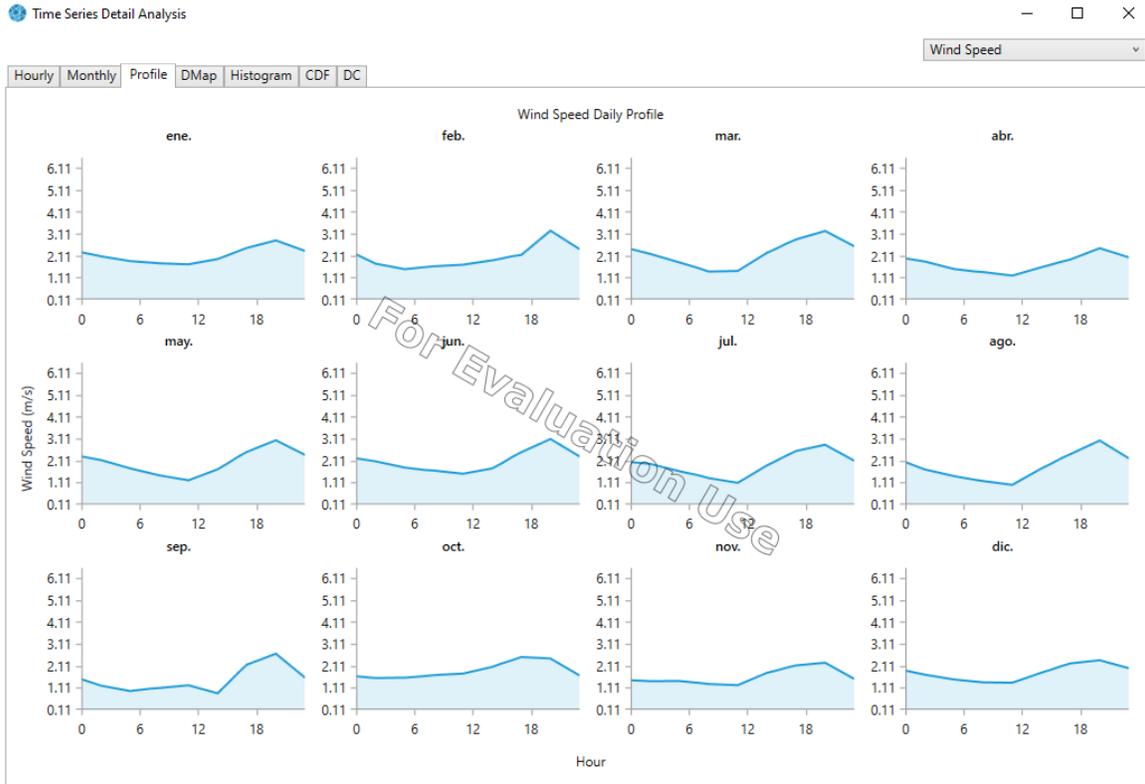


Create Proposal

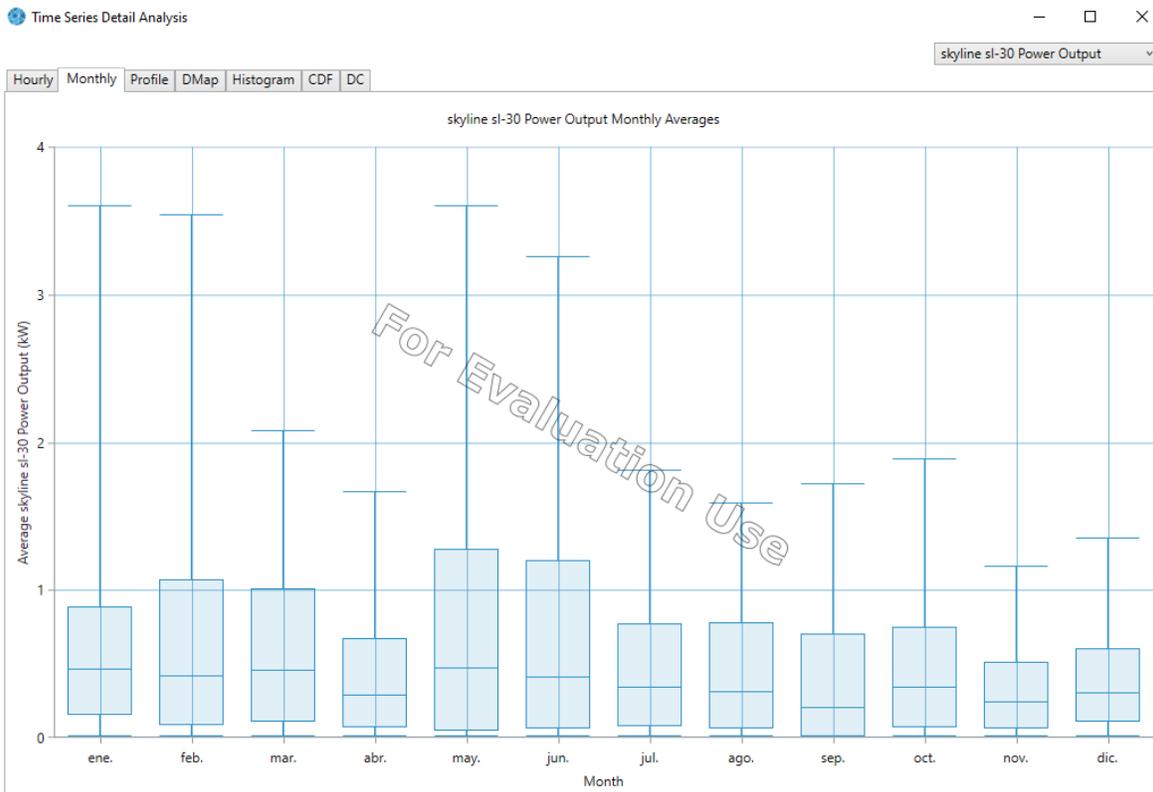
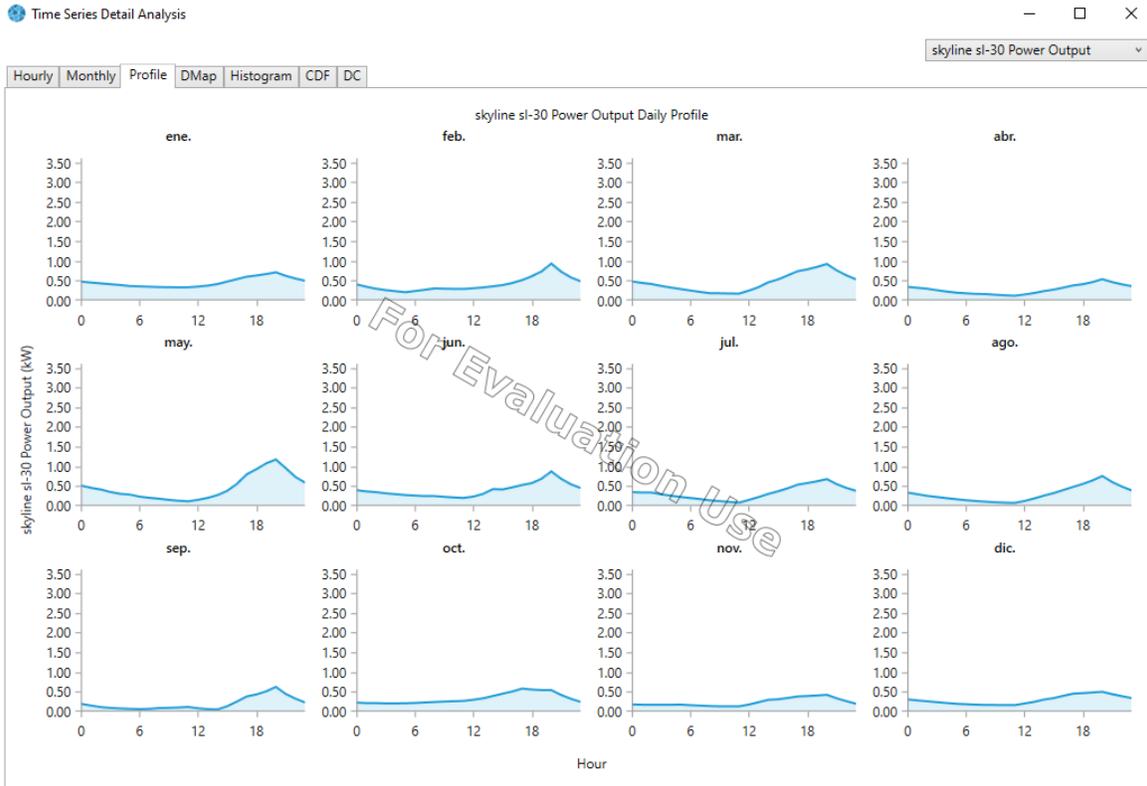
Time Series Plot

Other...

Continuación de Anexo 3



Continuación de Anexo 3



Anexo 4: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 250 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Situación actual											
Consumo anual [\$]		3000.00	3040.80	3082.15	3124.07	3166.56	3209.62	3253.28	3297.52	3342.37	3387.82
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460
Pago por consumo de energía [\$]		633.06	699.67	773.30	854.68	944.61	1044.01	1153.87	1275.30	1409.49	1557.81
Cargo por alumbrado público [\$]		42.76	42.96	43.15	43.35	43.55	43.76	43.97	44.18	44.39	44.61
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		1.70	1.86	2.05	2.25	2.48	2.73	3.00	3.30	3.64	4.01
Total [\$]		679.72	746.73	820.77	902.59	992.99	1092.88	1203.26	3297.52	3342.37	3387.82
Sistema eólico											
Ingresos											
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91
Excedentes [kWh]		488.77	474.71	469.87	465.03	460.19	455.36	450.52	445.68	440.84	436.01
Energía aprovechada [kWh]		2585.23	2568.28	2542.11	2515.94	2489.76	2463.59	2437.42	2411.25	2385.07	2358.90
Ahorro por autoconsumo [\$]		545.53	590.95	637.81	\$688.30	\$742.72	\$801.35	\$864.51	\$932.53	1,005.80	1,084.69
Egresos											
