

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA:
MODELO PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA
FACTIBILIDAD DE MICROCENTRALES EÓLICAS PARA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA**

**AUTOR:
MANUEL ANTONIO MINANGO PAREDES**

**DIRECTOR:
VÍCTOR HUGO OREJUELA LUNA**

Quito, Diciembre de 2014

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Manuel Antonio Minango Paredes autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 9 de Diciembre del 2014

.....
Manuel Antonio Minango Paredes

CC: 172028188-8

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Modelo para el Análisis Técnico-Económico de la Factibilidad de Microcentrales Eólicas para Generación Distribuida” realizada por el Sr. Manuel Antonio Minango Paredes, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 9 de Diciembre del 2014

.....

Ing. Víctor Hugo Orejuela Luna
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Manuel Antonio Minango Paredes

Este proyecto es dedicado

Con mucho amor

A Dios quien me ha iluminado para culminarlo

A mis padres y hermano que me han apoyado siempre

Y a todas las personas que han contribuido en el desarrollo del mismo.

AGRADECIMIENTOS

*Manuel Antonio Minango Paredes
A la Universidad Politécnica Salesiana,
que me abrió sus puertas para realizarme como profesional
y en cuyas aulas no solo obtuve conocimiento intelectual,
sino también formación como una persona de bien.*

*A mi Director de Tesis
el Ingeniero Víctor Hugo Orejuela Luna
que con su conocimiento, experiencia y paciencia
me oriento durante el desarrollo de esta investigación.*

*A todos los docentes
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica
que me brindaron sus conocimientos
a lo largo de estos años de vida estudiantil.*

ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	II
CERTIFICA:	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS	V
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
LISTA DE TÉRMINOS	XIII
RESUMEN.....	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
GENERALIDADES Y FUNDAMENTOS TÉCNICOS.....	4
1.1. Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids)	4
1.1.1. Introducción	4
1.1.2. Arquitectura de las Redes Inteligentes	8
1.2. Centrales de Generación.....	12
1.2.1. Centrales Convencionales	12
1.2.1.1. Centrales Hidroeléctricas.....	12

1.2.1.2.	Centrales Termoelectricas	14
1.2.2.	Centrales No Convencionales	15
1.2.2.1.	Centrales Nucleares	15
1.2.2.2.	Centrales Geotermicas	17
1.2.2.3.	Centrales Eolicas	18
1.2.2.4.	Centrales Solares (Fotovoltaicas)	18
1.2.2.5.	Centrales Termicas de Biomasa	20
1.2.2.6.	Centrales Mareomotrices	20
1.3.	Generación Distribuida	20
1.4.	Centrales Eolicas	22
1.4.1.	Evolución de la Tecnología Eólica	23
1.4.2.	Aerogenerador	24
1.4.2.1.	Aerogeneradores de Eje Vertical	24
1.4.2.2.	Aerogeneradores De Eje Horizontal	26
1.4.3.	Partes de un Aerogenerador	26
1.4.3.1.	El Rotor	27
1.4.3.2.	La Góndola	27
1.4.3.3.	La Torre.....	29
CAPÍTULO II		30
CENTRALES EÓLICAS		30
2.1.	Características Básicas	30
2.1.1.	Componentes de un Aerogenerador.....	30
2.1.1.1.	Subsistema de Captación y Transformación	31
2.1.1.2.	Subsistema de Transmisión Mecánica	36
2.1.1.3.	Subsistema Eléctrico	40
2.1.1.4.	Subsistema de Orientación.....	43
2.1.1.5.	Subsistema de Regulación y Control.....	44
2.1.1.6.	Subsistema Soporte.....	48
2.1.2.	Funcionamiento	51
2.2.	Criterios Técnicos de Selección.....	52
2.2.1.	Emplazamiento del Aerogenerador.....	52
2.2.2.	Velocidad y Energía del Viento	54
2.2.2.1.	Ley de Betz	58
2.2.3.	Potencia Generada	60
2.2.3.1.	Selección de la Potencia en Función del Consumo	61

2.2.4.	Factor de Planta	62
2.2.5.	Demanda Eléctrica.....	63
2.3.	Criterios Económicos de Selección	65
2.3.1.	Costos de una Instalación Eólica	65
2.3.2.	Costo de la Energía.....	67
2.3.3.	Evaluación Financiera.....	68
2.3.3.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	69
2.3.3.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	70
2.3.3.3.	Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) o PAYBACK	70
2.3.3.4.	Análisis de Sensibilidad	71
2.4.	Evaluación de la Factibilidad Técnico-Económica.....	71
2.4.1.	Factibilidad Técnica	71
2.4.2.	Factibilidad Económica.....	71
CAPÍTULO III.....		73
MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UNA MICRO CENTRAL EÓLICA		73
3.1.	Diagrama de Flujo	73
3.1.1.	Diagrama de Flujo General	73
3.1.2.	Diagrama de Flujo del Ingreso de Datos.....	74
3.1.3.	Diagrama de Flujo de los Cálculos Técnicos y Económicos	75
3.1.4.	Diagrama de Flujo de la Presentación de Resultados.....	76
3.2.	Modelo Computacional.....	76
3.2.1.	Cálculo sin Datos Técnicos y Económicos Reales	77
3.2.2.	Cálculo con Datos Técnicos Reales.....	78
3.2.3.	Cálculo con Datos Económicos	78
3.2.4.	Cálculo con Datos Técnicos y Económicos	78
3.3.	Datos de Entrada.....	79
3.3.1.	Datos del Sitio del Proyecto.....	79
3.3.2.	Datos Técnicos.....	79
3.3.3.	Datos Económicos	80
3.4.	Resultados de salida	80
3.4.1.	Resultados sin Conexión a una REI	81
3.4.2.	Resultados con Conexión a una REI	81

3.5. Manual del usuario	81
CAPÍTULO IV	82
APLICACIÓN DEL MODELO	82
4.1. Selección del Sitio	82
4.2. Datos de entrada.....	83
4.3. Procesamiento y resultados	84
4.4. Análisis de resultados.....	91
CONCLUSIONES.....	100
RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXOS	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Comparación entre una Red Actual y una Red Inteligente	6
Figura 1.2. Arquitectura de una Red Inteligente	8
Figura 1.3. Phasor Measurement Units	9
Figura 1.4. Dispositivos de una Advance Metering Infrastructure	10
Figura 1.5. Ubicación de una micro red en el contexto de una Red Inteligente	11
Figura 1.6. Componentes principales de una Central Hidroeléctrica	13
Figura 1.7. Proceso de generación hidráulica de energía eléctrica	13
Figura 1.8. Diagrama funcional de una Central Termoeléctrica convencional	14
Figura 1.9. Proceso de generación térmica de energía eléctrica	14
Figura 1.10. Esquema de principio de una central nuclear	16
Figura 1.11. Proceso de generación nuclear de energía eléctrica	16
Figura 1.12. Esquema de principio de una Central Geotérmica	17
Figura 1.13. Proceso de generación geotérmica de energía eléctrica	18
Figura 1.14. Esquema de principio de una Central Fotovoltaica	19
Figura 1.15. Proceso de generación fotovoltaica de energía eléctrica	19
Figura 1.16. Diagrama de generación distribuida	21
Figura 1.17. Proceso de generación eólica de energía eléctrica	23
Figura 1.18. Parque eólico de eje horizontal Villonaco de 16.5 MW, Loja-Ecuador	24
Figura 1.19. Tipos de aerogeneradores de eje vertical	25
Figura 1.20. Esquema de un aerogenerador de eje horizontal	26
Figura 2.1. Tipos de aerogeneradores por su número de palas	31
Figura 2.2. Tipos de aerogeneradores por cómo incide el viento sobre ellos	33
Figura 2.3. Tipos de bujes	35
Figura 2.4. Multiplicador de cajas de engranajes de árboles paralelos	38
Figura 2.5. Multiplicador de cajas de engranajes tipo planetario	38
Figura 2.6. Freno de disco para aerogeneradores	39
Figura 2.7. Generador asíncrono jaula de ardilla para aerogeneradores	41
Figura 2.8. Generador asíncrono acoplado directamente a la red	42
Figura 2.9. Generador síncrono con convertidor de frecuencia	42
Figura 2.10. Sistema de orientación activo	43
Figura 2.11. Sistema de orientación pasivo de rotores laterales	44
Figura 2.12. Mecanismo de regulación por cabeceo	45
Figura 2.13. Control de un aerogenerador asíncrono de paso fijo conectado a la red	47
Figura 2.14. Control y gestión de cargas en un sistema aislado	47
Figura 2.15. Góndola y buje de un aerogenerador grande	48
Figura 2.16. Torres troncocónicas para grandes aerogeneradores	49
Figura 2.17. Tipos de torres para pequeños aerogeneradores	50
Figura 2.18. Comportamiento del viento al atravesar un aerogenerador (Ley de Betz)	59

Figura 2.19. Potencias de aerogeneradores disponibles según el diámetro	62
Figura 2.20. Demanda eléctrica en un día promedio de un usuario tipo	63
Figura 3.1. Diagrama de flujo general del programa.....	74
Figura 3.2. Diagrama de flujo general del ingreso de datos	74
Figura 3.3. Diagrama de flujo general de los cálculos técnicos	75
Figura 3.4. Diagrama de flujo general de los cálculos económicos	75
Figura 3.5. Diagrama de flujo de la presentación de datos.....	76
Figura 4.1. Colores de los rangos utilizados en el “Atlas Eólico del Ecuador”	82
Figura 4.2. Pantalla de ingreso de Datos del Sitio del Proyecto, con datos.....	84
Figura 4.3. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Agosto)	86
Figura 4.4. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Noviembre)	87
Figura 4.5. Comportamiento anual de la energía de un Usuario que consume 367,85 kWh al mes.....	88
Figura 4.6. Pantalla de Resultados del modelo computacional	91
Figura 4.7. Pantalla de Resultados con Sensibilidad del modelo computacional	92
Figura 4.8. Valor Actual Neto (VAN) en función de la velocidad del viento	93
Figura 4.9. Valor Actual Neto (VAN) en función de la inversión inicial.....	94
Figura 4.10. Valor Actual Neto (VAN) en función de la tasa de interés.....	95
Figura 4.11. Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de venta energía eólica.....	96
Figura 4.12. Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de compra de energía a la red	97
Figura 4.13. Precio del aerogenerador en función de la velocidad promedio del viento	98
Figura 4.14. Precio por kW instalado en función de la velocidad promedio del viento	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Equivalencias de la escala Beaufort	55
Tabla 2.2. Clases de densidad de potencia eólica.....	56
Tabla 2.3. Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud	58
Tabla 2.4. Demanda eléctrica en un día promedio de un usuario tipo.....	64
Tabla 2.5. Costos e inversiones necesarias en cada fase del proyecto.....	66
Tabla 2.6. Cargos tarifarios.....	67
Tabla 2.7. Precios referentes de energías renovables.	68
Tabla 4.1. Velocidades de viento promedio mensuales.....	83
Tabla 4.2. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Agosto).....	85
Tabla 4.3. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Diciembre).....	86
Tabla 4.4. Análisis energético y de costo en un Usuario Tipo con instalación eólica en un año	88
Tabla 4.5. Flujo de caja Anual de un Usuario Tipo con instalación eólica	89
Tabla 4.6. Flujo de caja de un Usuario Tipo con instalación eólica	90
Tabla 4.7. Tabla con los resultados de Sensibilidad obtenidos con el modelo	92
Tabla 4.8. Resultados de los ejercicios al variar el precio de venta de energía eólica	97
Tabla 4.9. Potencia nominal instalada y precio del proyecto en función de la velocidad del viento....	98

LISTA DE TÉRMINOS

AC	Corriente Alterna
A.C.	Antes de Cristo
AMI	Infraestructura de Medida Avanzada
BAN	Building Area Network
BCE	Banco Central del Ecuador
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
DC	Corriente Continua
DMQ	Distrito Metropolitano de Quito
FAN	Field Area Network
IAN	Industrial Area Network (Red de Área Industrial)
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
HAN	Home Area Network (Red de Área Casera)
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MIPRO	Ministerio de Industrias y Productividad
NAN	Neighborhood Area Network
PHEV	Vehículos Híbridos Eléctricos Enchufables
PMU	Phasor Measurement Units
PRI	Periodo de Recuperación de la Inversión
REI	Redes Eléctricas Inteligentes
TIC	Tecnologías de la Información y la Comunicación
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento
USD	United State Dolar (Dólares Americanos)
VAN	Valor Actual Neto
WAN	Wide Area Network (Red de Área Amplia)

Resumen

“Modelo para el Análisis Técnico-Económico de la Factibilidad de Microcentrales Eólicas para Generación Distribuida”

Manuel Antonio Minango Paredes

manuel_minango@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen.—El presente proyecto de tesis desarrolla los criterios para el cálculo de la factibilidad técnico-económica de un proyecto eólico a nivel de generación distribuida residencial; a través de un modelo computacional que además permite el cálculo de la sensibilidad en factores como: la inversión inicial, la velocidad del viento, la tasa de interés y los precios de compra y venta de la energía.

Se presenta información teórico-documental sobre: las redes eléctricas inteligentes, los tipos de centrales de generación existentes, la generación distribuida y las centrales eólicas. Sobre esta base se establecen las ecuaciones y los valores que se relacionan con el comportamiento y funcionamiento de los aerogeneradores a nivel de generación distribuida residencial.

Además contiene los resultados de los análisis de sensibilidad en varios posibles escenarios a los que se podría enfrentar un proyecto eólico a nivel de generación distribuida en la realidad ecuatoriana. También se presentan conclusiones y recomendaciones.

Índice de Términos.— Aerogeneradores, Centrales de Generación, Centrales Eólicas, Demanda Residencial, Generación Distribuida, Microcentrales, Redes Eléctricas Inteligentes.

Abstract

"Model for the Technical-Economic Analysis of the Feasibility of Wind Micro Power Station for Distributed Generation"

Manuel Antonio Paredes Minango

manuel_minango@hotmail.com

Salesian Polytechnic University

Abstract.-The present thesis project develops criteria for the calculation of the technical-economic feasibility of a wind project at the level of residential distributed generation; through a computational model that also allows the calculation of the sensitivity on factors such as: the initial investment, the wind speed, the interest rate and the prices for purchase and sale of energy.

Theoretical-documentary information is presented about: smart grids, types of existing power stations, distributed generation and wind power stations. On this basis, it will establish the equations and values that relate to the behavior and functions of wind turbines at the level of residential distributed generation.

In addition it contains the results of the sensitivity analyzes in several possible scenarios that could face a wind project at the level of distributed generation on the Ecuadorian reality. It also presents conclusions and recommendations.

Index of Terms.- Wind Turbines, Power Stations, Wind Power Stations, Residential Demand, Distributed Generation, Micro Power Stations, Smart Grids.

INTRODUCCIÓN

Debido a los efectos negativos que produce el actual modelo energético basado en alto grado en combustibles fósiles, que son costosos y producen contaminación; la utilización de fuentes de energías renovables para la generación de energía eléctrica ha ganado importancia y está comenzando a ser aplicada en varios lugares a nivel mundial.

La energía eólica es una de ellas, y se caracteriza por ser sustentable, inagotable y amigable con el medio ambiente. Este tipo de energía ha sido utilizada desde la antigüedad para impulsar barcos, moler granos y extraer agua, pero actualmente se está aplicando en el campo de la generación eléctrica mediante máquinas llamadas aerogeneradores, las cuales explotan el gran potencial que tiene la fuerza del viento a todo nivel, desde los grandes parques eólicos hasta las pequeñas centrales domésticas. Debido al avance tecnológico y a la reducción de los costos que viene presentándose en la industria de los aerogeneradores, se están volviendo una alternativa de generación al alcance de cualquier persona, haciéndola apropiada y recomendable para incursionar en el uso de micro centrales domésticas que aporten energía a la red, contribuyendo a satisfacer la demanda eléctrica, a mejorar la confiabilidad del servicio y a reducir las emisiones de CO₂.

Aunque las micro centrales pueden funcionar aisladas de la red, es preferible (si es posible) que tengan una conexión con la misma, porque el usuario puede utilizar la energía de la red cuando la generación de su micro central no cubra su demanda, y vender sus excedentes de energía al sistema eléctrico, percibiendo un ingreso extra. Pero las redes actuales no permiten este tipo de conexión porque tienen un tráfico energético y de control unidireccional, desde las empresas eléctricas hacia el consumidor.

Para lograr que este tipo de conexión sea posible es necesario combinar las instalaciones tradicionales con tecnologías modernas de medición, de monitoreo y de telecomunicaciones; este tipo de redes son conocidas como Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids o REI), las cuales permiten potenciar el uso de las energías alternativas y la eficiencia energética, permitiendo la administración eficiente de los

recursos energéticos para proteger el medioambiente, limitando el uso de centrales eléctricas contaminantes, y ahorrando energía, cambiando de esta forma la manera en que se produce, se distribuye y se consume la energía eléctrica.

Actualmente, el gobierno ecuatoriano ha comenzado a desarrollar iniciativas para implementar Redes Eléctricas Inteligentes con la finalidad de cambiar la matriz energética del país a través del desarrollo de centrales de generación que aprovechen las energías renovables como base del desarrollo energético para el futuro, y de esta manera aprovechar la gran variedad de posibilidades de generación con las que cuenta el país. Dentro de este contexto se encuentra el recurso eólico, el cual puede ser explotado mediante el desarrollo e implementación de pequeños aerogeneradores distribuidos por toda la red eléctrica, siempre y cuando se justifiquen técnica y económicamente.

Por los motivos antes mencionados, el presente proyecto realiza un análisis teórico documental de lo qué son las Redes Eléctricas Inteligentes, la generación distribuida y las centrales de generación más representativas, haciendo especial énfasis en las centrales eólicas; además, se desarrolla un modelo computacional, de fácil acceso y aplicación, para el cálculo de los factores que permitan analizar la factibilidad técnica-económica de un proyecto eólico y la presentación de un manual básico de uso del modelo.

El modelo computacional, desarrollado en el presente proyecto y que considera toda la información disponible en el medio, permite realizar el análisis de la factibilidad técnica-económica de la generación eólica distribuida; evaluando el recurso y su aplicación en las redes tradicionales e inteligentes. La factibilidad técnica es analizada considerando todos aquellos parámetros que la literatura técnica contempla. El análisis de factibilidad económica permite identificar todos los parámetros que inciden en los costos (inversión inicial, operación y mantenimiento) y, en los beneficios (venta de energía y ahorro por la energía no comprada a la red), para mediante formulación matemática financiera establecer la relación costo-beneficio (en valor presente), la tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la inversión. Las incertidumbres se abordan mediante análisis de sensibilidad.

Están fuera del alcance del presente trabajo de investigación: la ejecución de estudios y mediciones de campo del recurso eólico y su probabilidad de ocurrencia; y la modelación física de los aerogeneradores.

Se incluye un manual del usuario, para facilitar la utilización del modelo computacional, mostrando cómo se debe ingresar los datos requeridos por el programa y cómo se deben interpretar los resultados obtenidos.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES Y FUNDAMENTOS TÉCNICOS

En este capítulo se tratará de forma breve sobre: las Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids), ¿qué son?, ¿qué ventajas ofrecen? y ¿cuál es su arquitectura?; las centrales convencionales y las no convencionales, que darán un panorama sobre las formas de generación eléctrica más aplicadas en la actualidad; la generación distribuida; y una descripción general sobre las centrales eólicas, que es el tema principal de este trabajo de tesis.

1.1. Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids)

Esta tecnología gracias a las tendencias mundiales de potenciar las energías alternativas y la eficiencia energética, está comenzando a transformar la manera de producir, distribuir y consumir energía; administrando de forma eficiente los recursos para proteger el medioambiente y ahorrar energía [1], [2].

1.1.1. Introducción

El desarrollo tecnológico de las redes eléctricas durante el siglo XIX ha permitido que la energía producida pueda llegar en todo momento a los usuarios. Para lograrlo se desarrolló un modelo de red confiable, a gran escala, enfocado en una generación y control centralizado, es decir un sistema con un flujo de carga unidireccional entre los grandes productores, que a través de las líneas de transmisión llegan hasta los consumidores, donde los últimos solo son receptores pasivos. Este modelo está basado en alto grado en combustibles fósiles, porque en el momento en que fue diseñado el precio del combustible era barato; permitiendo que la energía no fuera costosa y provocando el descuido de las pérdidas por ineficiencia de la red. Pero actualmente, debido a lo costoso de estos combustibles, el precio de la energía ha aumentado y las pérdidas por la ineficiencia de la red representan un gran gasto, porque se requiere un mayor consumo de combustible; produciendo un impacto al medioambiente por la mayor cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (como el dióxido de carbono (CO_2)) durante la generación eléctrica. Además la

despreocupación que ha habido por expandir las redes, sumado al crecimiento demográfico y al aumento de la demanda de electricidad, ha provocado que las redes lleguen al límite de su capacidad y los fallos hayan aumentado; y aunque los sistemas eléctricos son confiables, las interrupciones de suministro provocan anualmente pérdidas millonarias, porque la producción de las fábricas se detiene, los alimentos perecederos se deterioran y las operaciones en la bolsa y con tarjetas de crédito se interrumpen [1], [3], [4] .

Estos problemas y la creciente preocupación por el medio ambiente, han provocado que cada vez más expertos revisen el actual modelo de red eléctrica y propongan cambiarlo por otro sistema que tenga más aplicaciones y se sustente en nuevas tecnologías que ayuden a distribuir eficientemente la energía y a reducir las emisiones de CO₂. Para conseguir este objetivo las compañías eléctricas deberían modificar el actual modelo por uno basado en energías renovables e involucrar a los usuarios en las medidas de ahorro energético, proporcionándoles los medios y la información apropiada [1], [3].

La implementación de Redes Eléctricas Inteligentes, conocidas como “Smart Grids”; ayudarían en cierta forma a conseguir este objetivo. Estas Redes están formadas por los mismos elementos de las redes eléctricas normales (Figura 1.1) [5], pero unificadas con infraestructuras de telecomunicaciones en una sola red común. La unificación de estas dos redes es posible por el actual nivel tecnológico, que utiliza tecnologías basadas en sistemas digitales para lograrlo, cambiando de forma radical la manera como se genera, se transporta, se distribuye y se consume la energía; ya que pueden enlazarse en las etapas funcionales de generación, transmisión y a través de toda la red de distribución [4], [6]. La utilización de este nuevo modelo permitiría que la información de todos los agentes del sistema eléctrico (productores, transmisores, distribuidores y consumidores) se intercambien de manera bidireccional y en tiempo real, haciendo que el funcionamiento de la Red sea similar al del Internet, logrando que todas sus acciones se integren, mejorando y haciendo que la distribución de energía en todos los niveles sea más eficiente, sostenible, rentable y segura; además proporcionaría al usuario productos y servicios innovadores que le permitan monitorear y controlar el estado del sistema y del

consumo, beneficiando de esta manera al medio ambiente (disminución de emisiones de CO₂) y a los usuarios (disminución del pago de consumo eléctrico) [1], [2].