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	\$124.13
Cambio de inversor [\$]											
Pago por consumo de energía [\$]		87.52	108.72	135.50	166.37	201.89	242.67	289.37	342.76	403.70	473.13
Cargo por alumbrado público [\$]		30.46	30.73	31.06	31.38	31.71	32.04	32.37	32.70	33.04	33.38
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		0.30	0.35	0.42	0.50	0.59	0.69	0.81	0.94	1.10	1.27
Total de egresos [\$]		229.05	252.24	281.09	314.08	351.75	394.72	443.66	499.34	562.61	634.43
Análisis sin financiamiento											
Utilidad neta del proyecto		450.67	494.49	539.69	588.51	641.23	698.15	759.59	825.88	897.40	974.53
Flujo de efectivo anual [\$]	-7,145.00	450.67	494.49	539.69	588.51	641.23	698.15	759.59	825.88	897.40	974.53
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-7,145.00	-6,694.33	-6,199.84	-5,660.15	-5,071.64	-4,430.41	-3,732.26	-2,972.67	-2,146.78	-1,249.38	-274.86
Flujo de efectivo descontado [\$]	-7145.00	417.40	424.18	428.78	433.05	437.02	440.69	444.08	447.19	450.05	452.65
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-7145.00	-6727.60	-6303.41	-5874.63	-5441.58	-5004.57	-4563.88	-4119.80	-3672.61	-3222.56	-2769.91
LCOE											
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]		0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		465.81	467.44	469.09	470.77	472.47	474.20	475.95	477.73	479.54	481.38

Continuación de Anexo 4

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	3433.90	3480.60	3527.93	3575.91	3624.55	3673.84	3723.80	3774.45	3825.78	3877.81
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	1721.74	1902.92	2103.16	2324.48	2569.08	2839.42	3138.22	3468.45	3833.43	4236.82
Cargo por alumbrado público [\$]	44.83	45.05	45.27	45.50	45.73	45.97	46.21	46.45	46.69	46.94
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	4.42	4.88	5.38	5.93	6.54	7.22	7.97	8.79	9.71	10.72
Total [\$]	1773.55	1955.45	2156.45	2378.59	2624.08	2895.37	3195.19	3526.53	3892.72	4297.41
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	431.17	426.33	421.49	416.65	411.82	406.98	402.14	397.30	392.47	387.63
Energía aprovechada [kWh]	2332.73	2306.56	2280.38	2254.21	2228.04	2201.86	2175.69	2149.52	2123.35	2097.17
Ahorro por autoconsumo [\$]	1169.62	1261.05	1359.44	1465.32	1579.23	1701.77	1833.55	1975.25	2127.59	2291.33
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	552.12	641.88	743.72	859.16	989.85	1137.66	1304.66	1493.19	1705.84	1945.49
Cargo por alumbrado público [\$]	33.73	34.07	34.42	34.78	35.13	35.49	35.85	36.22	36.59	36.96
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	1.47	1.70	1.95	2.24	2.57	2.94	3.36	3.83	4.36	4.96
Total de egresos [\$]	1548.40	808.12	912.53	1030.60	1163.99	1314.57	1484.44	1675.91	1891.60	2134.40
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	225.15	1147.32	1243.92	1347.99	1460.09	1580.80	1710.75	1850.62	2001.12	2163.01
Flujo de efectivo anual [\$]	225.15	1147.32	1243.92	1347.99	1460.09	1580.80	1710.75	1850.62	2001.12	2163.01
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-49.70	1097.62	2341.54	3689.54	5149.63	6730.43	8441.19	10291.81	12292.92	14455.93
Flujo de efectivo descontado [\$]	96.86	457.14	459.04	460.73	462.20	463.48	464.55	465.44	466.14	466.66
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-2673.05	-2215.91	-1756.87	-1296.14	-833.94	-370.46	94.09	559.53	1025.67	1492.32
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]	0.48	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1315.77	485.13	487.05	488.99	490.97	492.98	495.01	497.08	499.17	501.30

Costo beneficio

VAI [\$]	8,637.32
VAC [\$]	7,145.00
B/C [\$]	1.21

Anexo 5: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 500 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Situación actual											
Consumo anual [\$]		6000.00	6081.60	6164.31	6248.14	6333.12	6419.25	6506.55	6595.04	6684.73	6775.65
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460
Pago por consumo de energía [\$]		1266.12	1399.35	1546.60	1709.35	1889.22	2088.03	2307.75	2550.59	2818.99	3115.63
Cargo por alumbrado público [\$]		57.04	57.43	57.82	58.22	58.62	59.03	59.45	59.87	60.30	60.73
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		3.31	3.65	4.02	4.42	4.88	5.37	5.92	6.53	7.20	7.95
Total [\$]		1328.68	1462.66	1610.71	1774.30	1955.07	2154.81	2375.53	2619.44	2888.98	3186.83
Sistema eólico											
Ingresos											
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91
Excedentes [kWh]		115.89	105.59	104.52	103.44	102.36	101.29	100.21	99.14	98.06	96.98
Energía aprovechada [kWh]		2958.11	2937.40	2907.46	2877.53	2847.59	2817.66	2787.73	2757.79	2727.86	2697.92
Ahorro por autoconsumo [\$]		624.22	675.88	729.47	787.23	849.46	916.52	988.75	1066.56	1150.35	1240.58
Egresos											
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	124.13
Cambio de inversor [\$]											
Pago por consumo de energía [\$]		641.90	723.47	817.13	922.12	1039.76	1171.51	1319.00	1484.03	1668.64	1875.05
Cargo por alumbrado público [\$]		42.96	43.45	43.98	44.53	45.07	45.62	46.18	46.75	47.32	47.89
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		1.72	1.92	2.16	2.42	2.72	3.05	3.42	3.83	4.30	4.81
Total de egresos [\$]		797.34	881.27	977.39	1084.90	1205.12	1339.51	1489.71	1657.55	1845.03	2054.40
Análisis sin financiamiento											
Utilidad neta del proyecto		531.33	581.40	633.32	689.40	749.95	815.30	885.82	961.90	1043.95	1132.43
Flujo de efectivo anual [\$]	-7145.00	531.33	581.40	633.32	689.40	749.95	815.30	885.82	961.90	1043.95	1132.43
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-7145.00	-6613.67	-6032.27	-5398.95	-4709.54	-3959.59	-3144.29	-2258.48	-1296.58	-252.63	879.80
Flujo de efectivo descontado [\$]	-7145.00	492.11	498.73	503.17	507.30	511.11	514.63	517.87	520.84	523.54	525.99
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-7145.00	-6652.89	-6154.16	-5650.99	-5143.69	-4632.58	-4117.94	-3600.07	-3079.23	-2555.69	-2029.70
LCOE											
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]		0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		465.81	467.44	469.09	470.77	472.47	474.20	475.95	477.73	479.54	481.38