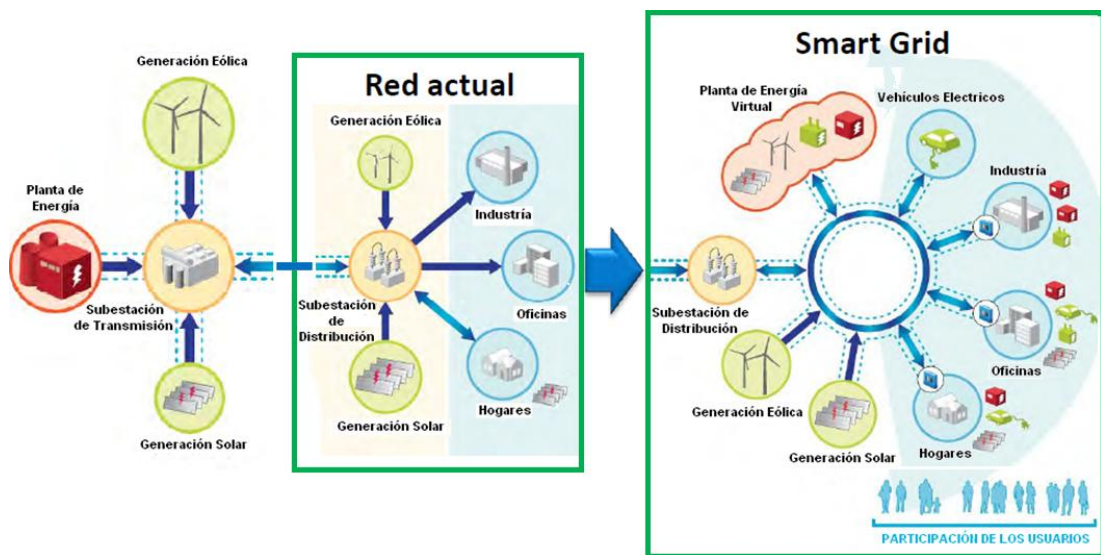


Figura 1.1. Comparación entre una Red Actual y una Red Inteligente

Fuente: T. Gómez, “Redes eléctricas inteligentes ‘Smart Grids,’” in *Curso Verano UBISS. La Gestión de la Energía Hoy*, 2012.

La Red Inteligente al ser bidireccional proporcionaría a los usuarios la posibilidad de tener sus propias micro centrales de energías renovables para autoconsumo, y devolver a la red la energía sobrante, para no desaprovechar la energía generada [3]. Esto permitiría que la energía eléctrica generada en baja tensión en las micro centrales domésticas pueda ser aprovechada por todos los usuarios de la red, pasando de un sistema centralizado a un sistema distribuido, donde existan una gran cantidad de productores y consumidores.

Por esta razón las ventajas que darían estas redes son:

- Mejoraría la confiabilidad del sistema y la calidad del suministro de energía eléctrica; porque podría detectar y aislar los problemas en cualquier parte de la red, y además utilizaría la energía generada por los usuarios (a través de micro centrales domésticas) cuando las empresas generadoras no puedan abastecer al sistema [2].

- Permitiría a los usuarios realizar una “gestión activa de la demanda”, es decir, optimizaría su consumo eléctrico y mejoraría el funcionamiento global del sistema. Esto se lograría por las nuevas tecnologías que se aplicarían, ya que proporcionarían al usuario la información de su consumo eléctrico en todo momento (cantidad, momento de consumo y costo de la energía utilizada); y de herramientas que le ayudarían a controlar su consumo, apagando los aparatos que no se están utilizando; esto permitiría decidir cómo utilizar la energía, en qué momento consumirla y cuándo utilizar su propia generación, optimizando los gastos y ahorrando energía y dinero [2], [3].
- Contribuiría a reducir la contaminación medioambiental, integrando fuentes de energías renovables mediante generación distribuida, facilitando el almacenamiento de electricidad mediante bancos de baterías y aumentando la infraestructura para recargar autos eléctricos, esto ayudaría a acelerar la sustitución de los autos actuales por eléctricos, porque la red podría recargarlos en cualquier momento de manera más eficiente, contribuyendo a la reducción de las emisiones de CO₂ [2], [3].
- Mejoraría la eficacia en la distribución de los flujos de energía y la flexibilidad en la gestión de los picos de demanda, con la consiguiente disminución de las necesidades de nuevas instalaciones de generación [2].

Para implantar las Redes Inteligentes se necesitan grandes inversiones, para investigar y el desarrollar equipos que sean afines con las Redes Inteligentes. Debido a que el funcionamiento de las Redes Inteligentes es similar al del Internet, muchas empresas ajenas al sector eléctrico como: Microsoft, Google, IBM, Oracle o Siemens; están interesadas en esta tecnología, porque necesita utilizar y adaptar los conocimientos y la operatividad que tienen las Redes Cibernéticas en las Redes Eléctricas. En la actualidad, diversos grupos trabajan en el desarrollo de los dispositivos "Grid-friendly" y los denominados "contadores inteligentes" empiezan a ser cada vez más comunes en varios países. Asimismo, proyectos como el PowerMeter de Google, una aplicación online que mide el uso de la energía en casa, demuestran la relevancia creciente de este tipo de sistemas [3].

1.1.2. Arquitectura de las Redes Inteligentes

Como se mencionó anteriormente, las Redes Inteligentes están constituidas por los mismos elementos y estructuras que las redes normales; pero se diferencian de estas porque disponen de una infraestructura de comunicaciones inteligente, que les permite controlar y conocer lo que sucede en cualquier punto de la red en tiempo real, de manera que se puede optimizar el uso de la energía, integrar otras tecnologías (energías renovables) y lograr que el usuario tenga energía disponible todo el tiempo, porque sería productor y consumidor [1], [6] (Figura 1.2) [7].

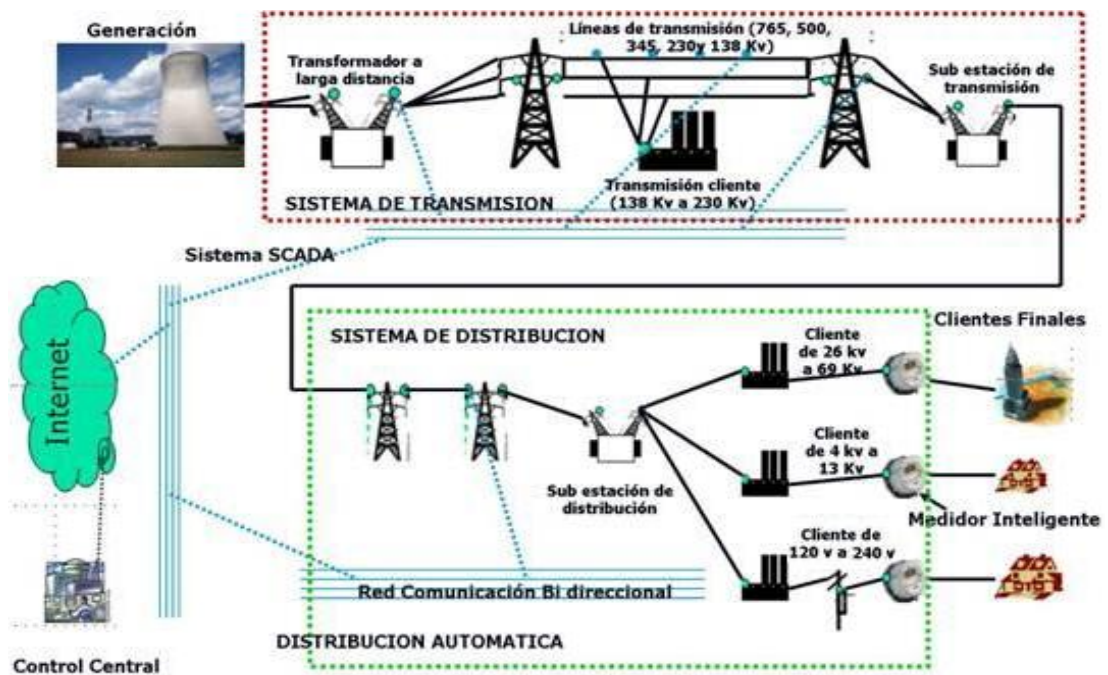


Figura 1.2. Arquitectura de una Red Inteligente

Fuente: “Redes eléctricas inteligentes (REI) O Smart Grid - Monografias.com.” [Online]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml>. [Accessed: 07-May-2013].

La Red Inteligente aunque en esencia es similar a una red eléctrica (que tradicionalmente ha sido subdividida en: generación, transporte, distribución y consumo), cambia en lo que se refiere a generación y transporte, debido a los millones de nodos que se interconectarían con la red para la implementación de centrales de energías renovables, que ayudarían a reemplazar parte de la energía generada por centrales convencionales, por fuentes de energías renovables y

generación distribuida, permitiendo que los usuarios pasen de ser simples receptores pasivos, a productores y consumidores de energía. Además estos nodos servirán también para la conexión de vehículos híbridos eléctricos enchufables o PHEV por sus siglas en inglés [1].

Las tecnologías de la información y de la comunicación (TIC) juegan un papel importante en la conversión de la actual red eléctrica en un modelo similar al de la Internet, haciendo que la información circule de forma bidireccional y se establezca un control distribuido, para la generación y las cargas, a través de los nodos dispersos por el sistema, descentralizando el control y la toma de decisiones [1]. Para conseguirlo se necesitan algunos elementos, como:

- **Phasor Measurement Units (PMUs):** Son los dispositivos que muestrean la tensión y la corriente en puntos significativos; con alrededor de 30 mediciones por segundo, para detectar sobrecargas y cuellos de botella, y adoptar las medidas necesarias para prevenir apagones (Figura 1.3.) [1].



Figura 1.3. Phasor Measurement Units

Fuente: J. Boal, "Smart Grid," 2010. [Online]. Available:

[http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart grid - Jaime Boal.pdf](http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf).

[Accessed: 25-Apr-2013].

- **Advanced Metering Infrastructure (AMI):** La Infraestructura de Medida Avanzada (Figura 1.4.) [1] consiste en medidores que recogen los datos de consumo de manera automatizada en tiempo real, que ayudan a obtener un

perfil de carga de los usuarios y permiten administrar efectivamente los sistemas de distribución. Esta infraestructura permite que el usuario utilice la electricidad de forma eficiente y que las compañías puedan detectar los problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, operando más eficientemente [1], [4].

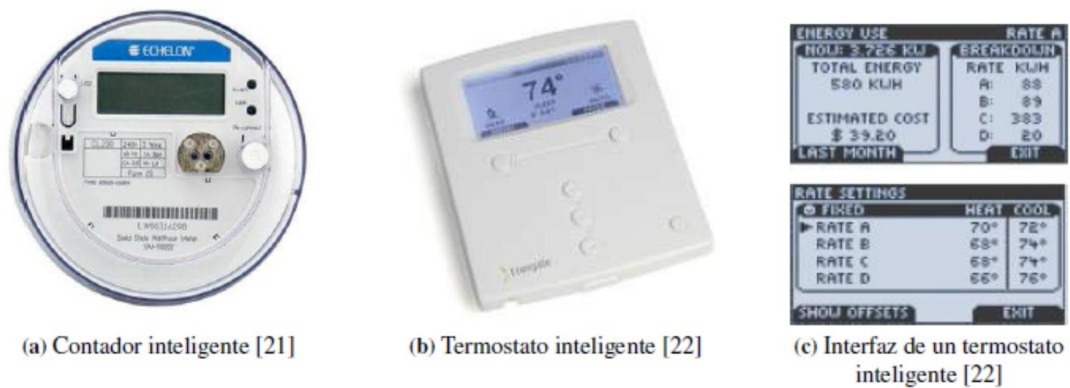


Figura 1.4. Dispositivos de una Advance Metering Infrastructure

Fuente: J. Boal, “Smart Grid,” 2010. [Online]. Available:

[http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart grid - Jaime Boal.pdf](http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf).

[Accessed: 25-Apr-2013].

- **Energías renovables y PHEVs:** Aunque las micro centrales de energías renovables y los PHEVs, no forman parte de las Redes Inteligentes, son tecnologías con las que pueden integrarse e interactuar. En el caso de las micro centrales es necesario establecer una red de comunicación que permita gestionar la producción y el consumo de la forma más eficiente. Por su lado los PHEVs podrían aportar energía en horas pico y recargarse en horas de bajo consumo de energía, además pueden estabilizar las micro centrales que generan intermitentemente al funcionar como sistemas de almacenamiento temporal [1].

La implementación de las Redes Inteligentes permitirá la instalación de redes de baja tensión que normalmente operan conectadas a la red principal, pero que son capaces de funcionar como islas cuando la red falla aguas arriba, conocidas como micro redes (Figura 1.5) [1]. Las micro redes pueden estar formadas por fuentes de generación distribuida, dispositivos locales de almacenamiento y cargas controlables; por ese

motivo la red principal las miran como si fueran un único generador o una carga agregada que puede ser controlada [1].

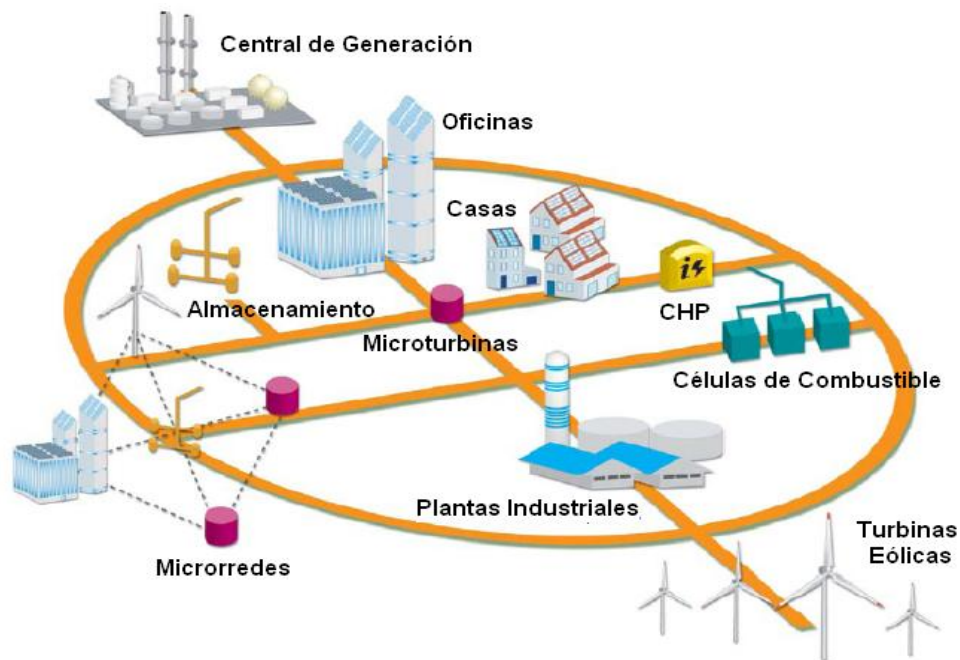


Figura 1.5. Ubicación de una micro red en el contexto de una Red Inteligente

Fuente: J. Boal, "Smart Grid," 2010. [Online]. Available:

[http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart grid - Jaime Boal.pdf](http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf).

[Accessed: 25-Apr-2013].

Para crear una micro red es necesario disponer de:

- Redes en los puntos de consumo para que gestionen los dispositivos de medición avanzada; estas redes pueden ser HAN (Home Area Network) para viviendas individuales, BAN (Building Area Network) para edificios o IAN (Industrial Area Network) para empresas [1].
- Una red NAN (Neighborhood Area Network) o FAN (Field Area Network) que agrupe todas las redes de los puntos de consumo [1]; y
- Una red WAN (Wide Area Network) que recoja la información de las microrredes y los dispositivos de medida dispersos por la red y los conecte con los centros de control de las compañías eléctricas [1].

1.2. Centrales de Generación

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (mecánica, térmica, química, entre otras) en energía eléctrica. Para hacerlo se recurre a instalaciones denominadas centrales de generación, que ejecutan alguna de dichas transformaciones [8]; las cuales se clasifican en:

- Centrales convencionales
 - Centrales hidroeléctricas
 - Centrales termoeléctricas

- Centrales no convencionales
 - Centrales nucleares
 - Centrales geotérmicas
 - Centrales eólicas
 - Centrales solares
 - Centrales de biomasa
 - Centrales mareomotrices.

1.2.1. Centrales Convencionales

Son aquellas que han sido utilizadas tradicionalmente para producir energía eléctrica a nivel mundial. Estas centrales utilizan la energía hidráulica y la energía térmica.

1.2.1.1. Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas (Figura 1.6) aprovechan la energía potencial y cinética que produce el agua cuando se desplaza entre dos alturas diferentes para generar energía eléctrica. Aunque este tipo de central tiene un costo de inversión relativamente alto; su mantenimiento y sus costos de operación, son bajos. Además

es una forma de generación eléctrica amigable con el medioambiente, por tal motivo este tipo de central es muy conveniente [8], [9].

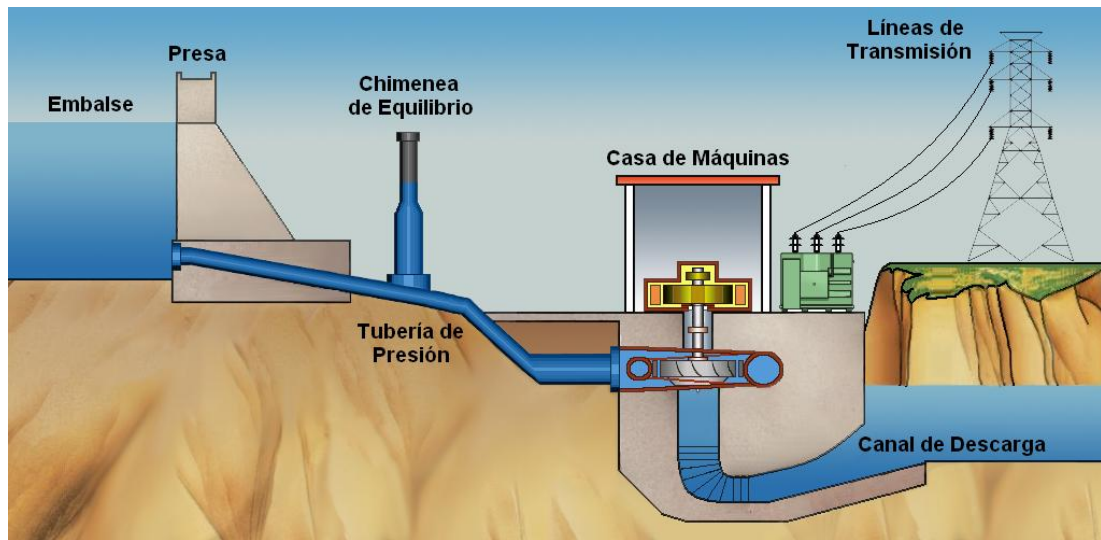


Figura 1.6. Componentes principales de una Central Hidroeléctrica

Fuente: Propia del autor

El proceso para convertir la energía del agua en energía eléctrica (Figura 1.6); comienza cuando el agua es almacenada por medio de una presa, formando un embalse; el agua represada pasa a la tubería de presión y debido al desnivel, también conocido como salto geodésico, la energía potencial se transforma en energía cinética. El agua llega a través de la tubería de presión a la casa de máquinas, donde la turbina hidráulica transforma la energía cinética en energía mecánica, finalmente la turbina transmite esta energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica. El agua después de pasar por la turbina sale a través del canal de descarga, volviendo nuevamente a su cauce natural (Figura 1.7).

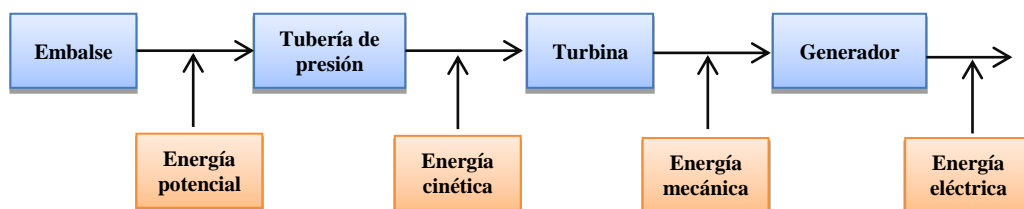


Figura 1.7. Proceso de generación hidráulica de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

1.2.1.2. Centrales Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas (Figura 1.8) son instalaciones que aprovechan la energía química de un combustible (petróleo y sus derivados, o carbón) para convertirla en energía eléctrica [8].

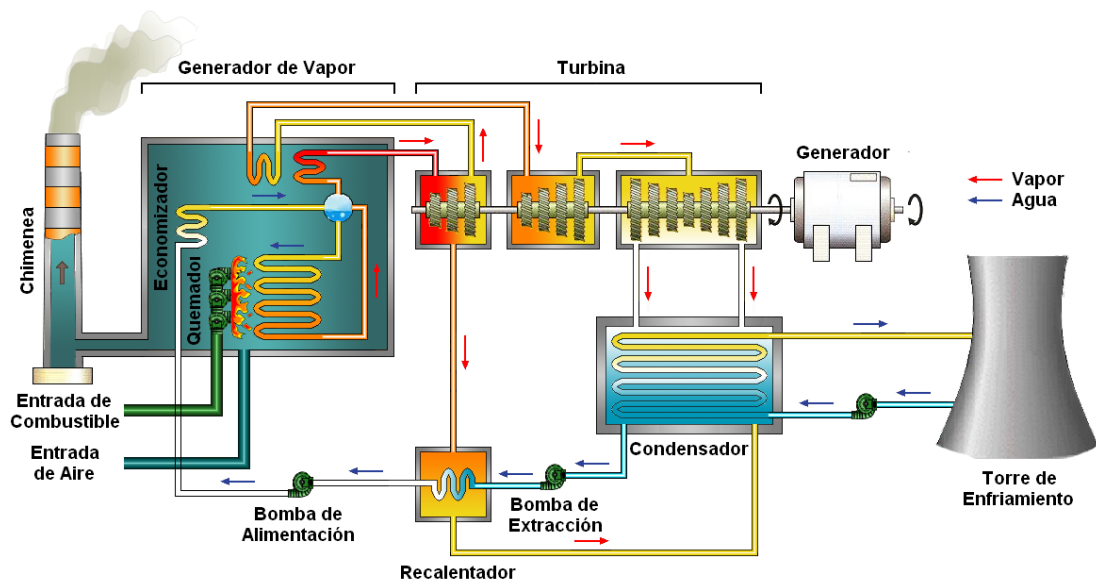


Figura 1.8. Diagrama funcional de una Central Termoeléctrica convencional

Fuente: Propia del autor

Para lograrlo se quema el combustible en los quemadores, convirtiendo la energía química en energía calorífica, calentando el agua en la caldera (generador de vapor), convirtiéndola en vapor de alta presión, que al expandirse mueve las turbinas, produciendo energía mecánica que finalmente se transforma en energía eléctrica, en el generador eléctrico que esta acoplado a la turbina (Figura 1.9).

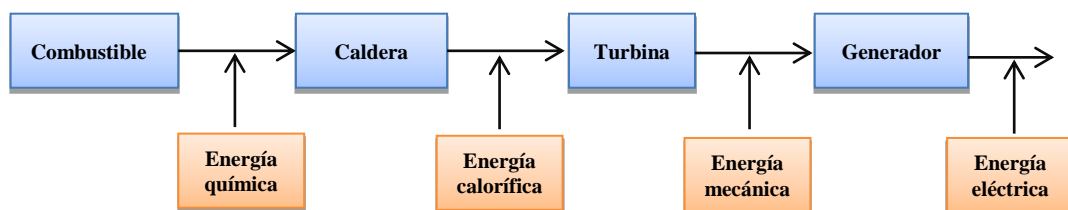


Figura 1.9. Proceso de generación térmica de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

Dependiendo del tipo de turbina (primotor) las centrales térmicas, pueden ser: centrales con turbina de vapor, centrales con turbinas de gas y centrales con motor diésel. La selección del tipo de primotor dependerá del tipo de combustible que se va a utilizar, de la potencia de la unidad generadora, de la flexibilidad en operación de la instalación y del rendimiento. Naturalmente se debe considerar, además de los elementos técnicos, los económicos como son: el costo de kW instalado; y los costos de producción, principalmente los costos de los combustibles [8].

1.2.2. Centrales No Convencionales

Son aquellas que utilizan las energías que no han sido explotadas tradicionalmente, ya que sus costos de producción no han sido muy rentables, su captación es difícil y su transformación en energía eléctrica es complejo. Entre las principales energías no convencionales se tienen: la nuclear, la geotérmica, la eólica, la solar, la biomasa, la mareomotriz, entre otras.

1.2.2.1. Centrales Nucleares

Las centrales nucleares (Figura 1.10) son aquellas que utilizan el calor generado por la fisión nuclear de elementos radioactivos (como el uranio-235 o el plutonio-239) para generar energía eléctrica. La fisión nuclear es la reacción que ocurre cuando un núcleo pesado se divide en dos o más núcleos pequeños, produciendo en el proceso una gran cantidad de energía en forma de radiación gamma y de energía cinética de los fragmentos de la fisión, que calentarán la materia que se encuentre alrededor del espacio donde se produzca la fisión. Este tipo de centrales tiene el mismo principio de funcionamiento de las centrales termoeléctricas [8]–[10]. La energía nuclear es la más controversial de las energías utilizadas para la generación eléctrica; debido a los desperdicios radioactivos que produce durante la fisión nuclear de los combustibles nucleares, como el uranio-235 o el plutonio-239, los cuales son muy difíciles de manejar [9], [10].

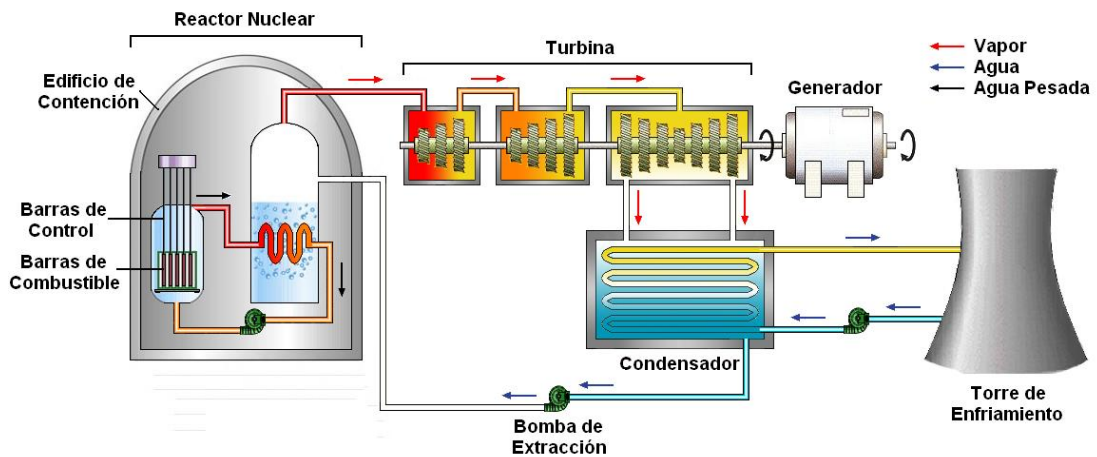


Figura 1.10. Esquema de principio de una central nuclear

Fuente: Propia del autor

La fisión nuclear se produce dentro del reactor, el cual es una estructura construida con un blindaje de hormigón y plomo. En su interior se encuentran miles de tubos metálicos de Zirconio arreglados en conjunto, que contienen pastillas de dióxido de uranio con diferentes grados de enriquecimiento; además entre las varillas de combustible se encuentran las Barras de Control (Barras de Boro o de Cadmio), las cuales al desplazarse entre las varillas de combustible, pueden incrementar o disminuir la absorción de Neutrones, controlando de esta forma la reacción [9], [10].

Para generar electricidad, dentro del reactor se produce la fisión nuclear, produciendo un gran calor que es utilizado para hervir agua hasta convertirla en vapor de alta presión y temperatura, convirtiendo la energía nuclear en energía calorífica. Este vapor va hacia la turbina, donde al expandirse la mueve produciendo energía mecánica; finalmente la energía mecánica se transmite al generador, que produce energía eléctrica (Figura 1.11).

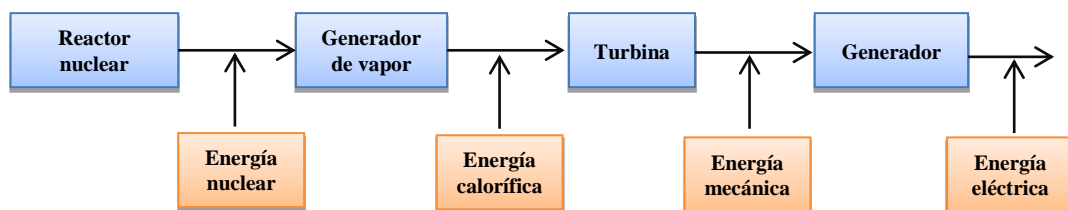


Figura 1.11. Proceso de generación nuclear de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

1.2.2.2. Centrales Geotérmicas

Las centrales geotérmicas (Figura 1.12) utilizan la energía térmica que se encuentra almacenada en el subsuelo de la tierra para generar energía eléctrica.

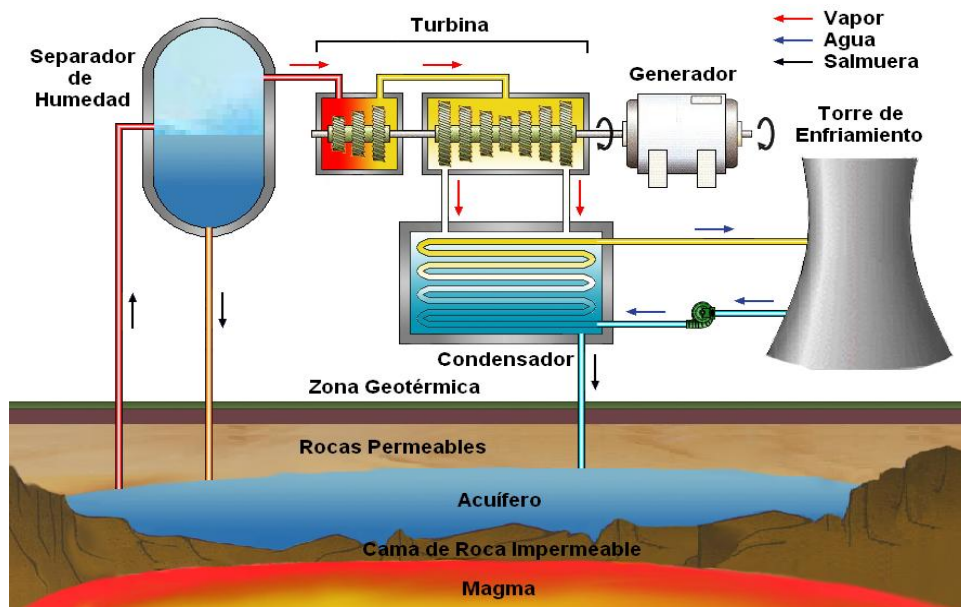


Figura 1.12. Esquema de principio de una Central Geotérmica

Fuente: Propia del autor

Su principio de funcionamiento es similar al de una central termoeléctrica convencional; pero se diferencia de esta en cómo se obtiene el vapor para mover la turbina. Este tipo de centrales instalan tuberías en perforaciones realizadas en campos geotérmicos (zonas de la corteza terrestre donde existen depósitos naturales de fluidos calientes contenidos en estratos de rocas permeables, cubiertos por una capa rocosa impermeable que impide el escape del fluido caliente), para que el vapor y el agua caliente del subsuelo suban a la superficie por la gran presión que tienen, obteniendo una mezcla de vapor con salmuera caliente (solución de agua con una alta concentración de cualquier sal). Esta mezcla se envía a un separador, contenedor con una presión interna más baja que la del fluido geotérmico, que evapora instantáneamente parte de la salmuera, debido al brusco cambio de presión; de esta forma extrae la salmuera que no se logró evaporar y la devuelve al acuífero (estrato rocoso permeable que permite la circulación y la acumulación de agua subterránea

por sus poros o grietas). Después de extraer la salmuera el vapor llega a la turbina, donde al expandirse mueve los álabes, la energía calorífica se transforma en energía mecánica que finalmente se transforma en energía eléctrica, en el generador eléctrico que esta acoplado a la turbina. Después de salir de la turbina, el vapor entra a un condensador, el agua obtenida es enviada a una torre de refrigeración, de donde parte de ella regresa al condensador como líquido refrigerante y el sobrante es regresado al acuífero [8], [11], conforme se ilustra en la Figura 1.13.

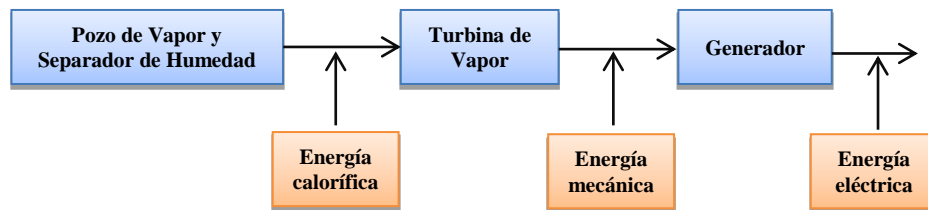


Figura 1.13. Proceso de generación geotérmica de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

1.2.2.3. Centrales Eólicas

Las centrales eólicas son aquellas que utilizan la energía cinética producida por el viento para producir energía eléctrica. Estas centrales se trataran más adelante, ya que son el tema principal de la presente tesis.

1.2.2.4. Centrales Solares (Fotovoltaicas)

Las centrales solares fotovoltaicas (Figura 1.14) son aquellas que utilizan la energía solar para producir energía eléctrica. Para lograrlo utilizan células solares o fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores cristalinos (como el Silicio), agrupadas e interconectadas en forma de paneles. Estas células generan una diferencia de potencial (corriente eléctrica) al ser expuestos a la luz (radiación solar) [4], [11].

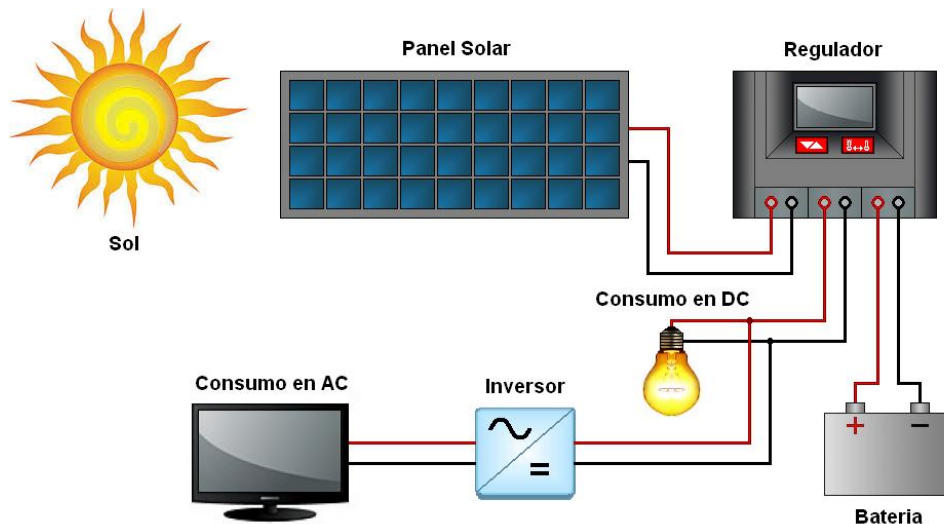


Figura 1.14. Esquema de principio de una Central Fotovoltaica

Fuente: Propia del autor

Los paneles solares captan la radiación solar y por el proceso fotovoltaico la convierten en energía eléctrica que puede ser consumida en ese instante o almacenada en bancos de baterías para ser usada posteriormente. La energía generada y almacenada pasa por un subsistema convertidor donde se adapta a corriente continua o alterna necesitada por la carga a la que está conectada a la central [8], [11], conforme se ilustra en la Figura 1.15.

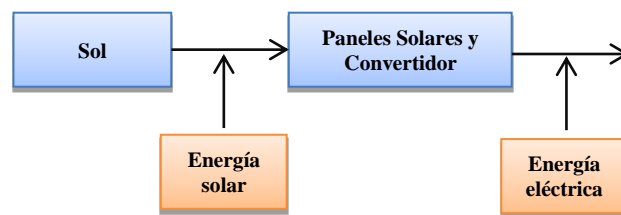


Figura 1.15. Proceso de generación fotovoltaica de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

Actualmente este tipo de energía se está explotando en distintas aplicaciones y a varias escalas, como: paneles fotovoltaicos en los techos de las casas para abastecer de energía a zonas aisladas con deficiencia de abastecimiento, enormes plantas solares en el desierto para inyectar energía a las redes eléctricas, suministrar energía a satélites, entre otras [6], [11].

1.2.2.5. Centrales Térmicas de Biomasa

Las centrales térmicas de biomasa son aquellas que utilizan la materia orgánica de la que están formados los seres vivos (biomasa) para generar energía eléctrica, mediante su combustión o la de sus derivados. La principal fuente de biomasa son los organismos fotosintéticos (plantas y algas) que convierten la energía del sol en materia orgánica de forma continua, por tal motivo constituyen una fuente de energía renovable, ya que su producción es constante y veloz, al contrario de los combustibles fósiles. Actualmente gracias a la biotecnología se puede extraer de ellos combustibles, como el metanol y el etanol, mediante un proceso de destilación, gasificación, hidrólisis o digestión aeróbica [8], [11].

1.2.2.6. Centrales Mareomotrices

Las centrales mareomotrices son aquellas que utilizan el continuo movimiento del mar para producir energía eléctrica. Este continuo movimiento (reflejo de la energía almacenada en el agua) puede ser aprovechada de dos formas; la primera mediante diques construidos en estuarios diseñados para extraer energía de la subida y la bajada de las mareas mediante turbinas localizadas en conductos que atraviesan el dique; y la segunda mediante turbinas sumergidas entre 20 y 30 metros de profundidad, que aprovechan las corrientes marinas, y que tienen un parecido con las utilizadas en la generación eólica [8], [11].

1.3. Generación Distribuida

La generación distribuida (Figura 1.16) [12], también conocida como generación descentralizada, generación dispersa o generación in-situ, es básicamente cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala (micro centrales), que trata de aprovechar las nuevas tecnologías para acercar la producción de energía al consumidor y disminuir la concentración de generación en las grandes centrales eléctricas, logrando que la energía se produzca cerca de los centros de consumo, además de permitir la conexión directa a los consumidores o a la red eléctrica. La generación distribuida tiene varias aplicaciones, además de la generación (generación en base, generación en punta y cogeneración), mejora la calidad de suministro y da

respaldo y soporte a la red de transporte y distribución, ya que permite la disminución de pérdidas técnicas producto de la transmisión de energía (efecto Joule, efecto corona y corrientes parasitas) entre los grandes generadores y las cargas. La integración de este tipo de generación al sistema actual permitiría pasar de una red pasiva, con un flujo de energía unidireccional entre distribuidor y consumidor, a una red activa, con un flujo bidireccional de energía, originando cambios en las pérdidas y variaciones de voltaje [4], [12], [13].



Figura 1.16. Diagrama de generación distribuida

Fuente: FENERCOM, *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Madrid: Gráficas Elisa S.A.

Sus características principales son:

- Reduce pérdidas técnicas en la red por transmisión y distribución, porque los usuarios se transformarían en productores descentralizados, reduciendo el flujo de energía por la red [13].
- Permite exportar la energía que no ha sido consumida por los productores descentralizados a la red de distribución [13].
- Utiliza generadores de potencias pequeñas (entre 3kW y 50MW de potencia instalada) ubicados cerca de los consumidores [13].

- Despacha la energía de forma descentralizada; es decir que su control no depende de los operadores de la red eléctrica, por tal motivo no se considera como Generación Distribuida a los generadores instalados y despachados por las empresas eléctricas [13].

Actualmente se está tratando de impulsar la generación distribuida haciendo que cada inmueble posea plantas de generación de energía a pequeña escala, que utilicen energías renovables (como eólica y solar) para proporcionar electricidad, y mediante las Redes Inteligentes incorporar la energía generada domésticamente a la red cuando el inmueble no la esté consumiendo; pero estos generadores distribuidos al momento son relativamente caros de instalar y poner en marcha [13].

En Europa y Estados Unidos no se utiliza el concepto de Generación Distribuida, sino el de Recurso de Energía Distribuida (Distributed Energy Resource) ya que agrupan la Generación Distribuida y el almacenamiento de Energía [13].

1.4. Centrales Eólicas

Las centrales eólicas son aquellas que utilizan la energía del viento para transformarla en energía eléctrica. El proceso para convertir la energía del viento en energía eléctrica (Figura 1.17); comienza cuando la fuerza del viento mueve las palas del rotor, donde la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica. En la góndola, el multiplicador incrementa la velocidad transmitida por el rotor a la velocidad del generador eléctrico, finalmente el multiplicador transmite la energía mecánica al generador donde se transforma en energía eléctrica [11]. Esta energía puede ser almacenada en los acumuladores o enviada directamente a la red. Los aerogeneradores funcionan de manera óptima cuando el viento sopla en un rango entre 3 y 24 metros por segundo. A la velocidad mínima se la conoce como velocidad de cut-in (de conexión); y la velocidad máxima como velocidad de cut-out (de desconexión) [14].

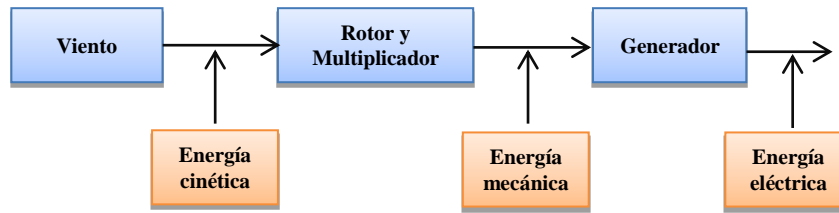


Figura 1.17. Proceso de generación eólica de energía eléctrica

Fuente: Propia del autor

1.4.1. Evolución de la Tecnología Eólica

El aprovechamiento de la fuerza del viento para generar energía es muy antiguo, la primera aplicación data de alrededor del año 3000 A.C. cuando los egipcios la utilizaron en la navegación para propulsar los botes y barcos de vela. Siglos antes de nuestra era, los antiguos persas ya utilizaban molinos de viento para moler el grano o para bombear agua; y aunque no eran muy eficaces se extendieron por China y Oriente próximo. Hasta el siglo XV el desarrollo de este tipo de tecnología fue lento, pero desde el comienzo del Renacimiento hasta el inicio de la Revolución Industrial se incrementó su utilización; después de esto se dejó de lado, debido a la aparición de los motores. Desde mediados del siglo XIX hasta mediados del Siglo XX comienza un desarrollo más técnico de esta tecnología, debido a las teorías aerodinámicas; en 1892 se construye en Dinamarca uno de los primeros aerogeneradores, extendiéndose su aplicación por todo el mundo. Durante la década de 1960 debido a los bajos precios del petróleo, se relegó esta tecnología por no ser tan rentable en comparación con las centrales de vapor; pero en 1973 con la primera crisis del petróleo, se comenzó a dar más importancia a la tecnología eólica, y de ahí hasta nuestros días ha tenido un vertiginoso desarrollo técnico [4], [8], [11], [15].

Actualmente la explotación de la energía eólica se lleva a cabo fundamentalmente para la generación de electricidad y se hace instalando un conjunto de molinos que se denomina parque eólico (Figura 1.18); y existen miles de ellos funcionando a nivel mundial, principalmente en Europa, Estados Unidos y la India [11].



Figura 1.18. Parque eólico de eje horizontal Villonaco de 16.5 MW, Loja-Ecuador

Fuente: Propia del autor

Hoy en día se está incentivando el desarrollo de este tipo de tecnología por los problemas causados al medio ambiente por el modelo energético basado en los combustibles fósiles, esto sumado a su desarrollo tecnológico ha permitido que esta tecnología se consolide como una excelente alternativa para complementar el actual sistema energético.

1.4.2. Aerogenerador

El aerogenerador es una máquina que convierte la fuerza del viento en energía eléctrica. Los aerogeneradores se dividen según la posición de su eje de rotación en aerogeneradores de eje vertical y aerogeneradores de eje horizontal.

1.4.2.1. Aerogeneradores de Eje Vertical

Los aerogeneradores de eje vertical (Figura 1.19) [16] son las primeras máquinas eólicas utilizadas debido a su sencillez de construcción. Sus principales ventajas son: No necesita de un sistema de orientación; su diseño es simple; sus costos de construcción y mantenimiento son bajos, debido a que la caja de engranajes y el generador están a nivel del suelo; y el funcionamiento del rotor, los rodamientos y los ejes, no están sometidos a grandes esfuerzos por los cambios de orientación,

evitando averías. Pero debido a sus desventajas están desapareciendo del mercado, entre ellas: bajo rendimiento; dificultad de control durante vientos fuertes; y algunos requieren de un motor para el arranque. Debido a esto son poco usadas para la generación eléctrica y más para aplicaciones de tipo mecánico, como el bombeo de agua [8], [11], [15].

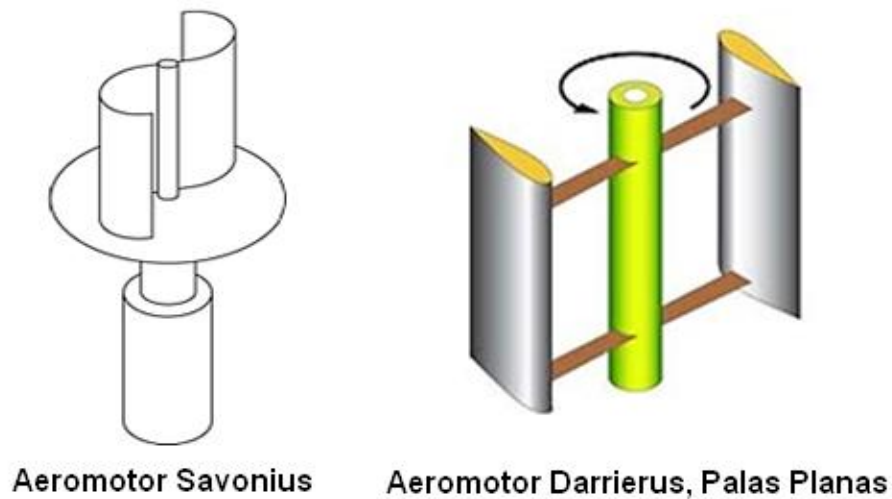


Figura 1.19. Tipos de aerogeneradores de eje vertical

Fuente: KAZEE GENERA LTDA., “Conceptos de Generación,” 2010. [Online]. Available: <http://kazeegeneraltda.blogspot.com/2010/05/conceptos-de-generacion.html>. [Accessed: 28-Sep-2013].

Existen dos tipos de aerogeneradores de eje vertical que son:

- **Aerogeneradores Savonius:** El rotor Savonius es el más simple. Consiste en dos mitades de un cilindro unidas en forma de “S”; para que las partes cóncavas capten el viento, y las partes convexas no presten resistencia al viento, girando en el sentido que ofrezca menos resistencia. Este aerogenerador produce un gran torque, pero debido a la resistencia del viento en el interior de las partes cóncavas, su velocidad es baja y rara vez supera los 100 rpm; por esta razón es una mala opción para la generación de energía eléctrica, ya que necesita de multiplicadores de giro que reducen enormemente el rendimiento. Actualmente ya no se usan por su bajo rendimiento [11], [15], [16].

- **Aerogeneradores Darrieus:** El rotor Darrieus consta de palas en forma de ala de avión, unidas al eje por los dos extremos. Su principio de funcionamiento es distinto al del aerogenerador Savonius, ya que es más eficaz en la generación eléctrica, debido a que alcanza mayor velocidad de giro; pero no puede arrancar solo y necesita ser motorizado para lograrlo, aunque después es capaz de continuar debido a la aerodinámica de sus palas. Para mejorar su rendimiento se ha experimentado combinando ambos tipos de aerogeneradores haciéndolo mixto (Savonius-Darrieus) [11], [15].

1.4.2.2. Aerogeneradores De Eje Horizontal

El aerogenerador de eje horizontal (Figura 1.20) [17] es el más utilizado, porque aprovecha mejor la energía del viento (mejor rendimiento), son utilizados para generar desde vatios a mega vatios. Debido a su importancia, las descripciones de partes y componentes se harán con respecto a este tipo de aerogenerador.