Continuación de Anexo 5

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	6867.79	6961.20	7055.87	7151.83	7249.09	7347.68	7447.61	7548.90	7651.56	7755.62
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	3443.48	3805.84	4206.33	4648.96	5138.16	5678.85	6276.43	6936.90	7666.86	8473.64
Cargo por alumbrado público [\$]	61.17	61.61	62.06	62.52	62.98	63.45	63.93	64.41	64.90	65.39
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	8.77	9.68	10.68	11.79	13.01	14.36	15.86	17.51	19.34	21.35
Total [\$]	3515.98	3879.73	4281.71	4725.94	5216.87	5759.42	6359.02	7021.66	7753.98	8563.32
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	95.91	94.83	93.76	92.68	91.60	90.53	89.45	88.37	87.30	86.22
Energía aprovechada [kWh]	2667.99	2638.05	2608.12	2578.19	2548.25	2518.32	2488.38	2458.45	2428.51	2398.58
Ahorro por autoconsumo [\$]	1337.72	1442.28	1554.82	1675.92	1806.20	1946.35	2097.07	2259.14	2433.37	2620.64
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	2105.77	2363.56	2651.51	2973.04	3331.96	3732.50	4179.36	4677.76	5233.49	5853.00
Cargo por alumbrado público [\$]	48.47	49.06	49.65	50.25	50.86	51.47	52.09	52.71	53.34	53.98
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	5.39	6.04	6.76	7.56	8.46	9.47	10.59	11.83	13.22	14.77
Total de egresos [\$]	3120.71	2549.13	2840.35	3165.28	3527.72	3931.92	4382.59	4884.97	5444.87	6068.74
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	395.27	1330.60	1441.35	1560.66	1689.16	1827.50	1976.42	2136.69	2309.11	2494.58
Flujo de efectivo anual [\$]	395.27	1330.60	1441.35	1560.66	1689.16	1827.50	1976.42	2136.69	2309.11	2494.58
Flujo de efectivo acumulado [\$]	1275.07	2605.67	4047.02	5607.68	7296.84	9124.34	11100.76	13237.45	15546.57	18041.15
Flujo de efectivo descontado [\$]	170.04	530.16	531.90	533.42	534.72	535.81	536.69	537.38	537.88	538.19
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-1859.65	-1329.49	-797.59	-264.17	270.54	806.35	1343.04	1880.43	2418.31	2956.50
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]	0.48	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1315.77	485.13	487.05	488.99	490.97	492.98	495.01	497.08	499.17	501.30

Costo beneficio

VAI [\$]	10,101.50
VAC [\$]	7,145.00
B/C [\$]	1.41

Anexo 6: Flujo de caja sin financiamiento - Consumo 750 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Situación actual											
Consumo anual [\$]		9000.00	9122.40	9246.46	9372.22	9499.68	9628.87	9759.83	9892.56	10027.10	10163.47
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460
Pago por consumo de energía [\$]		1899.17	2099.02	2319.90	2564.03	2833.84	3132.04	3461.62	3825.89	4228.48	4673.44
Cargo por alumbrado público [\$]		71.31	71.90	72.49	73.09	73.69	74.31	74.93	75.56	76.20	76.85
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		4.93	5.43	5.99	6.60	7.27	8.02	8.85	9.76	10.77	11.88
Total [\$]		1977.63	2178.59	2400.65	2646.02	2917.15	3216.75	3547.81	3913.66	4317.94	4764.70
Sistema eólico											
Ingresos											
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91
Excedentes [kWh]		47.95	38.34	37.95	37.56	37.17	36.78	36.39	36.00	35.61	35.22
Energía aprovechada [kWh]		3026.05	3004.65	2974.03	2943.41	2912.79	2882.17	2851.55	2820.93	2790.31	2759.69
Ahorro por autoconsumo [\$]		638.55	691.36	746.17	805.25	868.91	937.50	1011.39	1090.98	1176.69	1268.98
Egresos											
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	124.13
Cambio de inversor [\$]											
Pago por consumo de energía [\$]		1260.62	1407.67	1573.73	1758.78	1964.93	2194.54	2450.23	2734.91	3051.79	3404.46
Cargo por alumbrado público [\$]		56.91	57.60	58.33	59.08	59.83	60.59	61.36	62.14	62.92	63.72
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		3.30	3.67	4.09	4.55	5.07	5.64	6.29	7.00	7.79	8.68
Total de egresos [\$]		1431.60	1581.36	1750.27	1938.23	2147.39	2380.10	2639.00	2926.98	3247.29	3603.51
Análisis sin financiamiento											
Utilidad neta del proyecto		546.03	597.23	650.38	707.79	769.76	836.64	908.82	986.68	1070.65	1161.19
Flujo de efectivo anual [\$]	-7145.00	546.03	597.23	650.38	707.79	769.76	836.64	908.82	986.68	1070.65	1161.19
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-7145.00	-6598.97	-6001.74	-5351.36	-4643.57	-3873.82	-3037.17	-2128.35	-1141.68	-71.03	1090.17
Flujo de efectivo descontado [\$]	-7145.00	505.72	512.31	516.73	520.82	524.61	528.11	531.32	534.26	536.93	539.35
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-7145.00	-6639.28	-6126.97	-5610.24	-5089.42	-4564.81	-4036.70	-3505.38	-2971.12	-2434.19	-1894.84
LCOE											
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]		0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		465.81	467.44	469.09	470.77	472.47	474.20	475.95	477.73	479.54	481.38