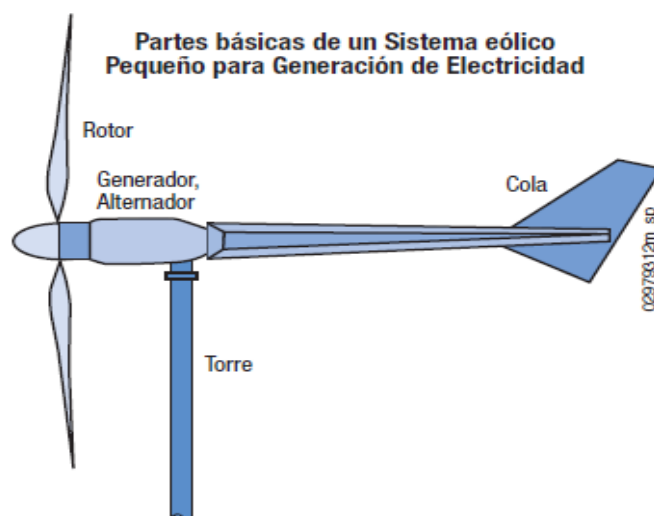


Figura 1.20. Esquema de un aerogenerador de eje horizontal

Fuente: O. A. Jaramillo Salgado, “Energía Eólica, Implementación de Proyectos Aplicando Sistemas Híbridos,” in *Capacitación para los Estados Miembros de la OLADE, Curso CAPEV 2012*, 2012.

1.4.3. Partes de un Aerogenerador

El aerogenerador, consta básicamente de tres partes: El rotor, la góndola y la torre.

1.4.3.1. El Rotor

El rotor está formado por el buje y las palas. Las palas debido a su diseño aerodinámico capturan el viento y transmiten su potencia al buje que esta acoplado al eje, que a su vez la transmite al multiplicador [15]. La potencia del aerogenerador aumenta por cada pala que se adiciona, pero a mayor número de palas se produce también más armónicos, más turbulencia y un mayor esfuerzo mecánico en la estructura; para solucionar estos problemas, el número de palas con los que normalmente se diseñan es de dos o tres palas [8]; pero está demostrado que los rotores de tres palas son mejores, porque: producen menos ruido, su par de arranque es mayor, las fuerzas experimentadas por las palas están mejor compensadas en todo su radio y tiene mayor estabilidad al orientarse hacia el viento [15]. Las palas se construyen de resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio o fibra de carbono, para que sean más ligeras y resistentes [11].

1.4.3.2. La Góndola

La góndola es una estructura formada por un bastidor de acero, donde se sujeta la mayoría de los componentes que están dentro de ella; y una carcasa de fibra de vidrio y poliéster con refuerzos de acero, diseñada aerodinámicamente para permitir el paso del aire evitando las perturbaciones en el viento [11], [15]. En su interior se encuentran el multiplicador, el sistema de freno del rotor, el sistema de orientación, el sistema de control y el generador eléctrico.

a. El Multiplicador

Es una caja de engranajes utilizada para incrementar la velocidad entregada por el rotor, a unas 1500 rpm, obteniendo una velocidad útil para que un generador eléctrico pueda conectarse a la red; puede ser de dos tipos: Cajas de engranajes planetarios o de árboles paralelos [11], [15].

b. El Sistema de Freno del Rotor

Es un freno mecánico, normalmente se utiliza un freno de disco; puede estar colocado al lado de baja o de alta velocidad del multiplicador [11], [15].

c. El Sistema de Orientación

Es el sistema encargado de situar perpendicularmente el rotor con la dirección del viento, esto lo logra gracias a la información que obtiene de la veleta que le indica la dirección del viento y la posición de la máquina; este sistema puede ser de: orientación activa o pasiva. El primero consta de un sistema de actuación hidráulico o eléctrico que gira el bastidor mediante un sistema “moto reductor” que actúa sobre la corona engranada de orientación que une al bastidor con la torre; el segundo se usa en aerogeneradores pequeños y consta de elementos mecánicos como la veleta, que utilizan las fuerzas aerodinámicas producidas para realizar las maniobras de orientación [11], [15].

d. El Sistema de Control

Es sistema el encargado de optimizar la generación de energía eléctrica y garantizar el funcionamiento seguro del aerogenerador; esto lo logra controlando los sistemas de orientación y freno; de esta forma puede regular la velocidad del rotor para mantenerla estable, frenar la máquina para evitar velocidades peligrosas que pueden dañarla, y controlar el sistema de orientación para regular la potencia captada del viento. Para esto dispone de dispositivos de medición que muestrean varias variables a cada instante, entre ellas la velocidad y dirección del viento, la temperatura del generador y la posición de la góndola; que le permiten controlar de una forma eficiente el comportamiento del aerogenerador [11], [15].

e. El Generador Eléctrico

Es el encargado de transformar la energía mecánica transmitida en energía eléctrica. Puede estar directamente acoplado al rotor o acoplado a un multiplicador.

Dependiendo del tipo de sistema que se esté utilizando el generador puede estar conectado directamente a la red o a través de un convertidor AC/DC/AC [11], [15].

1.4.3.3. La Torre

Es la estructura que soporta el rotor y la góndola, y permite elevarlas a una altura donde estén expuestas a vientos constantes y fuertes. Pueden ser de estructura de celosía o tubulares cilíndricas o troncocónicas, y se eligen teniendo en cuenta sus frecuencias de vibración, sus modos de instalación y su estética; por este motivo actualmente se prefiere a las torres tubulares [11].

CAPÍTULO II

CENTRALES EÓLICAS

En este capítulo se trata con mayor profundidad las características básicas de los aerogeneradores. Además se explica los criterios técnico-económicos básicos que se deben tener en cuenta para realizar la selección de una micro central eólica para instalaciones domésticas y, dependiendo de sus resultados, la factibilidad de realizar o no una instalación de este tipo.

2.1. Características Básicas

Las turbinas eólicas han evolucionado desde las rudimentarias máquinas que fueron en un principio, hasta las actuales con sofisticadas tecnologías; logrando que los aerogeneradores hayan tenido distintas formas, tamaños, tecnologías y usos durante su evolución. Actualmente esta tecnología se está utilizando a todo nivel, desde los grandes parques eólicos hasta las pequeñas centrales domésticas. A continuación se describirán sus principales características.

2.1.1. Componentes de un Aerogenerador

Como se explicó en el capítulo anterior, los componentes básicos de un aerogenerador son: el rotor, la góndola y la torre; estos a su vez forman parte o están formados por un conjunto de subsistemas, cuyo fin es captar y transformar la energía del viento en energía eléctrica, entre ellos se tienen:

- Subsistema de captación y transformación
- Subsistema de transmisión mecánica
- Subsistema de generación eléctrica
- Subsistema de orientación
- Subsistema de regulación
- Subsistema de soporte

2.1.1.1. Subsistema de Captación y Transformación

Este subsistema está formado por el rotor y es el encargado de captar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica de rotación; por este motivo es considerado el subsistema más importante, por su funcionamiento y por su costo. Está compuesto por las palas y el buje.

a. Palas o Hélices

Son los componentes más importantes del rotor, porque capturan la energía del viento y la convierten en el par necesario para generar una potencia útil. La forma y las dimensiones de las palas dependen del diseño de la turbina y de las consideraciones aerodinámicas que necesite para minimizar las cargas sobre el resto de la estructura y captar eficazmente la fuerza del viento. Para la fabricación de las palas se han utilizado una gran variedad de materiales (telas, maderas, chapas metálicas o aluminio); pero actualmente se utilizan resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio o de fibra de carbono, los cuales son materiales livianos y con gran resistencia estructural, ya que estarán expuestos a la intemperie (inclemencias climáticas, fuerte vientos y corrosión) y a esfuerzos mecánicos durante toda su vida útil (usualmente 25 años) [11], [15], [18]. Los rotores dependiendo del número de palas (Figura 2.1) se clasifican en:

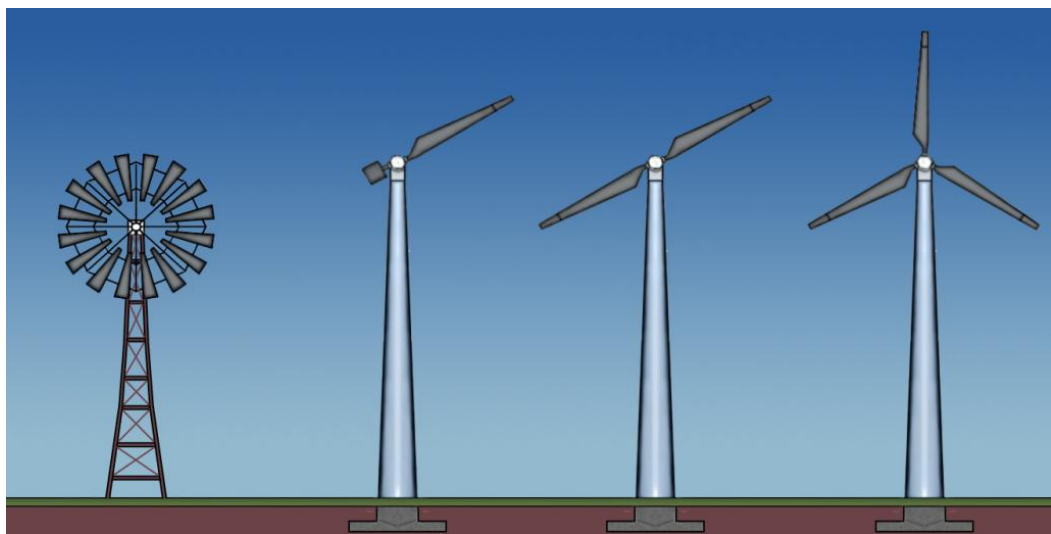


Figura 2.21. Tipos de aerogeneradores por su número de palas

Fuente: Propia del autor

- **Rotores múltipala:** También conocidos como rotores lentos, aerobombas o aeromotores; son aquellos que tienen entre 6 y 24 palas y se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua. Estos rotores necesitan velocidades de viento muy bajas para poder arrancar, porque al poseer mayor número de palas oponen mayor resistencia al paso del viento y generan un par de arranque alto; pero debido a esto giran a baja velocidad y por el gran peso que representan sus palas no pueden ser muy grandes. Normalmente sus palas están fabricadas de chapa de acero galvanizado [11], [15].

- **Rotores tipo hélice:** También conocidos como rotores rápidos, los cuales utilizan de una a tres palas. Estos rotores se suelen utilizar para la generación de electricidad, porque logran altas velocidades de giro gracias al diseño aerodinámico de sus palas. que les permite mejorar su rendimiento con respecto a los rotores multipala [11], [15]. Los rotores rápidos pueden ser:
 - **Tripala:** Este tipo de rotor es el más utilizado, en un 68% de las instalaciones. La mayoría de aerogeneradores de grandes potencias utilizan este tipo de rotor; porque al tener tres palas las fuerzas experimentadas por el rotor se distribuyen y se compensan mejor, logrando un mayor par de arranque, reduciendo el ruido y aumentando la estabilidad en la rotación para orientarse hacia el viento [11], [15].

 - **Bipala:** Este tipo de rotor es más barato y ligero que el tripala, y es utilizado en un 26% de los casos. El par de arranque de estos rotores es bajo y produce más ruido que los tripala, porque necesita girar a mayor velocidad para producir la misma energía; además las fuerzas que experimentan las palas no están compensadas en todo su radio de giro; ya que al estar en posición vertical, la pala inferior sufre menos empuje por las turbulencias provocadas por la torre; y al estar en posición horizontal su inercia es mayor, provocando inestabilidad en la rotación para orientarse al viento. Para solucionar este problema se puede instalar un buje oscilante en los grandes aerogeneradores o en

el caso de pequeños aerogeneradores solo se necesita reforzar la estructura del rotor [11], [15].

- **Monopala:** Este tipo de rotor es utilizado en un 6% de los casos, y presenta más problemas que un bipala, porque necesita un contrapeso para equilibrar la pala [11], [15].

Los rotores dependiendo de su disposición y de cómo el viento incide sobre ellos (Figura 2.2) pueden ser:

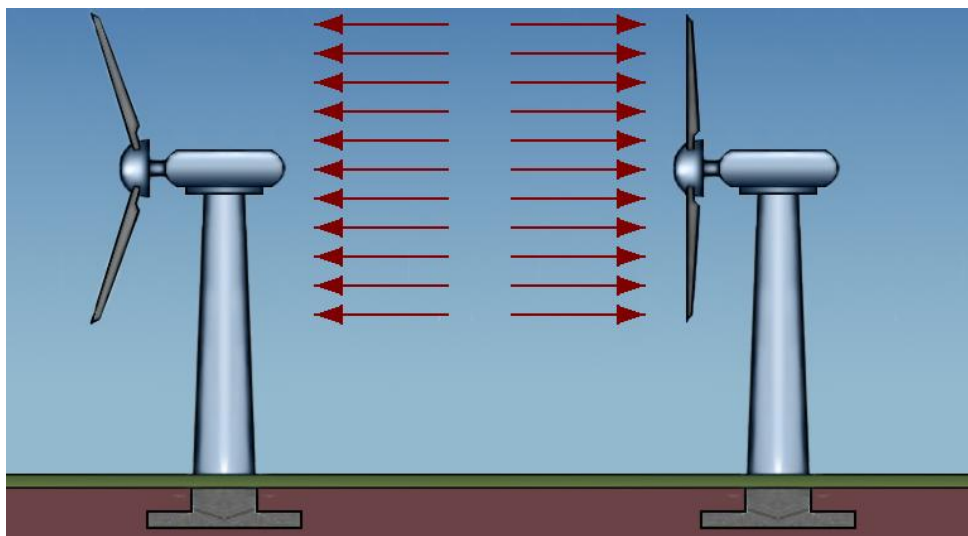


Figura 2.22. Tipos de aerogeneradores por cómo incide el viento sobre ellos

Fuente: Propia del autor

- **Rotores de barlovento:** En estos rotores, el viento llega al rotor por el frente. Son los más frecuentes, porque la mayoría de fabricantes opta por producirlos, ya que su fabricación es sencilla y barata, y sus esfuerzos mecánicos son más homogéneos y están mejor compensados; por este motivo los pequeños aerogeneradores son generalmente barlovento, salvo alguna excepción [11], [15].
- **Rotores sotavento:** En estos rotores el viento llega por la parte posterior de la góndola. Se caracterizan por sus palas, que están inclinadas con respecto a su plano de giro y describen una forma cónica al girar. Esta disposición tiene

la ventaja que no necesita un sistema de orientación porque puede orientarse automáticamente; pero produce constantes oscilaciones en las palas y fenómenos acústicos de baja frecuencia, debido a las turbulencias que se crean por la torre, ya que cuando las palas cruzan por esa zona el empuje del viento disminuye y al salir aumenta instantáneamente produciendo este problema conocido como “efecto sombra”; esto produce un gran esfuerzo mecánico en toda la estructura, haciendo que las ventajas que ofrece este tipo rotor no compensen los problemas que ocasiona, aunque algunos fabricantes de turbinas de mediano tamaño aún usan esta distribución, para simplificar en gran medida factores como: la orientación y la refrigeración [11], [15].

Los rotores dependiendo si las palas puedan o no girar con respecto a su eje longitudinal, se clasifican en:

- **Rotores de paso variable:** Las palas de estos rotores pueden girar con respecto a su eje, para lograrlo deben llevar cojinetes en su base y el buje debe disponer de un mecanismo de actuación (motores eléctricos o mecanismos de biela-manivela); esto permite regular la posición de las palas para variar el ángulo que ofrecen al viento que incide sobre ellas (cambiando su aerodinámica) controlando la velocidad de rotación del rotor para que la potencia suministrada y las cargas inerciales permanezcan en un rango de trabajo apropiado, logrando una mejor utilización del recurso eólico para la producción energética y evitando el daño del aerogenerador durante periodos de vientos muy fuertes. Este método es el más costoso pero sus resultados son excelentes, porque ofrece un mejor control [11].
- **Rotores de paso fijo:** Las palas de estos rotores no pueden girar con respecto a su eje, porque están fijas al buje y carecen de rotación. En este tipo de rotor, las palas están diseñadas de forma que se produzcan turbulencias en su parte baja, cuando la velocidad de viento aumenta a niveles peligrosos para la máquina, haciendo que la diferencia de presión entre los dos lados de la pala disminuya; esto logra que la energía que se transmite a ellas disminuya, reduciendo la velocidad de giro del rotor. Alrededor de dos tercios de los

aerogeneradores instalados utilizan este método porque es más económico, aunque es menos eficiente que el rotor de paso variable [11].

b. Buje

Es la pieza que conecta las palas al eje principal y debe estar sujeta firmemente al eje, para que transmita la fuerza del viento al resto del tren de potencia [11], [18]. Los bujes, dependiendo de cómo se sujetan a él las palas, (Figura 2.3) pueden ser:

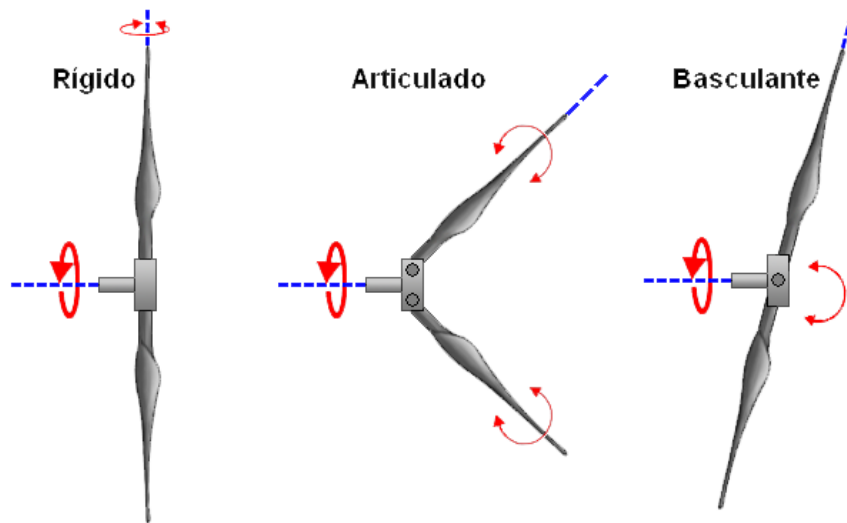


Figura 2.23. Tipos de bujes

Fuente: Propia del autor

- **Bujes rígidos:** Estos bujes tienen las palas unidas fijamente al eje principal. Es el diseño más común, y casi siempre se utiliza en máquinas con tres o más palas. El término buje rígido incluye a aquellos en los cuales las palas pueden tener movimientos de rotación respecto de sus ejes longitudinales [11], [18].
- **Bujes basculantes:** Son aquellos que permiten una ligera oscilación (de hasta tres grados con respecto al plano de rotación) entre las palas y el eje del rotor. Esta configuración es utilizada normalmente por los rotores bipala y monopala, y aunque es una solución mecánicamente compleja, le permite reducir las cargas ocasionadas por el movimiento del buje en su alineación con la dirección del viento. En inglés se denominan como *teetering* [11], [18].

- **Bujes para palas articuladas:** Estos bujes permiten que cada pala pueda moverse independientemente con respecto al plano de rotación. Este diseño es poco utilizado, y básicamente son una mezcla entre los bujes rígidos y los bujes basculantes. En inglés se denominan como *hinged hub* [11].

2.1.1.2.Subsistema de Transmisión Mecánica

Está compuesto por el multiplicador, un árbol de baja velocidad en el lado del rotor, otro de alta velocidad en el lado del generador, los acoplamientos y el freno. El árbol, en mecánica, es el elemento que se emplea para transmitir el movimiento giratorio en las máquinas y está sometido, en la mayor parte de los casos, a esfuerzos de flexión (porque tiene que soportar el peso de la máquina) y torsión (propio del movimiento que transmite).

a. Multiplicador

El multiplicador es un elemento formado por varias etapas de engranajes, normalmente entre 3 y 4, que convierte la potencia de alto par torsor y baja velocidad (entre 15 y 25 rpm) transmitida por el rotor al árbol principal, en una potencia de bajo par torsor y alta velocidad (1200 o 1800 rpm) que es utilizada por el generador eléctrico para producir energía; es decir, aumenta la velocidad entregada por el rotor para que pueda ser utilizada por un generador [11], [18]. Este elemento soluciona de forma práctica los problemas que se dan al conectar directamente el rotor a un generador, los cuales dependen del número de polos del generador, como:

- Un generador de pocos polos necesitaría que el rotor gire a velocidades elevadas (entre 1000 y 3000 rpm), generando grandes fuerzas centrífugas en sus palas, que alcanzarían velocidades muy elevadas en sus extremos, debido a sus grandes longitudes, provocando su daño o ruptura [18].
- Un generador con muchos polos (entre 200) necesitaría bajas velocidades de giro (entre 30 rpm), pero la masa del rotor del generador debería ser

proporcional a la cantidad de par torsor que tiene que manejar, haciendo que el generador sea muy pesado y costoso [18].

Para minimizar las pérdidas de rendimiento que se producen en el multiplicador, los engranajes deben estar sumergidos en aceite lubricante, que circula por todas las partes móviles, y es filtrado y refrigerado para que no pierda sus propiedades y mantenga un buen estado. El sistema de circulación necesario está formado por:

- **Grupo motobomba:** Es el encargado de lograr una correcta lubricación, al hacer circular el aceite por todo el circuito para que la multiplicadora funcione correctamente; evitando de esta forma averías serías y que su vida útil se reduzca por el calor y el desgaste producidos en los engranajes metálicos por el constante movimiento y rozamiento entre ellos [18].
- **Sistema de refrigeración:** Este sistema es el encargado de mantener la temperatura del aceite en valores adecuados para evitar que pierda sus propiedades y trabaje en condiciones óptimas [18].
- **El filtro:** Es el encargado de eliminar las impurezas que se presentan en el aceite por su uso; para alertar si el aceite tiene una alta cantidad de impurezas posee un sensor para esta labor. Una serie de sensores miden las velocidades en distintos elementos, temperaturas y posiciones [18].

Las cajas de engranajes utilizadas en los aerogeneradores son:

- **De árboles paralelos:** La caja de engranajes de árboles paralelos [18] puede ser utilizada en una gran cantidad de aplicaciones; estas pueden ser de cilindros de dientes rectos, de dientes helicoidales y de dientes doble helicoidales (Figura 2.4) [18].
- **De tipo planetario:** La caja de engranajes de tipo planetario se va imponiendo en la actualidad porque tiene una alta relación de transformación, varias multiplicaciones con un juego de engranajes, ocupa menor espacio porque es compacto y soporta mayores cargas (Figura 2.5) [18].

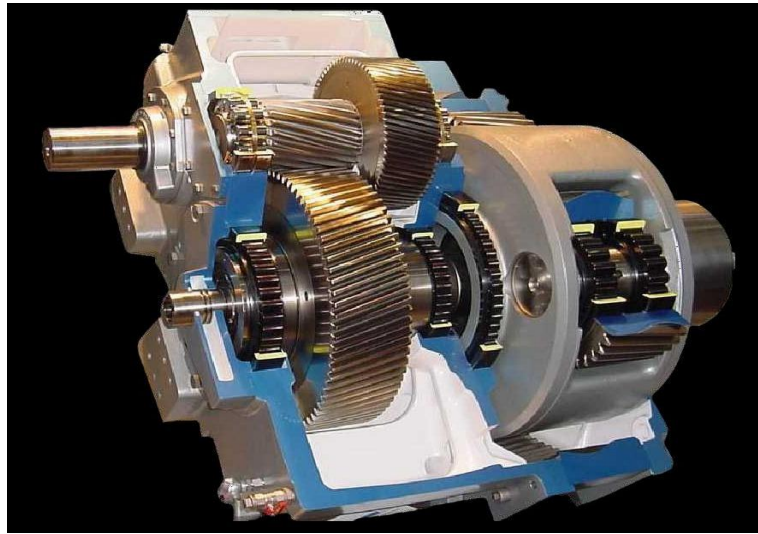


Figura 2.24. Multiplicador de cajas de engranajes de árboles paralelos
Fuente: OPEX-energy, “Eólica,” 2010. [Online]. Available: <http://www.opex-energy.com/eolica/index.html>. [Accessed: 19-Jul-2013].

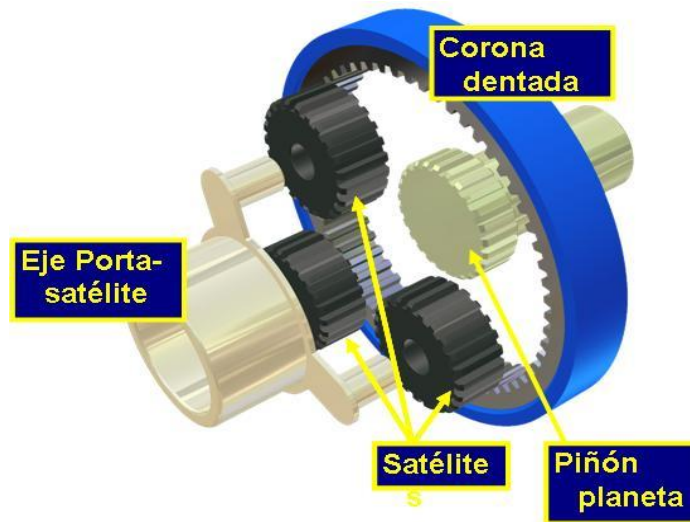


Figura 2.25. Multiplicador de cajas de engranajes tipo planetario
Fuente: OPEX-energy, “Eólica,” 2010. [Online]. Available: <http://www.opex-energy.com/eolica/index.html>. [Accessed: 19-Jul-2013].

b. Árboles, Acoplamientos y Freno

El árbol de baja velocidad (árbol principal o árbol del rotor) está conectado directamente al eje del rotor y transfiere el par torsor de este al multiplicador. El

árbol de alta velocidad está conectado a la salida del multiplicador y transfiere el par torsor al generador eléctrico [11], [18].

Los acoplamientos tienen la función de conectar los árboles con el multiplicador y el generador, y se instalan entre el árbol principal y el multiplicador, y entre el árbol de alta velocidad y el generador, el cual es elástico para absorber desalineamientos en operación continua [11], [18].

El freno mecánico sirve para detener o frenar la turbina; normalmente se utiliza un freno de disco (Figura 2.5) [19] que consta de un disco de frenado acoplado al eje que gira, dos zapatas y un sensor de velocidad de giro situado en la parte superior del disco; para frenar el disco es sometido al rozamiento de las pastillas (superficies de alto coeficiente de fricción) que reducen la velocidad de giro al transformar toda o parte de la energía cinética de rotación en calor, que se disipa a través del disco de frenado que está expuesto al aire. Casi todos los aerogeneradores emplean frenos mecánicos en alguna parte de su tren de potencia, los cuales pueden estar montados en el árbol de baja o de alta velocidad; en el primer caso el par que debe frenar es alto, y en el segundo aunque el par es menor, los engranes del multiplicador intervienen en el proceso y pueden dañarse [11].



Figura 2.26. Freno de disco para aerogeneradores

Fuente: “Freno de disco para aerogenerador - TWIFLEX.” [Online]. Available: <http://www.directindustry.es/prod/twiflex/frenos-de-discos-para-aerogeneradores-14102-457481.html>.

[Accessed: 24-Aug-2013].

2.1.1.3.Subsistema Eléctrico

Está compuesto por todos los elementos que intervienen en el proceso de conversión de energía mecánica a energía eléctrica; es decir el generador y numerosos equipos eléctricos y electrónicos (contactores, instrumentos de medida y elementos de transformación).

a. Generador

El generador es el elemento más importante del subsistema eléctrico y es el encargado de convertir la energía mecánica de rotación transmitida por el rotor en energía eléctrica [11]. Dependiendo de sus características, sus requerimientos de entrada y su corriente de salida, los generadores pueden ser:

- **Generadores de inducción (asíncronos):** Los generadores asíncronos (Figura 2.7) [18] producen energía eléctrica cuando la velocidad de giro de su rotor supera la velocidad de giro del campo magnético de excitación (velocidad de sincronismo), que se crea en el estator al utilizar la energía de la red y que depende de la frecuencia y el número de polos del generador. Estos generadores pueden ser: jaula de ardilla o rotor bobinado; el primero es el más utilizado por su sencillez y por no contar con elementos energizados en movimiento, necesitando menos mantenimiento, pero requiere de condensadores para mejorar su factor de potencia ($\cos\phi$) y una sincronización suave a la red por medio de tiristores [11], [18]. Algunos fabricantes utilizan dos generadores acoplados al mismo rotor, uno para funcionar con vientos de baja velocidad y otro para vientos de alta velocidad, debido a la relación que existe entre el rendimiento de estos generadores y el nivel de carga [11].

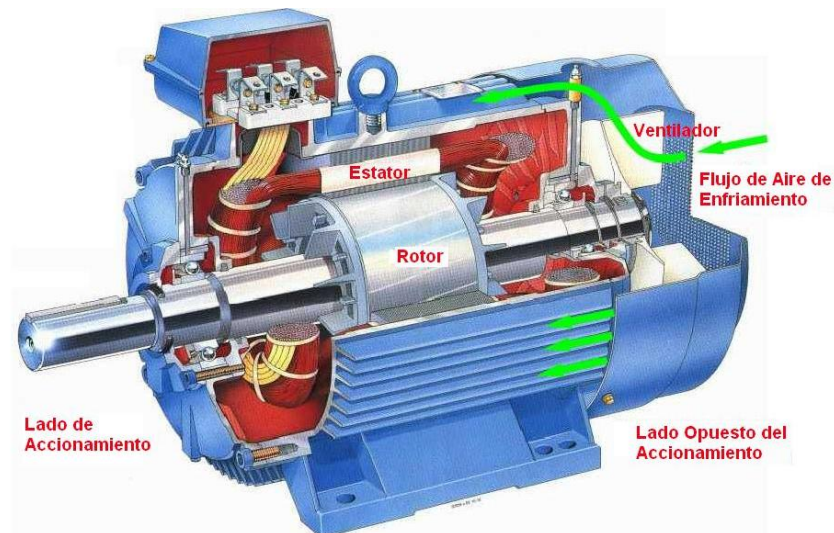


Figura 2.27. Generador asíncrono jaula de ardilla para aerogeneradores
Fuente: OPEX-energy, “Eólica,” 2010. [Online]. Available: <http://www.opex-energy.com/eolica/index.html>. [Accessed: 19-Jul-2013].

- **Generadores de excitación (síncronos):** Estos generadores producen energía eléctrica cuando el rotor alcanzan la velocidad de sincronismo. Para lograrlo es necesario crear un campo magnético en el rotor por medio de imanes permanentes o por electroimanes alimentados por corriente continua; el último es el más utilizado y la corriente continua utilizada puede ser obtenida al rectificar parte de la corriente alterna que se genera. Algunos fabricantes utilizan estos generadores para reducir el tamaño del aerogenerador, ya que al aumentar los pares de polos, la velocidad de sincronismo disminuye y se puede eliminar la caja multiplicadora [11], [18].

b. Tipos de Conexiones

El sistema eléctrico de un aerogenerador depende de las características de operación del rotor (velocidad constante o variable) y del sistema de conexión a la red (directa o indirecta). Los tipos de conexiones posibles pueden ser:

- **Conexión directa a la red:** En este tipo de conexión se limita la velocidad de giro del generador, para mantener fija la velocidad y la frecuencia; este tipo de conexión es la más utilizada por su bajo costo, pero tiene considerables

desventajas aerodinámicas y sobrecargas dinámicas en el tren de potencia. Normalmente se utilizan en esta conexión generadores asíncronos; puesto que, en este tipo de conexión los generadores síncronos originan problemas mecánicos y oscilaciones en la generación de potencia, por eso solo se utilizan como una posibilidad extrema. Esta conexión no permite que se aproveche los picos de velocidad del viento. Para utilizar generadores asíncronos con velocidad variable, se debe utilizar el control dinámico de deslizamiento, que emplea resistores en el rotor del generador, eliminando la necesidad de usar anillos de deslizamiento [11] (Figura 2.8).

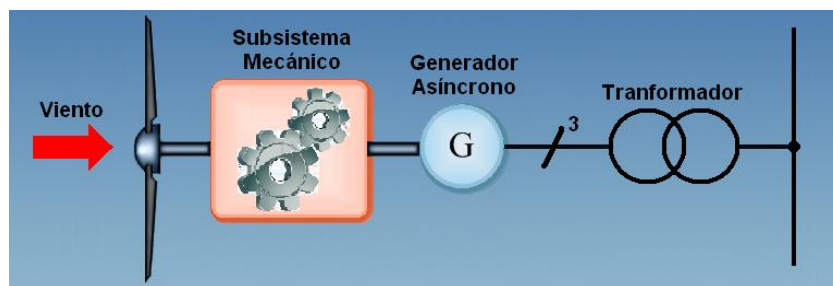


Figura 2.28. Generador asíncrono acoplado directamente a la red

Fuente: Propia del autor

- **Conexión indirecta a la red:** En esta conexión se aprovecha los picos de velocidad del viento, pero como el generador produce energía de frecuencia variable se necesita de equipos de adecuación para poder conectarse a la red; los más utilizados son los convertidores AC/DC/AC. Actualmente debido a los avances tecnológicos de los inversores, esta opción ha comenzado a ser atractiva para los fabricantes [11] (Figura 2.9).

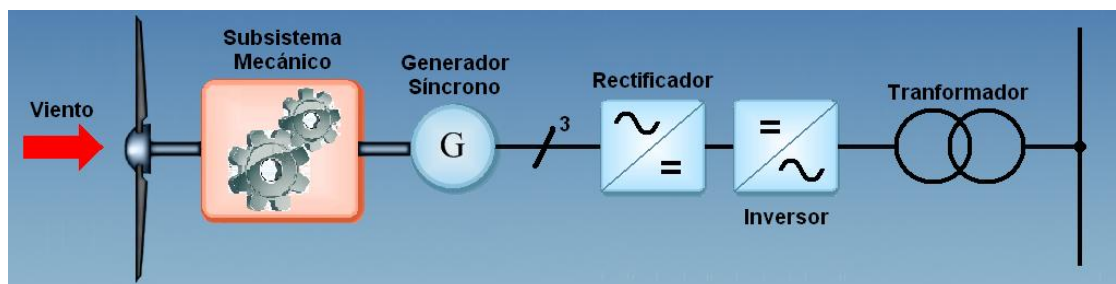


Figura 2.29. Generador síncrono con convertidor de frecuencia

Fuente: Propia del autor

2.1.1.4. Subsistema de Orientación

Este subsistema trata de mantener siempre el rotor perpendicular a la dirección del viento, para que este incida directamente sobre él. Existen dos clases de sistemas de orientación: orientación activa y orientación pasiva.

a. Orientación Activa

Está formado por un sistema de actuación de tipo hidráulico o eléctrico, que utiliza la información que da la veleta sobre la dirección de viento y la posición de la máquina para realizar la orientación de la turbina (Figura 2.11) [20]. Actualmente los fabricantes están utilizando “moto reductores” que hacen girar el bastidor, mediante un sistema de corona engranada de grandes dimensiones que une al bastidor con la torre. Para detener el giro del bastidor se suele utilizar un freno. Este sistema se utiliza normalmente en rotores barlovento de grandes dimensiones [11], [15].



Figura 2.30. Sistema de orientación activo

Fuente: Asociación Danesa de la Industria Eólica, “Visita Guiada sobre la Energía Eólica,” 2002. [Online].

Available: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/index.htm>.

[Accessed: 11-Oct-2013]

b. Orientación Pasiva

Este sistema de orientación aprovecha la fuerza del viento para orientarse, y es utilizado normalmente por los pequeños aerogeneradores. Uno de los métodos

utilizados es la veleta, que al ser empujada por el viento, su cola aerodinámica hace girar a la turbina y la coloca perpendicular a la dirección del viento. Otro método utilizado es el de rotores laterales auxiliares (Figura 2.11) [21], que al ser sometidos a la acción del viento cuando la turbina no se encuentra convenientemente orientada, comienzan a hacerla girar hasta que este correctamente orientada [11], [15].

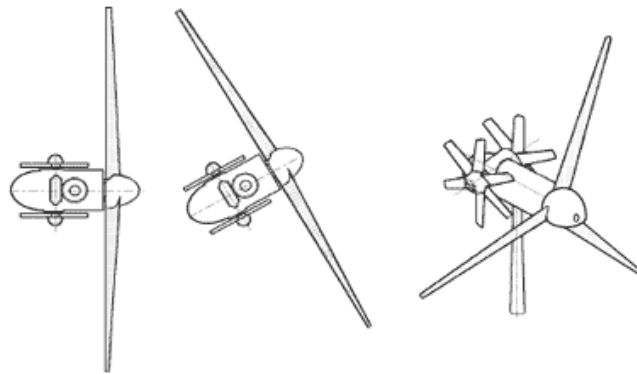


Figura 2.31. Sistema de orientación pasivo de rotores laterales

Fuente: Solo Energía, “Energía Eólica,” 2006. [Online]. Available:

<http://soloenergia.com.ar/aprendamas/energiaeolica/asptecnicos.html>. [Accessed: 07-Aug-2013].

También los rotores de sotavento, que se mencionaron anteriormente, por el efecto de conicidad que tienen, generan unas fuerzas aerodinámicas que hacen que la turbina se coloque en la dirección del viento [11].

2.1.1.5. Subsistema de Regulación y Control

El subsistema de control y regulación tiene la misión de enlazar la operación de todos los subsistemas del aerogenerador, para captar mejor la energía cinética del viento, mejorar la potencia eléctrica generada y garantizar que el aerogenerador opere de forma segura [11].

El subsistema de control es el encargado de supervisar y gestionar el correcto funcionamiento del aerogenerador, centrándose en el control de la potencia producida, el régimen de giro (regular la potencia captada del viento) y la orientación. Para lograrlo necesita las cadenas de medición (sensores y acondicionadores de las señales) que posee cada subsistema, para muestrear

constantemente las variables del funcionamiento del aerogenerador (velocidad y dirección el viento, temperatura y velocidad de rotación de la turbina y posición de la góndola); esta información es gestionada mediante microprocesadores, que dependiendo de la situación envían órdenes a los diferentes dispositivos de actuación para que modifiquen el comportamiento de la turbina y la hagan operar de forma óptima; en el caso de parques eólicos, puede enviar y recibir información del estado del aerogenerador al operador de la central [11].

Una central eólica, a diferencia de una central convencional, no puede dosificar la cantidad de energía de entrada; por eso necesita regular la velocidad de rotación (modificando las características aerodinámicas del rotor) y la potencia generada en la turbina (interviniendo en el sistema eléctrico). Un método para regular la velocidad del rotor son los sistemas de regulación pasivos (normalmente utilizados en los aerogeneradores pequeños) que actúan cuando la velocidad de giro puede dañar a la máquina; como el sistema de cabeceo, que consta de un resorte que actúa cuando el viento es demasiado fuerte, haciendo que la posición del rotor se modifique al doblarse la rótula excéntrica que forma parte de este sistema, y regresa a su posición original cuando el viento disminuye [11] (Figura 2.13) [22].

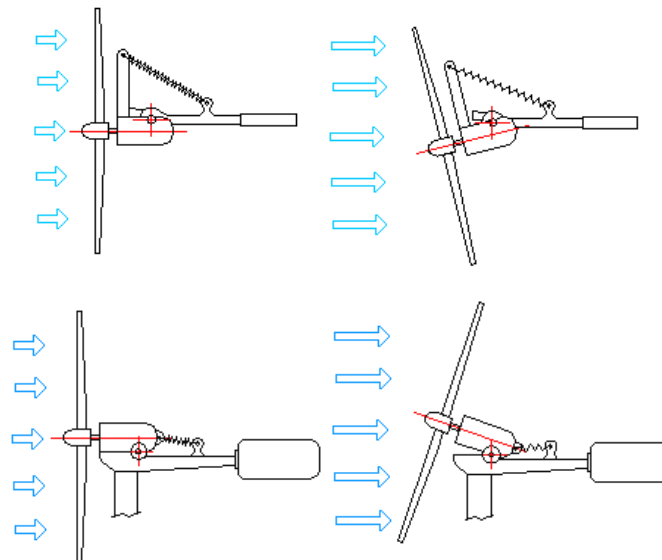


Figura 2.32. Mecanismo de regulación por cabeceo

Fuente: E. Fariñas Wong and A. Jacomino Bermudez, “Estudio de Aerogeneradores de pequeña potencia,” 2006. [Online]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos39/aerogeneradores/aerogeneradores2.shtml>.

[Accessed: 12-Aug-2013].

Otro método para regular la velocidad son los sistemas activos (normalmente utilizados en los grandes aerogeneradores) que varían el ángulo de ataque de las palas, es decir el ángulo formado entre la cuerda geométrica de la pala y la dirección del aire que incide sobre ella, mediante motores eléctricos en la base de cada pala y mecanismos hidráulicos de biela-manivela situados en el buje; esto permite captar de manera más eficiente la energía del viento, regulando la máquina y corrigiendo las características aerodinámicas del rotor. La misión principal de este sistema, es responder ante los cambios de velocidad que duran varios segundos; pero el sistema de control no puede ajustarse ante fluctuaciones extremadamente breves (turbulencias del viento y rachas), porque la inercia de las palas del rotor y de los elementos actuantes no lo permiten, haciendo que el aerogenerador soporte toda la carga y las fluctuaciones de potencia que se generen durante esos períodos. Estos sistemas pueden ser simples o sofisticados; los primeros actúan mediante mecanismos de acción centrífuga o aerodinámica que hacen girar las palas cuando la velocidad del viento es elevada y la potencia generada es excesiva, pudiendo llegar a ponerlas paralelas a la dirección del viento (posición de bandera); los segundos modifican de manera activa el ángulo de ataque de las palas y el par del generador eléctrico al adaptarse a cualquier condición de viento y potencia [11].

Los sistemas de control y regulación pueden regular el par del generador dependiendo del tipo de conexión en la que se encuentra:

- El caso más simple es el de un aerogenerador de paso fijo conectado a la red, donde la frecuencia de la máquina se regula por las características de diseño de la red (Figura 2.13). En este caso los cambios de carga causados por la energía inyectada por el aerogenerador (aún de megavatios) son demasiado pequeñas para influenciar de manera considerable en la frecuencia de una red fuerte; pero en redes débiles la turbina debe mantener la frecuencia de la red y adaptar su potencia de salida a las condiciones de carga de la red [11].

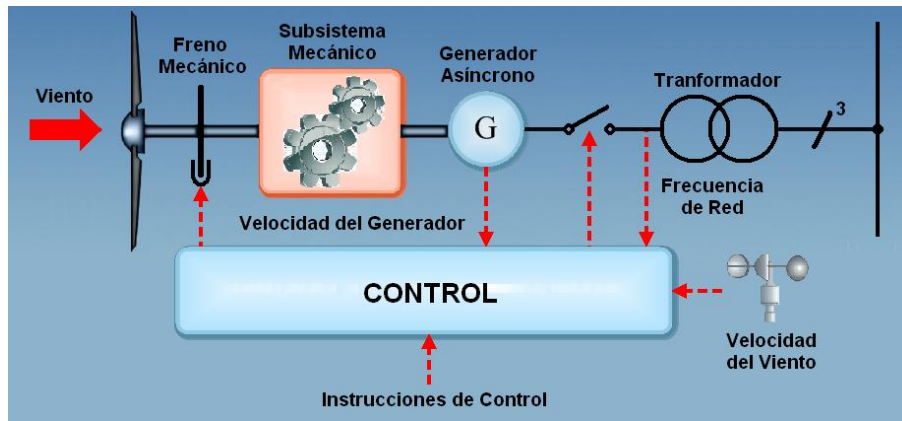


Figura 2.33. Control de un aerogenerador asíncrono de paso fijo conectado a la red

Fuente: Propia del autor

- En caso de instalaciones aisladas se emplea convertidores electrónicos de potencia para controlar el par del generador, al modificar la velocidad y la potencia de salida del generador en función de la demanda del consumidor (potencia instantánea) y de la energía entregada por el viento, mediante la variación de la frecuencia, la fase y el voltaje del generador. Si la energía del viento es mayor que la potencia demandada por el consumidor, la velocidad y potencia de salida son controladas para cambiar el ángulo de las palas; por el contrario, si la energía del viento es menor que la potencia demandada, un gestor de cargas decide que cargas deben ser conectadas o desconectadas para reducir la potencia tomada por el consumidor (Figura 2.14) [11].

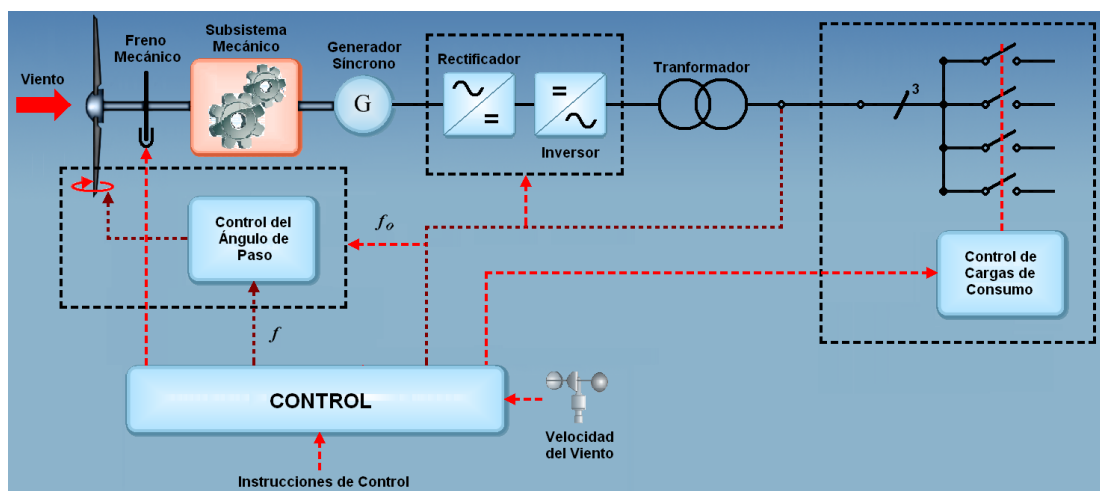


Figura 2.34. Control y gestión de cargas en un sistema aislado

Fuente: Propia del autor

El control de orientación del rotor debe ser muy sensible para evitar pérdidas de potencia, pero no demasiado porque los continuos movimientos de orientación reducen la vida útil del mecanismo. También se debe disponer de dispositivos que controlen el sentido de giro y el número de vueltas de la góndola, para evitar que los cables de transmisión eléctrica que descienden por la torre se retuerzan, haciendo que los mecanismos de actuación no giren siempre en el mismo sentido, y en caso de que ya estén retorcidos que deshagan el torsionado de dichos cables [11].

2.1.1.6. Subsistema Soporte

Este subsistema está constituido por la góndola y la torre.

a. Góndola

La góndola (Figura 2.15) [23] está formada por el bastidor y la carcasa. El primero es una estructura de acero donde se montan la mayoría de subsistemas del aerogenerador, y que mediante una corona dentada se acopla a la parte superior de la torre. La segunda es una estructura de cierre y protección, diseñada de forma aerodinámica y fabricada generalmente en fibra de vidrio y poliéster con refuerzos de acero; su función es proteger de los agentes atmosféricos todos los subsistemas que se encuentran en la góndola para que funcionen correctamente [11].



Figura 2.35. Góndola y buje de un aerogenerador grande

Fuente: ARGOLABE INGENIERÍA, “Los Vientos del Cambio: Energía Minieólica y Generación Distribuida,” 2012. [Online]. Available: http://www.revistatope.com/169_art_ARGOLABE_Eolica.html. [Accessed: 28-Aug-

2013]

b. Torre

La torre es el elemento encargado de elevar el aerogenerador a una altura para exponerlo a vientos más fuertes y constantes que los de la superficie, ya que a mayor altura los vientos incrementen su intensidad y son menos turbulentos. La altura mínima de una torre está condicionada por el diámetro del rotor y la máxima por el costo y la dificultad de instalación [11], [15].