Continuación de Anexo 6

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	10301.69	10441.79	10583.80	10727.74	10873.64	11021.52	11171.41	11323.35	11477.34	11633.43
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	5165.23	5708.76	6309.49	6973.43	7707.24	8518.27	9414.65	10405.35	11500.29	12710.46
Cargo por alumbrado público [\$]	77.51	78.18	78.85	79.54	80.23	80.93	81.65	82.37	83.10	83.85
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	13.11	14.47	15.98	17.64	19.48	21.50	23.75	26.23	28.97	31.99
Total [\$]	5258.41	5804.01	6406.96	7073.29	7809.67	8623.47	9522.84	10516.79	11615.25	12829.23
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	34.83	34.43	34.04	33.65	33.26	32.87	32.48	32.09	31.70	31.31
Energía aprovechada [kWh]	2729.07	2698.45	2667.83	2637.21	2606.59	2575.97	2545.35	2514.73	2484.11	2453.49
Ahorro por autoconsumo [\$]	1368.35	1475.30	1590.42	1714.29	1847.55	1990.91	2145.08	2310.86	2489.08	2680.64
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	3796.88	4233.46	4719.07	5259.15	5859.69	6527.37	7269.57	8094.48	9011.21	10029.82
Cargo por alumbrado público [\$]	64.52	65.33	66.16	66.99	67.83	68.68	69.53	70.40	71.28	72.17
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	9.66	10.75	11.97	13.32	14.83	16.50	18.35	20.42	22.71	25.26
Total de egresos [\$]	4832.14	4440.02	4929.63	5473.88	6078.78	6751.02	7498.02	8327.98	9250.02	10274.24
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	426.27	1363.99	1477.32	1599.41	1730.89	1872.45	2024.83	2188.81	2365.23	2554.99
Flujo de efectivo anual [\$]	426.27	1363.99	1477.32	1599.41	1730.89	1872.45	2024.83	2188.81	2365.23	2554.99
Flujo de efectivo acumulado [\$]	1516.43	2880.42	4357.74	5957.15	7688.04	9560.49	11585.32	13774.13	16139.36	18694.35
Flujo de efectivo descontado [\$]	183.38	543.47	545.17	546.66	547.93	548.99	549.84	550.49	550.95	551.22
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-1711.46	-1167.99	-622.82	-76.16	471.77	1020.75	1570.59	2121.09	2672.04	3223.26
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25	357.25
LCOE [\$/kWh]	0.48	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1315.77	485.13	487.05	488.99	490.97	492.98	495.01	497.08	499.17	501.30

Costo beneficio

VAI [\$]	10,368.26
VAC [\$]	7,145.00
B/C [\$]	1.45

Anexo 7: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 250 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Situación actual											
Consumo anual [\$]		3000.00	3040.80	3082.15	3124.07	3166.56	3209.62	3253.28	3297.52	3342.37	3387.82
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460
Pago por consumo de energía [\$]		633.06	699.67	773.30	854.68	944.61	1044.01	1153.87	1275.30	1409.49	1557.81
Cargo por alumbrado público [\$]		42.76	42.96	43.15	43.35	43.55	43.76	43.97	44.18	44.39	44.61
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		1.70	1.86	2.05	2.25	2.48	2.73	3.00	3.30	3.64	4.01
Total [\$]		679.72	746.73	820.77	902.59	992.99	1092.88	1203.26	3297.52	3342.37	3387.82
Sistema eólico											
Ingresos											
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91
Excedentes [kWh]		488.77	474.71	469.87	465.03	460.19	455.36	450.52	445.68	440.84	436.01
Energía aprovechada [kWh]		2585.23	2568.28	2542.11	2515.94	2489.76	2463.59	2437.42	2411.25	2385.07	2358.90
Ahorro por autoconsumo [\$]		545.53	590.95	637.81	\$688.30	\$742.72	\$801.35	\$864.51	\$932.53	1,005.80	1,084.69
Egresos											
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	\$124.13
Cambio de inversor [\$]											
Pago por consumo de energía [\$]		87.52	108.72	135.50	166.37	201.89	242.67	289.37	342.76	403.70	473.13
Cargo por alumbrado público [\$]		30.46	30.73	31.06	31.38	31.71	32.04	32.37	32.70	33.04	33.38
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		0.30	0.35	0.42	0.50	0.59	0.69	0.81	0.94	1.10	1.27
Pago de la deuda [\$]		1556.90	1556.90	1556.90	1556.90	1556.90					
Total de egresos [\$]		1785.95	1809.13	1837.99	1870.98	1908.65	394.72	443.66	499.34	562.61	634.43
Análisis sin financiamiento											
Utilidad neta del proyecto		-1106.23	-1062.41	-1017.21	-968.39	-915.67	698.15	759.59	825.88	897.40	974.53
Flujo de efectivo anual [\$]	-2143.50	-1106.23	-1062.41	-1017.21	-968.39	-915.67	698.15	759.59	825.88	897.40	974.53
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-2143.50	-3249.73	-4312.14	-5329.35	-6297.74	-7213.41	-6515.26	-5755.67	-4929.78	-4032.38	-3057.86
Flujo de efectivo descontado [\$]	-2143.50	-1024.57	-911.35	-808.17	-712.59	-624.05	440.69	444.08	447.19	450.05	452.65
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-2143.50	-3168.07	-4079.42	-4887.59	-5600.18	-6224.23	-5783.54	-5339.47	-4892.28	-4442.23	-3989.58
LCOE											
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18
LCOE [\$/kWh]		0.58	0.58	0.59	0.60	0.60	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		1772.63	1774.26	1775.92	1777.59	1779.30	224.12	225.88	227.66	229.47	231.30