Actualmente las torres que se utilizan para aerogeneradores grandes y medianos son torres tubulares cilíndricas o troncocónicas de acero u hormigón (Figura 2.16) [20], que se fijan a los pilotes o zapatas de cimentación mediante pernos de alta resistencia; las cimentaciones están fabricadas de hormigón armado y sus dimensiones depende de las características del terreno, el tamaño del aerogenerador y las fuerzas mecánicas que el viento produce en la zona de instalación [11].



Figura 2.36. Torres troncocónicas para grandes aerogeneradores

Fuente: Asociación Danesa de la Industria Eólica, “Visita Guiada sobre la Energía Eólica,” 2002. [Online]. Available: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/index.htm>.

[Accessed: 11-Oct-2013]

Para pequeños aerogeneradores se utilizan torres basculantes o auto soportadas (Figura 2.17) [15], las cuales debido a sus características constructivas deben ser

conectadas a tierra para proteger y reducir los efectos de posibles impactos de rayos y de la electricidad estática en la instalación [15].

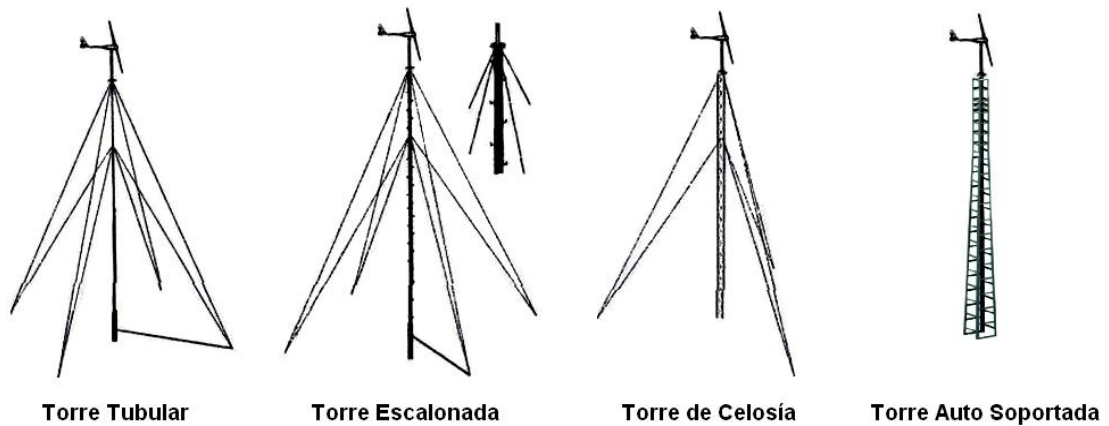


Figura 2.37. Tipos de torres para pequeños aerogeneradores

Fuente: J. M. Escudero López, *Manual de Energía Eólica*, 2nd ed. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2008.

Las torres basculantes son económicas, fáciles de montar y muy efectivas; pero necesitan de tensores para ser sujetadas. Debido a sus características este tipo de torres pueden abatirse, permitiendo realizar revisiones y mantenimientos del aerogenerador a nivel del suelo, reduciendo así los riesgos por caídas. Además pueden instalarse en pendientes y terrenos irregulares, aunque es preferible hacerlo en terrenos planos; el tipo de anclaje que necesitan estas torres depende del terreno donde van a ser instaladas; para suelos demasiado débiles es necesaria una cimentación, para suelos de roca dura un anclaje con tornillos de expansión, para suelos de roca blanda un anclaje con tornillos convencionales anclados con cemento, y para suelos regulares se puede anclar directamente la torre sobre el terreno [15]. Dependiendo de sus características constructivas las torres basculantes pueden ser:

- **Tubulares:** Es la más utilizada para pequeños aerogeneradores por ser barata y simple, además permite aumentar su altura colocando más tramos de tubo y modificando la distribución de sus tensores [15].
- **Escalonadas:** Pueden ser trepadas para revisar regularmente el aerogenerador sin necesidad de abatir la torre, porque las dimensiones de la torre y los tensores es mayor que la de una torre tubular [15].

- **De celosía:** Este tipo de torre es más barata y ligera que una torre auto soportada, pero como toda torre basculante necesita de tensores porque no tienen la suficiente resistencia para soportar el peso y los esfuerzos del aerogenerador [15].

Las torres auto soportadas son más robustas y pesadas que las basculantes y no necesitan tirantes para ser aseguradas, pero requieren de una cimentación para ser fijadas al terreno; tienen el inconveniente de ser más caras y de necesitar una grúa para su instalación. Además es necesario instalar un adaptador para que las hélices del aerogenerador no corran el peligro de golpear la torre mientras giran [15].

2.1.2. Funcionamiento

Los aerogeneradores modernos están diseñados para trabajar con velocidades de viento de entre 19 y 48 km/h; ya que para iniciar la producción eléctrica la máquina necesita superar la velocidad de sincronismo y esto lo logra alrededor de los 19 km/h y cuando alcanza de 40 a 48 km/h obtiene su máximo rendimiento; por este motivo el lugar ideal para instalar un aerogenerador debe ser donde el promedio anual de la velocidad del viento es de 21 km/h o mayor. Su funcionamiento se interrumpe cuando se alcanza velocidades iguales o superiores a los 100 km/h, desconectando el generador para evitar daños por las fuerzas centrífugas generadas [11], [15].

Como se mencionó anteriormente, en algunos aerogeneradores las palas disponen de sistemas de control que ajustan y regulan el ángulo de calaje de las palas en función de la velocidad del viento, y así mantienen la misma velocidad de rotación en distintas condiciones de viento; esto permite que cuando existan vientos muy fuertes, que podrían dañar al aerogenerador, las palas de la hélice giren de tal forma que presenten la mínima oposición al viento, reduciendo drásticamente la velocidad del rotor. Otros aerogeneradores utilizan sistemas pasivos en los que las palas son fabricadas con características aerodinámicas que permiten que aún en condiciones de vientos muy fuertes el rotor reduzca su velocidad; o utilizan un freno aerodinámico para reducir automáticamente la energía producida [11].

Para lograr que una hélice tenga el máximo rendimiento, su diseño debe ser adecuado en su forma (curvatura a lo largo de la pala) e inclinación, para evitar turbulencias y sacar el máximo provecho a la fuerza del viento. Por tal motivo el movimiento de los aerogeneradores modernos puede ser por:

- **Arrastre o resistencia:** Cuando el viento empuja las palas, este tipo de movimiento se da en los rotores multipala [11].
- **Elevación:** Cuando el movimiento de las palas es similar al de las alas de un avión a través de una corriente de aire, estas son más eficaces porque debido a su diseño giran a mayor velocidad este tipo de movimiento se da en los rotores tipo hélice [11].

2.2. Criterios Técnicos de Selección

Actualmente los pequeños aerogeneradores están al alcance de muchas personas, pero el uso de la energía eólica plantea dudas y presenta ciertos inconvenientes que no suelen valorarse por quienes desconocen este tipo de energías. A continuación se tratará de aclarar ciertos conceptos para orientar al posible usuario de los parámetros técnicos que se deben tener en cuenta para realizar una correcta y exitosa instalación.

2.2.1. Emplazamiento del Aerogenerador

El parámetro más importante para elegir dónde instalar un aerogenerador es la velocidad del viento; ya que de un viento débil apenas se puede sacar electricidad, pero la energía obtenida de un viento fuerte es alta. Este parámetro depende en gran medida del terreno por el que atraviesa; ya que algunas características de la zona como la vegetación, el tipo de terreno y los obstáculos cercanos, pueden frenar el viento o causar alguna turbulencia; por ese motivo el lugar perfecto para instalar un aerogenerador es una zona fuera del alcance de todo obstáculo y lo más alto posible. Otros parámetros importantes son la frecuencia y la velocidad promedio del viento, ya que es más rentable instalar un aerogenerador en un lugar donde el viento sea frecuente pero de poca intensidad, que en un lugar donde sea poco frecuente y de mucha intensidad. Por estos motivos se debe instalar un aerogenerador en un lugar

apropiado donde el viento sople con la mayor velocidad y constancia posible, pues caso contrario los resultados obtenidos no serán beneficiosos [15].

Para determinar el lugar apropiado para la implementación de un proyecto eólico se debe tener una idea del potencial eólico de la zona, ya que de este depende el éxito o el fracaso de la instalación. En el caso de los grandes parques eólicos, debido a la gran cantidad de dinero que hay en juego, es necesario realizar un estudio del recurso eólico, que es un proceso largo y costoso; pero para la instalación de pequeños aerogeneradores no es rentable realizarlo [15].

Existen otros factores que se deben considerar para elegir un lugar donde se instalará un aerogenerador: el ruido producido por las hélices y piezas mecánicas al girar, las vibraciones, el impacto visual, la distancia al sitio de consumo de la energía y la fauna del lugar (aves). El ruido producido por el giro de las palas es la mayor molestia que genera un aerogenerador, pero dependiendo de qué tan lisa sea su superficie producirá menos ruido cuando frene el viento para transferir su energía al rotor; además el ruido producido por la turbina es absorbido en gran medida por el ruido del viento en contacto con otros obstáculos. El efecto visual es un factor más subjetivo que el ruido, pero pueden ser motivo de molestia en algunos casos. Los pequeños aerogeneradores no suelen producir un impacto visual nocivo, pero es un factor a tener en cuenta [11], [15].

La mejor opción para instalar un aerogenerador es sobre una torre propia, ya que es una estructura apropiada para este fin, pero muchas personas para ahorrar el costo de una torre, suelen instalarlos en el techo de sus viviendas; aunque el aerogenerador está a una buena altura del suelo y cerca del punto de consumo, la estructura de la casa, al no estar diseñada para soportar los esfuerzos adicionales que produce un aerogenerador, absorbe y amplifica los efectos de las vibraciones y el ruido; además las turbulencias provocadas por la estructura de la casa influyen en el correcto funcionamiento del aerogenerador, haciendo necesaria la instalación de una torre sobre el tejado; a la larga, el riesgo y las molestias que una instalación de este tipo produce la convierten en una solución poco razonable [15].

2.2.2. Velocidad y Energía del Viento

Como se mencionó anteriormente, la velocidad del viento es el factor que más se debe tener en cuenta para instalar un aerogenerador. Para encontrar un sitio apropiado, primero se observa la inclinación y la forma de las copas de la vegetación del lugar, ya que esto permite tener una idea de la fuerza y la dirección del viento predominante; o también se puede utilizar el vuelo de una cometa o papalote, para conocer la ventosidad local; pero esta evidencia empírica puede estar distorsionada por la presencia ocasional de tormentas o fuertes vientos a lo largo del año, en lugar de indicar la verdadera ventosidad de la zona. Identificada la posible zona de instalación es recomendable realizar la medición del viento (si no hay datos disponibles de velocidad del viento) o instalar una pequeña turbina eólica, para comprobar si existe la densidad de potencia eólica (cantidad de potencia eólica por metro cuadrado) necesaria para desarrollar un proyecto en la zona [17], [24].

Las mediciones de la velocidad del viento se realizan de forma directa, mediante la utilización de anemómetros, que giran en proporción a la velocidad del viento, generando una señal, producto del desplazamiento creado por el flujo del viento (número de vueltas del anemómetro) y el tiempo en que se tomó la muestra. Existen varios tipos de anemómetros, pero el más utilizado es el de cazoletas, que está formado por tres cazoletas montadas sobre un eje pequeño; otro tipo de anemómetro es el de hélice, que necesita de una veleta para colocarse en la dirección del viento. Los anemómetros clásicos emplean contadores mecánicos, variaciones de voltaje, o interruptores fotoeléctricos para medir el ritmo de rotación [17], [24]. Existen también instrumentos de medición modernos, que utilizan herramientas de teledetección, como el SODAR (sonido) y el LIDAR (luz) para obtener un perfil de características del viento (velocidad y dirección), pero debido a sus altos precios no son muy utilizados; normalmente se utilizan como sistemas complementarios para mediciones especiales, que necesitan una mayor precisión [24].

El viento se expresa en función de su módulo y su ángulo. Normalmente se utiliza como unidad del módulo los metros sobre segundo (m/s) de acuerdo con el Sistema Internacional, esta unidad es la más utilizada en los estudios de recurso eólico; tradicionalmente también se utilizan los kilómetros por hora (km/h) y por razones

históricas los nudos (milla náutica por hora), ya que esta unidad se utilizaba en la navegación, también se utiliza la escala Beaufort (Tabla 2.1) [24], que clasifica la velocidad del viento en función de fenómenos naturales del mar. El ángulo, es decir la dirección del viento, se mide en grados sexagesimales; que a diferencia de los usados en matemáticas, estos siempre se refieren a la dirección de la que viene el viento, no hacia dónde va, y se considera como origen (0°C) al viento que viene del norte, desde donde la escala crece en sentido horario hasta los 360 grados [24].

Tabla 2.1. Equivalencias de la escala Beaufort

NÚMERO BEAUFORT	VELOCIDAD (km/h)	DENOMINACIÓN
0	< 1	Calma
1	2 – 5	Ventolina
2	6 – 11	Flojito (Brisa muy débil)
3	12 – 19	Flojo (Brisa débil)
4	20 – 28	Bonancible (Brisa moderada)
5	29 – 38	Fresquito (Brisa fresca)
6	39 – 49	Fresco (Brisa fuerte)
7	50 – 61	Frescachón (Viento fuerte)
8	62 – 74	Temporal (Viento duro)
9	75 – 88	Temporal fuerte (Muy duro)
10	89 -102	Temporal duro (Temporal)
11	103 – 117	Temporal muy duro (Borrasca)
12	> 118	Temporal huracanado (Huracán)

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable and AWS True power, “Atlas Eólico del Ecuador.” Quito, 2012.

El recurso eólico puede expresarse en clases de densidad de potencia eólica, y cada clase representa una gama de densidades o su equivalente en velocidad media, a una altura específica sobre el nivel del suelo. Se utilizan clases (Tabla 2.2) [17] desde la 1 a la 7; de la clase 4 en adelante se consideran como convenientes para el uso de aerogeneradores, la clase 3 es conveniente para el desarrollo de energía eólica a 50 m de altura, la clase 2 es marginal y la clase 1 no es apropiada para el desarrollo de la energía eólica [23].

Tabla 2.2. Clases de densidad de potencia eólica

CLASE DE POTENCIA EÓLICA	A 30m (98ft)			A 50m (164ft)		
	DENSIDAD DE LA POTENCIA EÓLICA	VELOCIDAD DEL VIENTO		DENSIDAD DE LA POTENCIA EÓLICA	VELOCIDAD DEL VIENTO	
		(W/m ²)	(m/s)		(mph)	(W/m ²)
1	≤160	≤5.1	≤11.4	≤200	≤5.6	≤12.5
2	≤240	≤5.9	≤13.2	≤300	≤6.4	≤14.3
3	≤320	≤6.5	≤14.6	≤400	≤7.0	≤15.7
4	≤400	≤7.0	≤15.7	≤500	≤7.5	≤16.8
5	≤480	≤7.4	≤16.6	≤600	≤8.0	≤17.9
6	≤640	≤8.2	≤18.3	≤800	≤8.8	≤19.7
7	≤1600	≤11.0	≤24.7	≤2000	≤11.9	≤26.6

Fuente: O. A. Jaramillo Salgado, “Energía Eólica, Implementación de Proyectos Aplicando Sistemas Híbridos,” 2012.

El gran potencial energético del viento en forma de energía cinética que se origina por el movimiento de una masa de aire se calcula mediante (2.1):

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.1)$$

Dónde: E_c : Energía cinética producida por el viento [J]
 m : Masa del aire [kg]
 v : Velocidad del viento [m/s]

La masa del aire depende de otras variables, y se calcula mediante (2.2):

$$m = \rho \cdot V \quad (2.2)$$

Dónde: ρ : Densidad del aire [kg/m³]
 V : Volumen del cilindro de barrido [m³]

El volumen del cilindro de aire, se calcula mediante (2.3):

$$V = A \cdot L \quad (2.3)$$

Dónde: A : Superficie barrida [m²]
 L : Longitud del cilindro [m]

La superficie de barrido transversal, al ser circular se calcula mediante (2.4):

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \quad (2.4)$$

Dónde: **D** : Diámetro del rotor [m/s]

La longitud del cilindro (Ecuación 2.5) es:

$$L = v \cdot t \quad (2.5)$$

Dónde: **v** : Velocidad del viento [m/s]

t : Tiempo del barrido [s]

Remplazando (2.2), (2.3), (2.4) y (2.5) en (2.1), se obtiene (2.6):

$$\begin{aligned} E_c &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V \cdot v^2 \\ E_c &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot L \cdot v^2 \\ E_c &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot v \cdot t \cdot v^2 \\ E_c &= \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot t \end{aligned} \quad (2.6)$$

La potencia que se podría extraer del viento, se calcula mediante (2.7):

$$P_{viento} = \frac{E_c}{t} \quad (2.7)$$

Dónde: **P_{viento}** : Potencia del viento [W]

t : Tiempo [s]

Remplazando (2.6) en (2.7), se obtiene (2.8):

$$P_{viento} = \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (2.8)$$

Donde se aprecia que la potencia que se puede obtener del viento es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor (área de barrido), a la densidad del aire y al cubo de velocidad del viento. La densidad del aire depende de factores como la temperatura y la altura de la zona (Tabla 2.3) [24].

Tabla 2.3. Variación de la densidad, temperatura y presión con la altitud

ALTITUD (m)	TEMPERATURA (°C)	PRESIÓN (hPa)	DENSIDAD (kg/m³)
0	15.0	1013.2	1.225
100	14.3	1001.3	1.213
500	11.7	954.6	1.167
1000	8.5	898.7	1.112
2000	2.0	794.9	1.007
3000	-4.5	701.1	0.909
4000	-11.0	616.4	0.819
5000	-17.5	540.2	0.736

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable and AWS True power, “Atlas Eólico del Ecuador.” Quito, 2012.

Como se observa en la tabla anterior, la densidad del aire varía en función de la temperatura y la altura, por eso para corregirla a valores diferentes a los de la tabla se utiliza (2.9) [25]:

$$\rho = 1,2256 \cdot \frac{288}{T + 273} \cdot e^{-\frac{h}{8435}} \quad (2.9)$$

Dónde: ρ : Densidad del aire [kg/m³]
 T : Temperatura [°C]
 h : Altura sobre el nivel del mar [m]

2.2.2.1. Ley de Betz

En 1919, el físico alemán Albert Betz publicó su teoría, conocida como la Ley de Betz, en la que demostró que no se puede extraer toda la energía que el viento tiene almacenada, porque para lograrlo sería necesario que el aire salga de la turbina con una velocidad nula (teóricamente), pero realmente esto provocaría que no exista circulación del aire a través de la turbina, haciendo que no se pueda extraer ninguna

energía del viento. Para lograr extraer la energía del viento es necesario reducir el rendimiento de producción energética, para que el viento pueda escapar de la turbina con cierta velocidad; es decir, que el aire que entra a la turbina con una velocidad v_1 , es frenada por el rotor (transformando la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación) y sale del rotor con una velocidad menor v_2 ; este fenómeno origina que el aire que sale ocupe un mayor diámetro detrás del plano del rotor, ya que el volumen de aire que atraviesa el área barrida del rotor en un segundo, debe ser igual al que abandona el rotor por su otro lado [11], [15], [24] (Figura 2.18) [20].

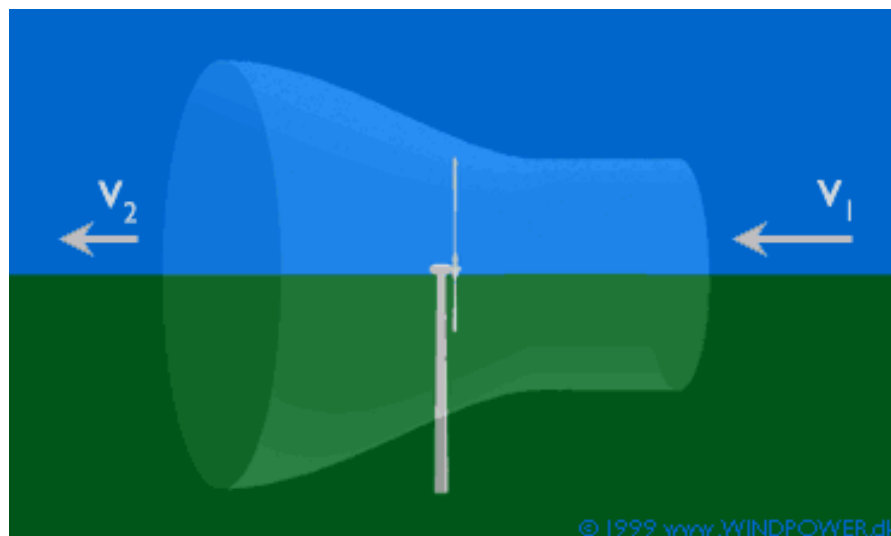


Figura 2.38. Comportamiento del viento al atravesar un aerogenerador (Ley de Betz)

Fuente: Asociación Danesa de la Industria Eólica, “Visita Guiada sobre la Energía Eólica,” 2002. [Online].

Available: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/index.htm>.

[Accessed: 11-Oct-2013]

Teniendo en cuenta estos principios físicos, Betz planteó su teorema relacionando la potencia generada por el rotor (P) cuando una masa del aire lo atraviesa durante un segundo, y la potencia (P_0) que tiene el viento antes de entrar al rotor, y concluyó que la energía máxima que se puede captar del viento es del 59,3% ($P/P_0 = 16/27$), conocido como el límite de Betz, es decir que el viento que atraviesa las hélices disminuye su velocidad hasta en $1/3$ de su velocidad inicial y solo se puede aprovechar hasta $2/3$ de la energía del viento como máximo [11], [15], [24].

2.2.3. Potencia Generada

Como se observó en el numeral anterior la energía máxima que se puede extraer del viento, está restringida por el límite de Betz ($C_p=16/27$), el cual proporciona el valor máximo de aprovechamiento. Pero se debe tener en cuenta una serie de factores que producen pérdidas en el aerogenerador, como:

- **Pérdidas aerodinámicas:** Estas pérdidas son producto de la fricción entre el aire y las hélices cuando giran, debido al efecto de frenado que experimentan. Para disminuir las pérdidas, las hélices deben tener un diseño aerodinámico para que ofrezcan menos resistencia al paso del aire y mejoren su rendimiento. Actualmente las pérdidas pueden llegar a ser de hasta un 10% en las mejores hélices [15].
- **Pérdidas mecánicas:** Estas pérdidas se generan por el movimiento de las partes mecánicas de la máquina (rodamientos y multiplicador). El porcentaje de estas pérdidas se agrava cuando la velocidad del viento es baja (debido a la inercia de la máquina) y disminuye cuando el aerogenerador trabaja a altas velocidades. El diseño de la máquina debe adaptarse a las necesidades de la instalación y siempre tratando de minimizar las pérdidas mecánicas, las cuales están alrededor de un 6% [15].
- **Pérdidas eléctricas:** Estas pérdidas se generan en forma de calor por el funcionamiento de los elementos eléctricos y electrónicos del aerogenerador. Estas pérdidas pueden disminuirse dimensionado correctamente el cableado, escogiendo correctamente el alternador y el transformador; además los componentes electrónicos (rectificadores, inversores, entre otros), producen pérdidas cuando adecúan la energía eléctrica para el consumo. Estas pérdidas están en el rango de un 11% [15].