Continuación de Anexo 7

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	3433.90	3480.60	3527.93	3575.91	3624.55	3673.84	3723.80	3774.45	3825.78	3877.81
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	1721.74	1902.92	2103.16	2324.48	2569.08	2839.42	3138.22	3468.45	3833.43	4236.82
Cargo por alumbrado público [\$]	44.83	45.05	45.27	45.50	45.73	45.97	46.21	46.45	46.69	46.94
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	4.42	4.88	5.38	5.93	6.54	7.22	7.97	8.79	9.71	10.72
Total [\$]	1773.55	1955.45	2156.45	2378.59	2624.08	2895.37	3195.19	3526.53	3892.72	4297.41
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	431.17	426.33	421.49	416.65	411.82	406.98	402.14	397.30	392.47	387.63
Energía aprovechada [kWh]	2332.73	2306.56	2280.38	2254.21	2228.04	2201.86	2175.69	2149.52	2123.35	2097.17
Ahorro por autoconsumo [\$]	1169.62	1261.05	1359.44	1465.32	1579.23	1701.77	1833.55	1975.25	2127.59	2291.33
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	552.12	641.88	743.72	859.16	989.85	1137.66	1304.66	1493.19	1705.84	1945.49
Cargo por alumbrado público [\$]	33.73	34.07	34.42	34.78	35.13	35.49	35.85	36.22	36.59	36.96
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	1.47	1.70	1.95	2.24	2.57	2.94	3.36	3.83	4.36	4.96
Pago de la deuda [\$]										
Total de egresos [\$]	1548.40	808.12	912.53	1030.60	1163.99	1314.57	1484.44	1675.91	1891.60	2134.40
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	225.15	1147.32	1243.92	1347.99	1460.09	1580.80	1710.75	1850.62	2001.12	2163.01
Flujo de efectivo anual [\$]	225.15	1147.32	1243.92	1347.99	1460.09	1580.80	1710.75	1850.62	2001.12	2163.01
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-2832.70	-1685.38	-441.46	906.54	2366.63	3947.43	5658.19	7508.81	9509.92	11672.93
Flujo de efectivo descontado [\$]	96.86	457.14	459.04	460.73	462.20	463.48	464.55	465.44	466.14	466.66
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-3892.72	-3435.58	-2976.54	-2515.81	-2053.60	-1590.13	-1125.57	-660.14	-194.00	272.66
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18
LCOE [\$/kWh]	0.39	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1065.69	235.05	236.97	238.92	240.89	242.90	244.94	247.00	249.10	251.23
Costo beneficio										
VAI [\$]	2,416.16									
VAC [\$]	2,143.00									
B/C [\$]	1.13									

Anexo 8: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 500 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Situación actual											
Consumo anual [\$]		6000.00	6081.60	6164.31	6248.14	6333.12	6419.25	6506.55	6595.04	6684.73	6775.65
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460
Pago por consumo de energía [\$]		1266.12	1399.35	1546.60	1709.35	1889.22	2088.03	2307.75	2550.59	2818.99	3115.63
Cargo por alumbrado público [\$]		57.04	57.43	57.82	58.22	58.62	59.03	59.45	59.87	60.30	60.73
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		3.31	3.65	4.02	4.42	4.88	5.37	5.92	6.53	7.20	7.95
Total [\$]		1328.68	1462.66	1610.71	1774.30	1955.07	2154.81	2375.53	2619.44	2888.98	3186.83
Sistema eólico											
Ingresos											
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91
Excedentes [kWh]		115.89	105.59	104.52	103.44	102.36	101.29	100.21	99.14	98.06	96.98
Energía aprovechada [kWh]		2958.11	2937.40	2907.46	2877.53	2847.59	2817.66	2787.73	2757.79	2727.86	2697.92
Ahorro por autoconsumo [\$]		624.22	675.88	729.47	787.23	849.46	916.52	988.75	1066.56	1150.35	1240.58
Egresos											
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	124.13
Cambio de inversor [\$]											
Pago por consumo de energía [\$]		641.90	723.47	817.13	922.12	1039.76	1171.51	1319.00	1484.03	1668.64	1875.05
Cargo por alumbrado público [\$]		42.96	43.45	43.98	44.53	45.07	45.62	46.18	46.75	47.32	47.89
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52
Cargo por regulación [\$]		1.72	1.92	2.16	2.42	2.72	3.05	3.42	3.83	4.30	4.81
Pago de la deuda [\$]		1556.90	1556.90	1556.90	1556.90	1556.90					
Total de egresos [\$]		2354.24	2438.17	2534.29	2641.80	2762.01	1339.51	1489.71	1657.55	1845.03	2054.40
Análisis sin financiamiento											
Utilidad neta del proyecto		-1025.57	-975.50	-923.58	-867.50	-806.95	815.30	885.82	961.90	1043.95	1132.43
Flujo de efectivo anual [\$]	-2143.50	-1025.57	-975.50	-923.58	-867.50	-806.95	815.30	885.82	961.90	1043.95	1132.43
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-2143.50	-3169.07	-4144.57	-5068.15	-5935.64	-6742.59	-5927.29	-5041.48	-4079.58	-3035.63	-1903.20
Flujo de efectivo descontado [\$]	-2143.50	-949.86	-836.80	-733.78	-638.34	-549.96	514.63	517.87	520.84	523.54	525.99
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-2143.50	-3093.36	-3930.17	-4663.94	-5302.29	-5852.25	-5337.61	-4819.74	-4298.90	-3775.36	-3249.37
LCOE											
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18
LCOE [\$/kWh]		0.58	0.58	0.59	0.60	0.60	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		1772.63	1774.26	1775.92	1777.59	1779.30	224.12	225.88	227.66	229.47	231.30