Por este motivo la potencia útil que se puede extraer de un aerogenerador depende de la calidad y el diseño de la máquina, es decir del coeficiente de potencia (C_p), que normalmente se encuentra entre 0,45 y 0,25 [15], [26]. Al tener esto en cuenta, la potencia y la energía media utilizables se calcularían mediante (2.10) y (2.11):

$$P_{\text{útil}} = C_p \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (2.10)$$

$$E_{\text{útil}} = C_p \cdot \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \cdot t \quad (2.11)$$

Dónde: $P_{\text{útil}}$: Potencia útil [W]
 C_p : Coeficiente de potencia
 $E_{\text{útil}}$: Energía útil [J]

Estas ecuaciones muestran que los factores más influyentes para determinar la potencia que se puede obtener de una turbina eólica son el diámetro del rotor y la velocidad del viento. En ciertas situaciones se dispondrá del valor de la potencia promedio demandada por el usuario, y será necesario calcular el diámetro que el aerogenerador debe tener para satisfacer las necesidades energéticas del usuario; para esto se despeja D de (2.10) y se obtiene (2.12):

$$D = \frac{8 \cdot P_{\text{útil}}}{C_p \cdot \pi \cdot \rho \cdot v^3} \quad (2.12)$$

2.2.3.1. Selección de la Potencia en Función del Consumo

La potencia del aerogenerador para aplicaciones residenciales, depende del consumo del usuario y de la velocidad promedio del viento. Para obtener mejores resultados costo/beneficio es necesario practicar una eficiencia energética, que permite ahorrar en la producción de energía y reducir el costo de la turbina, ya que se requerirá una de menor tamaño. Por ejemplo, para cubrir las necesidades de un hogar que consume alrededor de 300 kWh al mes, ubicado en una zona donde la velocidad del viento es de 6,26 m/s promedio anual, sería necesaria una turbina de 1,5 kW [26].

Por este motivo, la velocidad promedio anual del viento es una variable muy importante para el cálculo del tamaño del aerogenerador necesario para abastecer una carga establecida; en otras palabras el diámetro necesario para generar esa potencia

con el recurso eólico disponible, y debido a que la fabricación de aerogeneradores esta estandarizada, cada potencia tiene un diámetro establecido (Figura 2.19) [20].

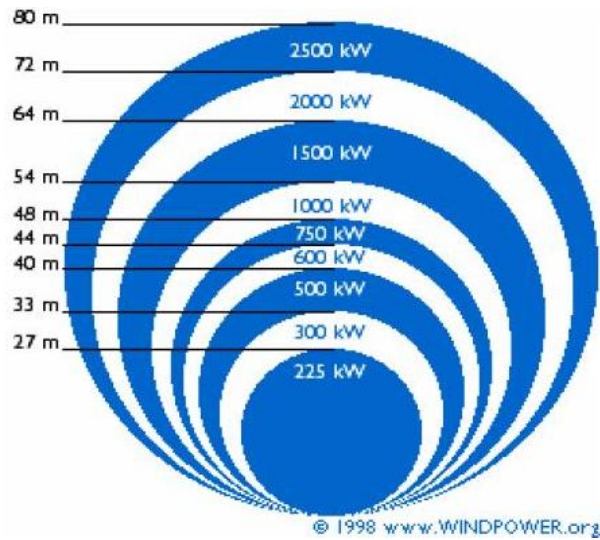


Figura 2.39. Potencias de aerogeneradores disponibles según el diámetro

Fuente: Asociación Danesa de la Industria Eólica, “Visita Guiada sobre la Energía Eólica,” 2002. [Online]. Available: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/index.htm>. [Accessed: 11-Oct-2013]

Para el presente trabajo de tesis, se desarrolló una fórmula para calcular la potencia estandarizada en función de los diámetros, y se tomó como referencia los valores de la figura anterior y de aerogeneradores existentes en el mercado, el desarrollo se describe en el Anexo A, y se obtuvo como resultado (2.13):

$$P = 0,1281 \cdot D^{2,244} \quad (2.13)$$

2.2.4. Factor de Planta

El factor de planta es la relación que existe entre la potencia media y la potencia a plena carga (máxima) de un generador. Este factor varía en función del tipo de energía que se utiliza para generar y del diseño de la central; por ese motivo sirve para evaluar que tan competitiva es una central, ya que un menor factor de planta muestra que hay menos generación, en el caso de los aerogeneradores esos valores están entre un 25 a un 40%, siendo 25% aceptable y mayor a 30% bueno [27]. Este factor se expresa en (2.14).

$$Fp = \frac{P_{media}}{P_{m\acute{a}x}} \quad (2.14)$$

Dónde: Fp : Factor de planta
 P_{media} : Potencia media [W]
 $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima [W]

2.2.5. Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica (Figura 2.20 y Tabla 2.4) es la potencia consumida por las cargas en un periodo de tiempo determinado. La demanda no tiene un valor constante y varía dependiendo del número de cargas instaladas, es decir del tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial y alumbrado público) y del mes del año; por este motivo sirve como un indicativo de la inversión que deben realizar las empresas eléctricas para suministrar energía de manera efectiva a los diferentes tipos de usuarios e instalaciones [28].

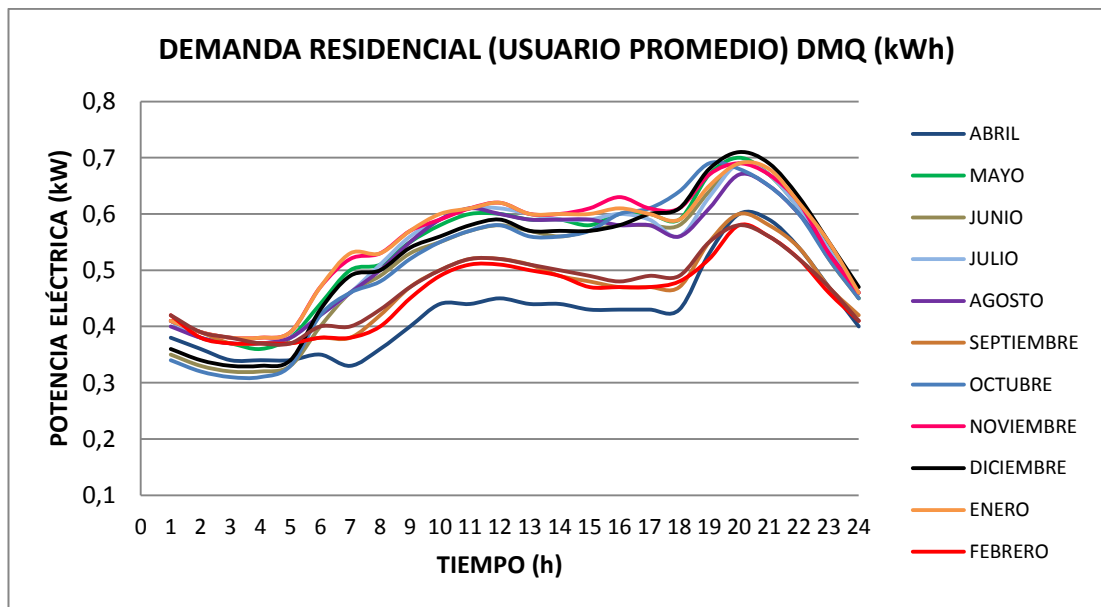


Figura 2.40. Demanda eléctrica en un día promedio de un usuario tipo

Fuente: Propia del autor

Tabla 2.4. Demanda eléctrica en un día promedio de un usuario tipo.

DEMANDA RESIDENCIAL (USUARIO TIPO) DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO (kW)												
Hora	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO
1	0,38	0,41	0,35	0,41	0,4	0,41	0,34	0,41	0,36	0,41	0,42	0,42
2	0,36	0,38	0,33	0,38	0,38	0,39	0,32	0,39	0,34	0,39	0,38	0,39
3	0,34	0,37	0,32	0,37	0,37	0,37	0,31	0,38	0,33	0,38	0,37	0,38
4	0,34	0,36	0,32	0,37	0,37	0,37	0,31	0,38	0,33	0,38	0,37	0,37
5	0,34	0,38	0,33	0,38	0,38	0,37	0,33	0,39	0,34	0,39	0,37	0,37
6	0,35	0,44	0,4	0,42	0,42	0,38	0,42	0,47	0,43	0,47	0,38	0,4
7	0,33	0,5	0,46	0,46	0,46	0,38	0,46	0,52	0,49	0,53	0,38	0,4
8	0,36	0,51	0,49	0,51	0,5	0,42	0,48	0,53	0,5	0,53	0,4	0,43
9	0,4	0,55	0,53	0,56	0,55	0,47	0,52	0,57	0,54	0,57	0,45	0,47
10	0,44	0,58	0,55	0,59	0,59	0,5	0,55	0,59	0,56	0,6	0,49	0,5
11	0,44	0,6	0,57	0,61	0,61	0,52	0,57	0,61	0,58	0,61	0,51	0,52
12	0,45	0,6	0,58	0,61	0,6	0,52	0,58	0,62	0,59	0,62	0,51	0,52
13	0,44	0,59	0,57	0,6	0,59	0,51	0,56	0,6	0,57	0,6	0,5	0,51
14	0,44	0,59	0,56	0,59	0,59	0,49	0,56	0,6	0,57	0,6	0,49	0,5
15	0,43	0,58	0,57	0,59	0,59	0,48	0,57	0,61	0,57	0,6	0,47	0,49
16	0,43	0,6	0,58	0,6	0,58	0,47	0,6	0,63	0,58	0,61	0,47	0,48
17	0,43	0,6	0,58	0,59	0,58	0,47	0,61	0,61	0,6	0,6	0,47	0,49
18	0,43	0,59	0,58	0,56	0,56	0,47	0,64	0,61	0,61	0,59	0,48	0,49
19	0,53	0,67	0,64	0,63	0,61	0,55	0,69	0,67	0,68	0,65	0,52	0,55
20	0,6	0,7	0,69	0,69	0,67	0,6	0,68	0,69	0,71	0,69	0,58	0,58
21	0,59	0,67	0,67	0,67	0,65	0,58	0,65	0,67	0,69	0,68	0,56	0,56
22	0,54	0,61	0,61	0,61	0,6	0,54	0,6	0,62	0,63	0,62	0,52	0,52
23	0,47	0,53	0,52	0,54	0,53	0,47	0,52	0,53	0,55	0,55	0,46	0,47
24	0,4	0,45	0,45	0,46	0,46	0,42	0,45	0,46	0,47	0,46	0,41	0,41
Total kWh/día	10,26	12,86	12,25	12,8	12,64	11,15	12,32	13,16	12,62	13,13	10,96	11,22
Total kWh/mes	307,8	398,66	367,5	396,8	391,84	334,5	381,92	394,8	391,22	407,03	306,88	347,82

Fuente: E. N. López Recalde and J. A. Garzón López, “Estudio y Plan de Factibilidad para Entregar Excedentes de Energía Renovable Fotovoltaica de Baja Tensión a una Empresa Distribuidora,” Universidad Politécnica Salesiana, 2013.

Los datos de la demanda eléctrica sirven para calcular la potencia que debe poseer el aerogenerador para abastecer la mayor parte del tiempo el consumo del usuario.

2.3. Criterios Económicos de Selección

Los criterios económicos de selección sirven para fundamentar si se debe o no realizar la inversión en un proyecto, haciendo un balance entre los costos y los beneficios del proyecto desde la perspectiva de un inversionista privado, que busca obtener la máxima rentabilidad por unidad de capital empleado.

2.3.1. Costos de una Instalación Eólica

El costo de un sistema eólico es de unos 1,000 a 3,000 dólares por kilovatio (kW). Según la Asociación Americana de Energía Eólica (American Wind Energy Association), los costos de una central eólica doméstica dependen del tamaño y la aplicación de la turbina; por ejemplo para turbinas de entre 3 y 10 kW ya instaladas, con torres de 24,3 m de alto, inversores y baterías sus costos varían entre 13000 y 40000 dólares. Esto muestra que la relación costo-beneficio mejora cuando el tamaño del rotor es más grande, porque proporcionalmente las turbinas pequeñas son más costosas. Los sistemas eólicos en comparación con los sistemas fotovoltaicos son más baratos, ya que para una potencia de 10 kW el sistema eólico costaría alrededor de 32000 dólares y el fotovoltaico unos 80000 dólares; haciendo que el sistema eólico sea una mejor opción de inversión por su costo [26].

Para el presente trabajo de tesis, se realizó un pequeño estudio de mercado de los precios de los aerogeneradores domésticos, descrito en el Anexo B, y se obtuvo como resultado (2.15).

$$precio_t = -0,003 \cdot P_{m\acute{a}x}^4 + 0,7275 \cdot P_{m\acute{a}x}^3 - 65,036 \cdot P_{m\acute{a}x}^2 + 3262 \cdot P_{m\acute{a}x} + 646,87 \quad (2.15)$$

Dónde: $precio_t$: Precio teórico calculado [USD]
 $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima del aerogenerador [kW]

La ecuación (2.15) es una aproximación que permite estimar el posible precio de un aerogenerador en función de su potencia nominal, la cual funciona para máquinas domésticas, es decir de entre 0,2 y 100 kW.

La inversión inicial depende de muchos factores, entre ellos el tamaño del aerogenerador y el de la instalación, la ubicación geográfica y topográfica, la distancia a la red, entre otras; y puede tener grandes variaciones por el cambio de alguno de los factores antes mencionados. En la Tabla 2.5 se analiza de manera general los costos de inversión en cada fase del proyecto, comparando los costos necesarios para instalar un aerogenerador grande (parque) y uno pequeño (residencial), el cual incrementa sus valores entre un 5 al 7 % [15].

Tabla 2.5. Costos e inversiones necesarias en cada fase del proyecto.

FASE		Costo/Inversión Específica (Parque) (k euros/MW)	Costo/Inversión Específica (Parque) (k USD/MW)	Costo/Inversión Específica (Residencial) (k USD/MW)	Porcentaje (%)
0. Análisis Previos		1	1,37	1,47	0,10
1. Captación de Terreno		2	2,75	2,94	0,20
2. Medición y otros Análisis		12	16,50	17,65	1,21
3. Promoción	Proyectos	24	32,99	35,3	2,43
	Estudio Medioambiental	1	1,37	1,47	0,10
	Otros Estudios	1	1,37	1,47	0,10
	Seguimiento y Gestiones de Promoción	10	13,75	14,71	1,01
4. Licencia de Obras		2	2,75	2,94	0,20
5. Construcción	Aerogenerador	695	955,35	1022,22	70,34
	Infraestructura Eléctrica	150	206,19	220,62	15,18
	Infraestructura Civil	85	116,84	125,02	8,60
6. Ingeniería de Control		5	6,87	7,35	0,51
TOTAL		988	1358,10	1453,17	100

Fuente: Propia del autor

Aunque la inversión inicial en este tipo de proyectos es relativamente alta, puede ser competitiva si se la compara con fuentes convencionales de energía, cuando se toman en cuenta factores como el tiempo de vida útil o la reducción en los costos evitados con la compañía eléctrica [26].

Los costos de operación y mantenimiento son rubros anuales que varían en función de la antigüedad de la turbina, porque a mayor antigüedad el aerogenerador es más propenso a sufrir daños. Pero por cuestiones de cálculo se establece un valor medio de alrededor de 0,01 dólares americanos por kWh, ya que dependiendo de la cantidad de kWh producidos el desgaste y los posibles daños en la turbina aumentan [20].

2.3.2. Costo de la Energía

El costo de la energía depende de varios factores entre ellos: la fuente de energía utilizada para realizar la generación, la relación entre la oferta y la demanda, el tipo de sistema de transporte y distribución, las inversiones realizadas, los impuestos y las cargas que gravan el proceso de generación, entre otros muchos factores.

En Ecuador, el CONELEC es la entidad encargada de fijar los cargos tarifarios que dependen del tipo de usuario, de la región en la que está (en el caso del tipo residencial) y del consumo del mismo (Tabla 2.6) [29].

Tabla 2.6. Cargos tarifarios.

CARGO TARIFARIO RANGO DE CONSUMO	ESQUEMA (¢USD/kWh)		
	QUITO	GUAYAQUIL	RESTO DE EMPRESAS
0 – 50	6,80	6,80	8,10
51 – 100	7,10	7,10	8,30
101 – 150	7,30	7,30	8,50
151 – 200	8,00	8,00	8,70
201 – 250	8,70	8,60	8,90
251 – 300	8,90	9,30	9,10
301 – 350	8,90	9,30	9,30
351 – 500	8,90	9,30	9,50
501 – 750	11,85		
751 – 1000	16,05		
1001 – 1500	26,48		
1501 – 2000	42,56		
> 2000	67,12		

Fuente: CONELEC, *Resolución No. CONELEC-034/11 “Pliego Tarifario.”* Ecuador, 2011.

Como se puede apreciar en la Tabla 2.6., el control de la demanda eléctrica puede permitir al usuario el reducir y optimizar su consumo, logrando ahorrar energía al

regular o interrumpir el suministro de ciertas cargas eléctricas, bajando de esta forma los costos que debe pagar a la empresa distribuidora.

En el caso de que el usuario desee vender los excedentes de la energía producida por su generador doméstico, el CONELEC ha fijado precios de compra, los cuales dependen del tipo de recurso que se utilice para la generación (Tabla 2.7) [30].

Tabla 2.7. Precios referentes de energías renovables.

CENTRALES	Precio Territorio Continental (¢USD/kWh)	Precio Territorio Insular de Galápagos (¢USD/kWh)
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Fuente: CONELEC, *Resolución No. CONELEC-004/11 “Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.”* Ecuador, 2011.

De acuerdo a la Tabla 2.7, el precio al que las empresas eléctricas comprarían los excedentes de energía producidos por aerogeneradores domésticos sería 0,0913 USD.

Se tomó como referencia esta normativa, aunque existe una regulación más actual (Regulación No. CONELEC-001/13), porque en la 004/11 se incluye el precio de compra de la energía generada mediante el recurso eólico y en la nueva no hace referencia al precio de remuneración de este tipo de generación.

2.3.3. Evaluación Financiera

Se denomina evaluación financiera al cálculo de los parámetros que permiten cuantificar la rentabilidad económica de un proyecto y la capacidad de recuperación del recurso empleado (VAN, TIR y PRI), además se debe considerar un análisis de sensibilidad, que contemple las posibles modificaciones de los parámetros y qué incidencia podría tener en la rentabilidad económica del proyecto [15].

2.3.3.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN (Valor Actual Neto) es la expresión que mide la rentabilidad que tiene el inversionista después de recuperar toda la inversión. Para lograrlo, calcula el valor actual de todos los flujos de fondos (ingresos y egresos) que se producen durante toda la vida útil del proyecto, y los proyecta a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero. Para su cálculo se toma en cuenta como egresos, con signo negativo, todas las inversiones (activos fijos y capital de trabajo neto) y el total de costos y gastos excluyendo las depreciaciones y amortizaciones [27], [31], [32]. El valor final (VF_t) es el flujo de caja producto de los ingresos y egresos que se tiene durante el periodo evaluado, es decir los ingresos menos los egresos al final del periodo.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{VF_t}{1 + i^t} \quad (2.16)$$

Dónde: ***VAN*** : Valor actual neto [\$]
I₀ : Inversión inicial [\$]
t : Número de periodos [años]
VF_t : Valor final del periodo “t” [\$]
i : TMAR (Tasa mínima aceptable de rendimiento)

El TMAR (tasa mínima aceptable de rendimiento) es la tasa mínima de ganancia sobre la inversión propuesta. Está formado por la sumatoria de la inflación anual, la tasa de interés pasivo y el riesgo país. En el caso de Ecuador el TMAR según el BCE es de 12,99 % para Marzo 2014.

Los resultados del VAN muestran si es factible o no realizar un proyecto, los cuales pueden ser:

- **Mayor a cero:** El proyecto es rentable, porque produce ganancias.
- **Igual a cero:** El proyecto es indiferente, porque no produce ni pérdidas ni ganancias.
- **Menor a cero:** El proyecto no es rentable, porque produce pérdidas.

2.3.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es una herramienta financiera que mide la rentabilidad en forma de porcentaje para cuantificar la eficiencia de una inversión; es decir el TIR es la tasa de rentabilidad (i) de la ecuación 2.10 para un valor de VAN igual a cero [31]. Por tal motivo la TIR se calcula mediante (2.17):

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{VF_t}{1 + TIR^t} \quad (2.17)$$

Dónde:

- TIR** : Tasa interna de retorno [%]
- I_0** : Inversión inicial [\$]
- T** : Número de periodos [años]
- VF_t** : Valor final del periodo “ t ” [\$]

Los resultados de la TIR, al igual que los del VAN, muestran si es factible o no realizar un proyecto, estos resultados pueden ser:

- **Mayor a cero:** El proyecto es rentable, porque produce ganancias.
- **Igual a cero:** El proyecto es indiferente, porque no produce ni pérdidas ni ganancias.
- **Menor a cero:** El proyecto no es rentable, porque produce pérdidas.

2.3.3.3. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) o PAYBACK

El PRI o PAYBACK es el periodo de tiempo que debe transcurrir para recuperar la inversión realizada; por ese motivo se lo utiliza como un indicador que mide la liquidez y el riesgo relativo del proyecto. Este indicador es un instrumento financiero importante porque permite optimizar el proceso de toma de decisiones, al igual que el VAN y la TIR [15]. En los sistemas eólicos, el PRI depende del sistema elegido, del recurso eólico de la zona, de los costos de energía locales y de cómo se utiliza el sistema de energía eólica [26].

2.3.3.4. Análisis de Sensibilidad

Para realizar el análisis de sensibilidad de un proyecto eólico, se modifican parámetros como: la inversión inicial, la velocidad del viento, la tasa de interés nominal y el precio de la energía; los cuales repercuten en el valor del VAN, del TIR y del PRI [15].

2.4. Evaluación de la Factibilidad Técnico-Económica

2.4.1. Factibilidad Técnica

La elección de un aerogenerador doméstico depende del recurso eólico del sitio donde se realizará la instalación, del consumo de energía del posible usuario y de la aplicación que vaya a tener; como: recarga de baterías de vehículos o veleros (20 a 500 W), bombeo de agua (1 a 10 kW) y para residencias (0,4 a 100 kW) [26].

En primer lugar, la factibilidad del proyecto dependerá de la velocidad promedio del viento en el área donde se instalará la turbina, porque si la velocidad del viento es menor a la que necesita la turbina para funcionar o es demasiado fuerte para que la turbina pueda trabajar en forma segura, el proyecto sería técnicamente inviable. En caso que la velocidad del viento sea apropiada, se procede a escoger el tamaño y la potencia más adecuada de la turbina eólica; que en el caso de aplicaciones residenciales, que es el tema de este trabajo de tesis, dependerán de la información de la velocidad de viento y de la cantidad de energía que consume el usuario, de acuerdo a sus necesidades energéticas [26].

2.4.2. Factibilidad Económica

La factibilidad económica depende directamente de la factibilidad técnica y de los costos de la tecnología que se va a utilizar; después de escoger la turbina eólica apropiada, se calcula el VAN, la TIR y el PRI con los valores de la inversión inicial (precio de la tecnología y la instalación) y los posibles valores que se pueden obtener de la explotación del recurso energético, mediante las curvas de consumo y de generación, de donde se puede obtener la energía que se ahorraría y la que se puede

vender a la empresa distribuidora. Los resultados de estas herramientas financieras mostrarán finalmente si el proyecto es rentable o no para el usuario.

CAPÍTULO III

MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UNA MICRO CENTRAL EÓLICA

En este capítulo se describe el proceso que se ha seguido para el desarrollo del modelo computacional que permite realizar el cálculo de los parámetros que se deben considerar para estimar la factibilidad de la instalación de un proyecto eólico doméstico. Además se presenta un manual del usuario que explica al usuario cómo se debe utilizar el modelo computacional y cómo se deben llenar los datos requeridos por el programa, haciendo uso de los criterios técnico-económicos, presentados en el capítulo anterior.

3.1. Diagrama de Flujo

El diagrama de flujo es una representación del esquema de un algoritmo, que muestra de forma gráfica los pasos o procesos que deberían seguirse para solucionar un problema. Su correcta construcción permite planificar de manera correcta, ordenada y completa un programa, haciendo que la programación en cualquier lenguaje sea relativamente simple y directa. El diagrama de flujo al ser una red de procesos funcionales conectados entre sí, permite identificar el movimiento de los datos a través del sistema, describiendo: el origen y destino de los datos, las transformaciones a las que están sometidos, el lugar donde se almacenan dentro del sistema, y los canales por donde circulan.

A continuación se describe a través varios diagramas de flujo cómo se desarrolla el modelo para el cálculo de la factibilidad técnica-económica de un proyecto eólico doméstico.