Continuación de Anexo 8

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	6867.79	6961.20	7055.87	7151.83	7249.09	7347.68	7447.61	7548.90	7651.56	7755.62
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	3443.48	3805.84	4206.33	4648.96	5138.16	5678.85	6276.43	6936.90	7666.86	8473.64
Cargo por alumbrado público [\$]	61.17	61.61	62.06	62.52	62.98	63.45	63.93	64.41	64.90	65.39
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	8.77	9.68	10.68	11.79	13.01	14.36	15.86	17.51	19.34	21.35
Total [\$]	3515.98	3879.73	4281.71	4725.94	5216.87	5759.42	6359.02	7021.66	7753.98	8563.32
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	95.91	94.83	93.76	92.68	91.60	90.53	89.45	88.37	87.30	86.22
Energía aprovechada [kWh]	2667.99	2638.05	2608.12	2578.19	2548.25	2518.32	2488.38	2458.45	2428.51	2398.58
Ahorro por autoconsumo [\$]	1337.72	1442.28	1554.82	1675.92	1806.20	1946.35	2097.07	2259.14	2433.37	2620.64
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	2105.77	2363.56	2651.51	2973.04	3331.96	3732.50	4179.36	4677.76	5233.49	5853.00
Cargo por alumbrado público [\$]	48.47	49.06	49.65	50.25	50.86	51.47	52.09	52.71	53.34	53.98
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	5.39	6.04	6.76	7.56	8.46	9.47	10.59	11.83	13.22	14.77
Pago de la deuda [\$]										
Total de egresos [\$]	3120.71	2549.13	2840.35	3165.28	3527.72	3931.92	4382.59	4884.97	5444.87	6068.74
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	395.27	1330.60	1441.35	1560.66	1689.16	1827.50	1976.42	2136.69	2309.11	2494.58
Flujo de efectivo anual [\$]	395.27	1330.60	1441.35	1560.66	1689.16	1827.50	1976.42	2136.69	2309.11	2494.58
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-1507.93	-177.33	1264.02	2824.68	4513.84	6341.34	8317.76	10454.45	12763.57	15258.15
Flujo de efectivo descontado [\$]	170.04	530.16	531.90	533.42	534.72	535.81	536.69	537.38	537.88	538.19
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-3079.32	-2549.16	-2017.26	-1483.84	-949.13	-413.32	123.37	660.76	1198.64	1736.83
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18
LCOE [\$/kWh]	0.39	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1065.69	235.05	236.97	238.92	240.89	242.90	244.94	247.00	249.10	251.23
Costo beneficio										
VAI [\$]	3,880.33									
VAC [\$]	2,143.50									
B/C [\$]	1.81									

Anexo 9: Flujo de caja con financiamiento - Consumo 750 [kWh]

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Situación actual												
Consumo anual [\$]		9000.00	9122.40	9246.46	9372.22	9499.68	9628.87	9759.83	9892.56	10027.10	10163.47	
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]		0.211	0.230	0.251	0.274	0.298	0.325	0.355	0.387	0.422	0.460	
Pago por consumo de energía [\$]		1899.17	2099.02	2319.90	2564.03	2833.84	3132.04	3461.62	3825.89	4228.48	4673.44	
Cargo por alumbrado público [\$]		71.31	71.90	72.49	73.09	73.69	74.31	74.93	75.56	76.20	76.85	
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52	
Cargo por regulación [\$]		4.93	5.43	5.99	6.60	7.27	8.02	8.85	9.76	10.77	11.88	
Total [\$]		1977.63	2178.59	2400.65	2646.02	2917.15	3216.75	3547.81	3913.66	4317.94	4764.70	
Sistema eólico												
Ingresos												
Energía generada [kWh]		3074.00	3042.99	3011.98	2980.97	2949.96	2918.95	2887.94	2856.93	2825.92	2794.91	
Excedentes [kWh]		47.95	38.34	37.95	37.56	37.17	36.78	36.39	36.00	35.61	35.22	
Energía aprovechada [kWh]		3026.05	3004.65	2974.03	2943.41	2912.79	2882.17	2851.55	2820.93	2790.31	2759.69	
Ahorro por autoconsumo [\$]		638.55	691.36	746.17	805.25	868.91	937.50	1011.39	1090.98	1176.69	1268.98	
Egresos												
Operación y mantenimiento [\$]		108.56	110.19	111.84	113.52	115.22	116.95	118.70	120.48	122.29	124.13	
Cambio de inversor [\$]												
Pago por consumo de energía [\$]		1260.62	1407.67	1573.73	1758.78	1964.93	2194.54	2450.23	2734.91	3051.79	3404.46	
Cargo por alumbrado público [\$]		56.91	57.60	58.33	59.08	59.83	60.59	61.36	62.14	62.92	63.72	
Cargo por comercialización [\$]		2.21	2.24	2.27	2.31	2.34	2.38	2.41	2.45	2.49	2.52	
Cargo por regulación [\$]		3.30	3.67	4.09	4.55	5.07	5.64	6.29	7.00	7.79	8.68	
Pago de la deuda [\$]		1556.90	1556.90	1556.90	1556.90	1556.90						
Total de egresos [\$]		2988.50	3138.26	3307.17	3495.13	3704.29	2380.10	2639.00	2926.98	3247.29	3603.51	
Análisis sin financiamiento												
Utilidad neta del proyecto			-1010.87	-959.67	-906.52	-849.11	-787.14	836.64	908.82	986.68	1070.65	1161.19
Flujo de efectivo anual [\$]	-2143.50	-1010.87	-959.67	-906.52	-849.11	-787.14	836.64	908.82	986.68	1070.65	1161.19	
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-2143.50	-3154.37	-4114.04	-5020.56	-5869.67	-6656.82	-5820.17	-4911.35	-3924.68	-2854.03	-1692.83	
Flujo de efectivo descontado [\$]	-2143.50	-936.25	-823.22	-720.22	-624.82	-536.46	528.11	531.32	534.26	536.93	539.35	
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-2143.50	-3079.75	-3902.97	-4623.19	-5248.01	-5784.47	-5256.37	-4725.05	-4190.79	-3653.86	-3114.50	
LCOE												
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]		107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	
LCOE [\$/kWh]		0.58	0.58	0.59	0.60	0.60	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	
Cálculo para LCOE ponderado [\$]		1772.63	1774.26	1775.92	1777.59	1779.30	224.12	225.88	227.66	229.47	231.30	

Continuación de Anexo 9

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Situación actual										
Consumo anual [\$]	10301.69	10441.79	10583.80	10727.74	10873.64	11021.52	11171.41	11323.35	11477.34	11633.43
Tarifa energía eléctrica [\$/kWh]	0.501	0.547	0.596	0.650	0.709	0.773	0.843	0.919	1.002	1.093
Pago por consumo de energía [\$]	5165.23	5708.76	6309.49	6973.43	7707.24	8518.27	9414.65	10405.35	11500.29	12710.46
Cargo por alumbrado público [\$]	77.51	78.18	78.85	79.54	80.23	80.93	81.65	82.37	83.10	83.85
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	13.11	14.47	15.98	17.64	19.48	21.50	23.75	26.23	28.97	31.99
Total [\$]	5258.41	5804.01	6406.96	7073.29	7809.67	8623.47	9522.84	10516.79	11615.25	12829.23
Sistema eólico										
Ingresos										
Energía generada [kWh]	2763.90	2732.89	2701.88	2670.86	2639.85	2608.84	2577.83	2546.82	2515.81	2484.80
Excedentes [kWh]	34.83	34.43	34.04	33.65	33.26	32.87	32.48	32.09	31.70	31.31
Energía aprovechada [kWh]	2729.07	2698.45	2667.83	2637.21	2606.59	2575.97	2545.35	2514.73	2484.11	2453.49
Ahorro por autoconsumo [\$]	1368.35	1475.30	1590.42	1714.29	1847.55	1990.91	2145.08	2310.86	2489.08	2680.64
Egresos										
Operación y mantenimiento [\$]	125.99	127.88	129.80	131.74	133.72	135.73	137.76	139.83	141.92	144.05
Cambio de inversor [\$]	832.53									
Pago por consumo de energía [\$]	3796.88	4233.46	4719.07	5259.15	5859.69	6527.37	7269.57	8094.48	9011.21	10029.82
Cargo por alumbrado público [\$]	64.52	65.33	66.16	66.99	67.83	68.68	69.53	70.40	71.28	72.17
Cargo por comercialización [\$]	2.56	2.60	2.64	2.68	2.72	2.76	2.80	2.84	2.89	2.93
Cargo por regulación [\$]	9.66	10.75	11.97	13.32	14.83	16.50	18.35	20.42	22.71	25.26
Pago de la deuda [\$]										
Total de egresos [\$]	4832.14	4440.02	4929.63	5473.88	6078.78	6751.02	7498.02	8327.98	9250.02	10274.24
Análisis sin financiamiento										
Utilidad neta del proyecto	426.27	1363.99	1477.32	1599.41	1730.89	1872.45	2024.83	2188.81	2365.23	2554.99
Flujo de efectivo anual [\$]	426.27	1363.99	1477.32	1599.41	1730.89	1872.45	2024.83	2188.81	2365.23	2554.99
Flujo de efectivo acumulado [\$]	-1266.57	97.42	1574.74	3174.15	4905.04	6777.49	8802.32	10991.13	13356.36	15911.35
Flujo de efectivo descontado [\$]	183.38	543.47	545.17	546.66	547.93	548.99	549.84	550.49	550.95	551.22
Flujo de efectivo descontado acumulado [\$]	-2931.13	-2387.66	-1842.49	-1295.83	-747.90	-198.91	350.92	901.42	1452.37	2003.59
LCOE										
Costo de capital distribuido a 20 años [\$]	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18	107.18
LCOE [\$/kWh]	0.39	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10
Cálculo para LCOE ponderado [\$]	1065.69	235.05	236.97	238.92	240.89	242.90	244.94	247.00	249.10	251.23
Costo beneficio										
VAI [\$]		4,147.09								
VAC [\$]		2,143.00								
B/C [\$]		1.93								