3.1.1. Diagrama de Flujo General

El diagrama de flujo general (Figura 3.1) muestra los procesos y procedimientos que el modelo computacional realiza para obtener los datos que servirán al usuario para considerar la factibilidad del proyecto eólico. El primer proceso que realiza el

modelo es el ingreso de datos, a continuación realiza el cálculo técnico y económico y concluye con la presentación de los datos calculados, que servirán al usuario para ver la factibilidad del proyecto y además como guía para escoger con mejor criterio la opción más adecuada para sus necesidades energéticas y económicas.

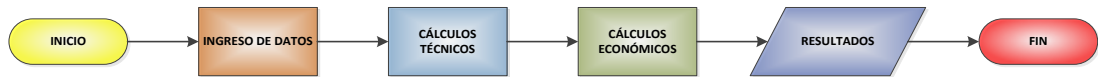


Figura 3.41. Diagrama de flujo general del programa

Fuente: Propia del autor

3.1.2. Diagrama de Flujo del Ingreso de Datos

El ingreso de datos (Figura 3.2), es el primer proceso que realiza el modelo, como se muestra el diagrama de flujo anterior, este se divide en tres subprocesos en función de las características de los datos, los cuales son: datos del sitio del proyecto, datos técnicos y datos económicos. El proceso que desarrolla el modelo depende de los datos que ingrese el usuario, que al ser más exactos y actuales proporcionarán mejores resultados, los cuales estarán más cercanos a la realidad y permitirán que el usuario tenga un mejor criterio para elegir. Cada uno de los subprocesos que se muestran en este diagrama de flujo, se detallan en el Anexo C.

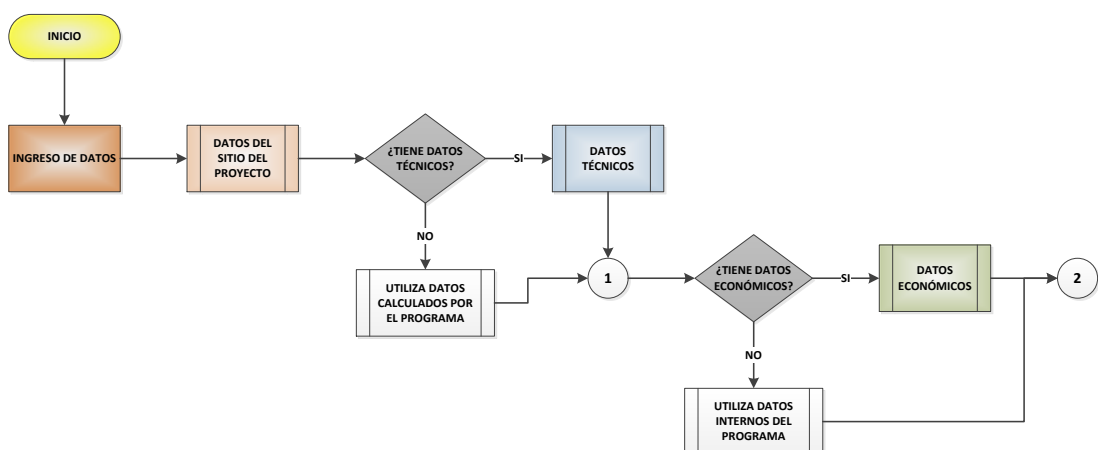


Figura 3.42. Diagrama de flujo general del ingreso de datos

Fuente: Propia del autor

3.1.3. Diagrama de Flujo de los Cálculos Técnicos y Económicos

Los cálculos técnicos y económicos dependen de los datos que el usuario ingrese al modelo, que se describieron en el numeral anterior. Los siguientes diagramas de flujo muestran de forma general el proceso que sigue el modelo para calcular los factores técnicos y económicos del proyecto eólico.

El diagrama de flujo del cálculo técnico (Figura 3.3), muestra como varía el proceso al poseer o no datos técnicos. Cada subprocesos que se muestran en este diagrama posee sus propios pasos y procesos internos, los cuales se detallan en el Anexo C.

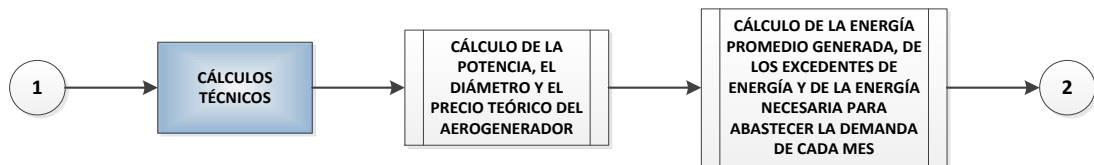


Figura 3.43. Diagrama de flujo general de los cálculos técnicos

Fuente: Propia del autor

El diagrama de flujo del cálculo económico (Figura 3.4), al igual que en el cálculo técnico, varía el proceso en función de los datos ingresados por el usuario, en este caso los datos técnicos y económicos, y como se muestra en el diagrama, realiza uno u otro subproceso, los cuales se detallan en el Anexo C.

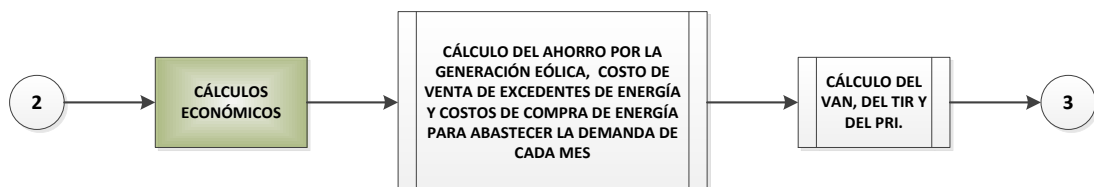


Figura 3.44. Diagrama de flujo general de los cálculos económicos

Fuente: Propia del autor

3.1.4. Diagrama de Flujo de la Presentación de Resultados

La presentación de resultados muestra los datos de salida generados por el modelo en base de los datos que el usuario ingresó, descritos en el numeral 3.1.2. El diagrama de flujo (Figura 3.5), muestra los dos posibles procesos que puede tener el modelo, el primero muestra los resultados obtenidos y el segundo calcula nuevamente los factores económicos al considerar el análisis de la sensibilidad.

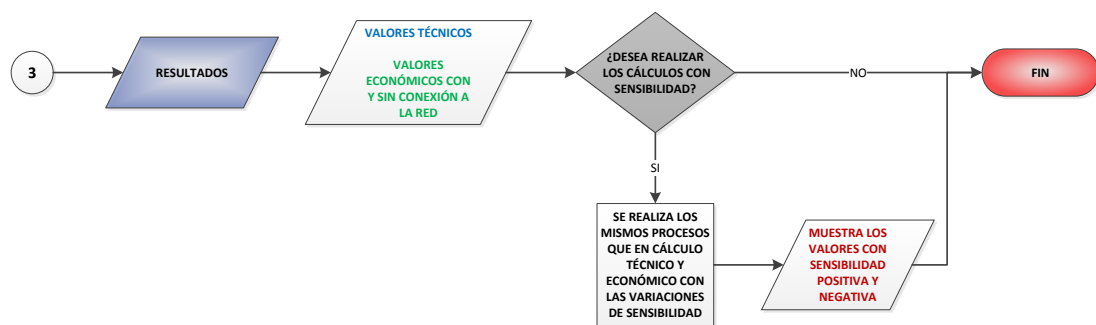


Figura 3.45. Diagrama de flujo de la presentación de datos

Fuente: Propia del autor

3.2. Modelo Computacional

El modelo computacional es un modelo matemático que analiza el comportamiento de un sistema complejo a través de una simulación por computadora. Para el desarrollo del modelo computacional es necesario tener en cuenta todas las formulas y datos con los cuales se realiza el cálculo y la simulación, en este caso los factores técnico-económicos del hipotético proyecto eólico doméstico. Para lograrlo se utilizarán las fórmulas expuestas en el capítulo anterior.

Los datos necesarios para el desarrollo del proyecto, se ingresan a través de las pantallas programadas para este fin. Con estos datos, el modelo computacional calcula los valores que el usuario necesita conocer para tener una idea de que tan factible es el desarrollo de un proyecto eólico. Las ecuaciones que utiliza el modelo computacional para realizar el cálculo interno, están tomadas del capítulo anterior y del despeje de algunos de sus datos.

3.2.1. Cálculo sin Datos Técnicos y Económicos Reales

Para el cálculo se multiplica por 1000 la energía ingresada por el usuario (ya que está en kWh), se utiliza un tiempo de 720 horas (para meses de 30 días), 744 horas (para meses de 31 días), y 672 horas (para Febrero), y se utiliza un C_p de 0,35, que es el valor promedio de los rangos que existen normalmente (entre 0,45 y 0,25).

Primero se calcula el promedio de las velocidades de viento, utilizando los datos mensuales, para comprobar si el sitio donde se instalaría el proyecto eólico tiene el potencial eólico suficiente para su funcionamiento.

Con los datos de altura y temperatura se calcula la densidad del aire en la zona, utilizando la ecuación (2.9).

Se utiliza el dato de energía promedio consumida por el usuario y el factor de planta del mes con mayor demanda para calcular la potencia máxima teórica del aerogenerador utilizando la ecuación (2.14). Con el dato obtenido se procede a calcular el diámetro de las hélices del aerogenerador, ecuación (2.12); este diámetro sirve para calcular la potencia que debe tener el aerogenerador para abastecer la demanda con la velocidad de viento ingresada por el usuario, ecuación (2.13) y finalmente se calcula el precio del aerogenerador, ecuación (2.15).

Con el valor del diámetro se calculan las energías promedio que cada mes puede producir el aerogenerador utilizando la ecuación (2.11), teniendo en cuenta la velocidad promedio del mes, el número de horas que tiene ese mes, y que la energía debe estar expresada en kWh.

Con estas energías promedio producidas, se realiza una comparación mensual entre ellas y las energías demandadas por un usuario promedio cada mes para calcular el ahorro, la ganancia y las pérdidas que se pueden obtener.

Los valores de energías obtenidas se multiplican por los valores preestablecidos en el programa para calcular cuánto se debe pagar a la empresa eléctrica, cuánto debe pagar la empresa por la energía que se suministra al sistema y cuánto se ahorra al

tener el aerogenerador. Con estos datos y el de la inversión inicial, se calcula el VAN, la TIR y el PRI.

Para tener una mejor perspectiva de la posible inversión se realiza los cálculos con sensibilidad en los siguientes factores: inversión inicial, velocidad del viento, tasa de interés nominal y el precio compra y venta de la energía a la red.

3.2.2. Cálculo con Datos Técnicos Reales

Igual que en el numeral anterior, se calcula la potencia, el diámetro y el precio del aerogenerador; pero estos valores solo sirven como una guía para que el usuario seleccione datos reales cercanos a los sugeridos por el modelo y que cubren las necesidades del usuario. Los datos a ingresarse son: la potencia, el diámetro, el precio y el coeficiente de potencia (C_p) del aerogenerador. A partir de este punto se utilizan los valores técnicos reales para realizar todos los cálculos indicados en el numeral anterior.

3.2.3. Cálculo con Datos Económicos

Igual que en los numerales anteriores, se calcula la potencia, el diámetro y el precio del aerogenerador; al no poseer valores técnicos reales se continúa usando los valores teóricos para calcular todas las energías antes descritas. Al poseer valores económicos reales se multiplica las energías para realizar todos los cálculos económicos. A partir de este punto se realizar todos los cálculos indicados en el numeral 3.2.1.

3.2.4. Cálculo con Datos Técnicos y Económicos

Al poseer valores técnicos y económicos reales, se realiza el cálculo con estos valores. En primer lugar se procede como en el numeral 3.2.3. Después de calcular las energías se las multiplica por los valores económicos reales para realizar todos los cálculos económicos. Todos los cálculos se realizan con las ecuaciones citadas en el numeral 3.2.1.

3.3. Datos de Entrada

Los datos de entrada son los valores que el usuario debe ingresar al modelo computacional, que procesará esta información para obtener el valor de los resultados de salida, los cuales permitirán al usuario realizar un análisis de la factibilidad del proyecto eólico doméstico. Para la aplicación que se realiza en este proyecto de tesis los datos de entrada son de tres tipos: datos del sitio del proyecto, datos técnicos y datos económicos.

3.3.1. Datos del Sitio del Proyecto

Los datos del sitio del proyecto son los más importantes, porque muestran la situación particular del lugar y del usuario al que servirá el proyecto eólico; por este motivo estos datos son básicos para el proceso y el cálculo que realizará el modelo computacional. Estos datos son:

- La velocidad promedio del viento en el sitio donde se desea instalar el proyecto, expresada en metros sobre segundo (m/s).
- La altura del sitio donde se desea instalar el proyecto, expresada en metros sobre el nivel del mar (msnm).
- La temperatura promedio del sitio donde se desea instalar el proyecto, expresada en grados centígrados (°C).
- La energía promedio utilizada por el usuario en un mes típico de consumo, expresada en kilovatios hora (kWh).

3.3.2. Datos Técnicos

Los datos técnicos son aquellos que pertenecen a un aerogenerador particular y al sistema al que será conectado. Estos datos no son indispensables para el funcionamiento del modelo, porque al no poseer valores técnicos ingresados por el usuario, son calculados internamente para continuar con el proceso; mediante el

empleo de información almacenada en una base de datos; si el usuario posee estos datos debe ingresarlos para que los valores generados como resultados sean lo más apegados a la realidad. Estos datos son:

- La potencia del aerogenerador, expresada en kilovatios (kW).
- El diámetro de las hélices del aerogenerador, expresado en metros (m).
- El precio del aerogenerador, expresado en dólares americanos (USD).
- El crecimiento anual del sistema, expresado en porcentaje (%).

3.3.3. Datos Económicos

Los datos económicos, al igual que los datos técnicos, no son indispensables para el desarrollo del proceso del modelo; porque al no poseer datos económicos ingresados por el usuario, se emplea la información almacenada en una base de datos para continuar el proceso. Estos datos son:

- El valor en el que las empresas distribuidoras venden o compran la energía, expresada en dólares americanos (USD).
- La inflación anual, expresada en porcentaje (%).
- La tasa mínima de rendimiento, expresada en porcentaje (%).
- El riesgo país, expresado en porcentaje (%).

3.4. Resultados de salida

Los resultados de salida son los valores producto del proceso que realizó el modelo computacional con los datos ingresados por el usuario; estos valores permiten que el usuario tenga un mejor panorama sobre la inversión que debe hacer en el proyecto eólico, además de mostrarle la factibilidad del proyecto considerando los factores

técnicos y económicos. Para la aplicación que se realiza en este proyecto de tesis los resultados de salida son: resultados sin conexión a la red o con conexión a la red.

3.4.1. Resultados sin Conexión a una REI

Los resultados sin conexión a una Red Eléctrica Inteligente (REI), muestran el panorama del proyecto en un sistema eléctrico que no tiene implementadas redes inteligentes, donde el sobrante de la energía producida, es decir la energía que no pudo ser consumida por el usuario, al no poder ser vendida a la empresa distribuidora, provoca una pérdida de ingresos, afectando directamente a los valores del VAN, del TIR y del PRI. En el Ecuador esta sería la situación actual.

3.4.2. Resultados con Conexión a una REI

Estos resultados muestran el panorama del proyecto en un sistema eléctrico con redes inteligentes implementadas, pues al existir conexiones de este tipo la energía que no es consumida por el usuario puede venderse a la empresa distribuidora, haciendo más rentable el proyecto debido a los mayores ingresos que se tendría y mejorando directamente al VAN, al TIR y al PRI. Aunque actualmente esta no es la situación del Ecuador, debido a la actual visión gubernamental de impulsar la generación eléctrica mediante energías renovables esta situación parece estar cercana.

3.5. Manual del usuario

El manual del usuario es una herramienta que sirve para orientar al usuario como utilizar de la mejor manera el modelo computacional desarrollado para el cálculo de la factibilidad técnica-económica de una micro central eólica, además de permitir que tenga una idea clara de cómo y qué datos deben ingresarse, en qué unidades deben estar y cómo se deben interpretar los resultados que se obtienen. Debido a su extensión el manual se desarrolló en el Anexo E.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DEL MODELO

En este capítulo se realiza la aplicación del modelo computacional, desarrollado y descrito en el capítulo anterior, para calcular los parámetros técnico-económicos que permitirán estimar la factibilidad de la instalación de un proyecto eólico doméstico en nuestro medio.

4.1. Selección del Sitio

La selección del sitio, como se describió en los capítulos anteriores, depende directamente de la velocidad del viento, ya que la velocidad mínima para que un proyecto eólico sea factible es del orden de 4,5 m/s de promedio anual. El Atlas Eólico del Ecuador, que se encuentra en el Anexo E, permite elegir las zonas del mapa donde existen esos rangos de velocidad anual, los cuales se representan mediante colores, que se muestran en la Figura 4.1 [24].

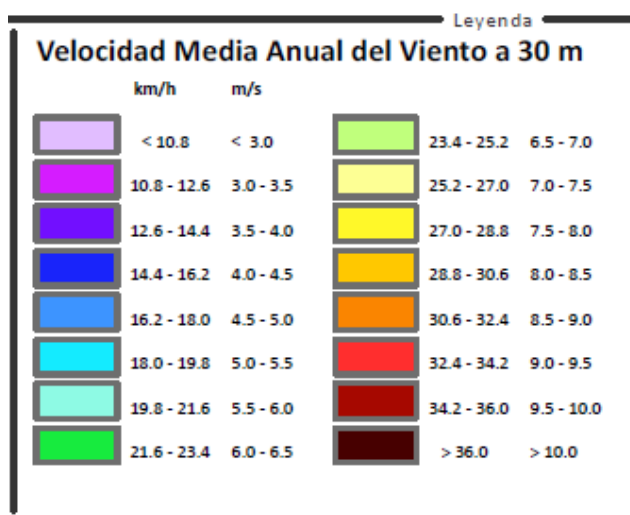


Figura 4.46. Colores de los rangos utilizados en el “Atlas Eólico del Ecuador”

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable and AWS True power, “Atlas Eólico del Ecuador.” Quito, 2012.

Considerando esto se eligió como sitio para la demostración del modelo a la ciudad de la Latacunga, porque su promedio anual es de entre 4,5 y 5 m/s según el Mapa Anual de Velocidades del Viento a 30m de altura.

4.2. Datos de entrada

Los datos de entrada del sitio escogido corresponden a la Latacunga, que está ubicada a 2750 metros sobre el nivel del mar, con una temperatura promedio de 12 grados centígrados y velocidades de viento mensuales, mostradas en la Tabla 4.1., los cuales están tomadas de [24].

Tabla 4.8. Velocidades de viento promedio mensuales

VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO											
ENE (m/s)	FEB (m/s)	MAR (m/s)	ABR (m/s)	MAY (m/s)	JUN (m/s)	JUL (m/s)	AGO (m/s)	SEP (m/s)	OCT (m/s)	NOV (m/s)	DIC (m/s)
3,75	3,75	3,75	4,25	4,75	5,75	6,25	6,75	4,75	3,75	3,25	3,25

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable and AWS True power, “Atlas Eólico del Ecuador.” Quito, 2012.

Además se consideró un consumo de energía mensual promedio de 367,85 kWh, valor que corresponde al promedio de los datos mensuales de demanda, analizados en la Figura 2.20 y en la Tabla 2.4, que sirvieron como base para la creación del banco de datos del programa.

Los datos, antes mencionados, son ingresados al modelo computacional (Figura 4.2.) para probar su exactitud; pero en este ejemplo de demostración solo se utilizó los Datos del Sitio del Proyecto, porque es la función básica del programa. En estas condiciones el modelo utiliza los datos internos para calcular los valores técnicos y económicos necesarios para obtener los resultados, por ese motivo no se analizó el ingreso de datos técnicos y económicos.

DATOS DEL VIENTO		DATOS GEOGRÁFICOS	
ENERO	3.75 [m/s]	ALTURA	2750 [msnm]
FEBRERO	3.75 [m/s]	TEMPERATURA	12 [°C]
MARZO	3.75 [m/s]	DATOS ENERGÉTICOS	
ABRIL	4.25 [m/s]	ENERGÍA	367.85 [kWh]
MAYO	4.75 [m/s]	ACEPTAR CERRAR	
JUNIO	5.75 [m/s]		
JULIO	6.25 [m/s]		
AGOSTO	6.75 [m/s]		
SEPTIEMBRE	4.75 [m/s]		
OCTUBRE	3.75 [m/s]		
NOVIEMBRE	3.25 [m/s]		
DICIEMBRE	3.25 [m/s]		

Figura 4.47. Pantalla de ingreso de Datos del Sitio del Proyecto, con datos

Fuente: Propia del autor

4.3. Procesamiento y resultados

Los datos ingresados son utilizados por el programa para generar los resultados técnicos y económicos mediante la utilización de algoritmos programados para este fin. Para comprobar la exactitud de los cálculos realizados por el modelo desarrollado en el presente trabajo de tesis, se calculó mediante tablas de Excel los parámetros técnicos y económicos de un usuario típico con una demanda promedio mensual de 367,85 kWh. Debido a la extensión de las tablas de cálculo solo se presentan las tablas y los gráficos de dos meses significativos (Tablas 4.2 y 4.3, y Figuras 4.3 y 4.4) y el resumen anual (Tabla 4.4 y Figura 4.5). Una información más ampliada se presenta en el Anexo E. Las tablas y gráficos utilizados corresponden a los meses de Agosto y Diciembre, el primero porque es el mes con mayores velocidades de viento y el segundo porque es uno de los meses con menores velocidades de viento.

El mes de Agosto al tener vientos fuertes produce que el aerogenerador genere una mayor cantidad de energía, con la que cubre casi la totalidad de la demanda y produce excedentes de energía que pueden ser vendidos a la red; esto puede entenderse mejor al observar los valores mostrados en la Tabla 4.2 y en la Figura 4.3, donde se puede evidenciar la potencia que puede ser entregada a la red, como la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada. El mes de Diciembre, por el contrario, tiene vientos débiles, produce una menor cantidad de energía, y cubre solo una parte de la demanda; pero aún en estas condiciones produce excedentes de energía entre las 12h00 y 15h00, porque en ese periodo la velocidad del viento es mayor, excedentes que pueden ser vendidos a la red. Al igual que en el caso anterior esto puede entenderse mejor al observar los valores mostrados en la Tabla 4.3 y en la Figura 4.4.

Tabla 4.9. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Agosto)

AGOSTO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	POTENCIA DEMANDADA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA PARA VENTA A LA RED (kW)	POTENCIA DE AUTOCONSUMO (kW)
1	4,91	0,40	0,67	-	0,27	0,40
2	4,77	0,38	0,61	-	0,23	0,38
3	5,71	0,37	1,04	-	0,67	0,37
4	6,02	0,37	1,23	-	0,86	0,37
5	6,67	0,38	1,67	-	1,29	0,38
6	6,32	0,42	1,42	-	1,00	0,42
7	6,61	0,46	1,62	-	1,16	0,46
8	6,77	0,50	1,74	-	1,24	0,50
9	7,02	0,55	1,94	-	1,39	0,55
10	7,85	0,59	2,71	-	2,12	0,59
11	9,04	0,61	4,15	-	3,54	0,61
12	10,13	0,60	5,83	-	5,23	0,60
13	10,34	0,59	6,20	-	5,61	0,59
14	10,22	0,59	5,99	-	5,40	0,59
15	10,19	0,59	5,93	-	5,34	0,59
16	9,21	0,58	4,38	-	3,80	0,58
17	6,39	0,58	1,46	-	0,88	0,58
18	4,96	0,56	0,68	-	0,12	0,56
19	5,07	0,61	0,73	-	0,12	0,61
20	5,06	0,67	0,73	-	0,06	0,67
21	5,18	0,65	0,78	-	0,13	0,65
22	4,98	0,60	0,69	-	0,09	0,60
23	4,21	0,53	0,42	0,11	-	0,42
24	4,36	0,46	0,46	-	0,00	0,46
Total kWh/día		12,64	53,07	0,11	40,54	12,53
Total kWh/mes		391,84	1.645,09	3,50	1.256,76	388,34

Fuente: Propia del autor

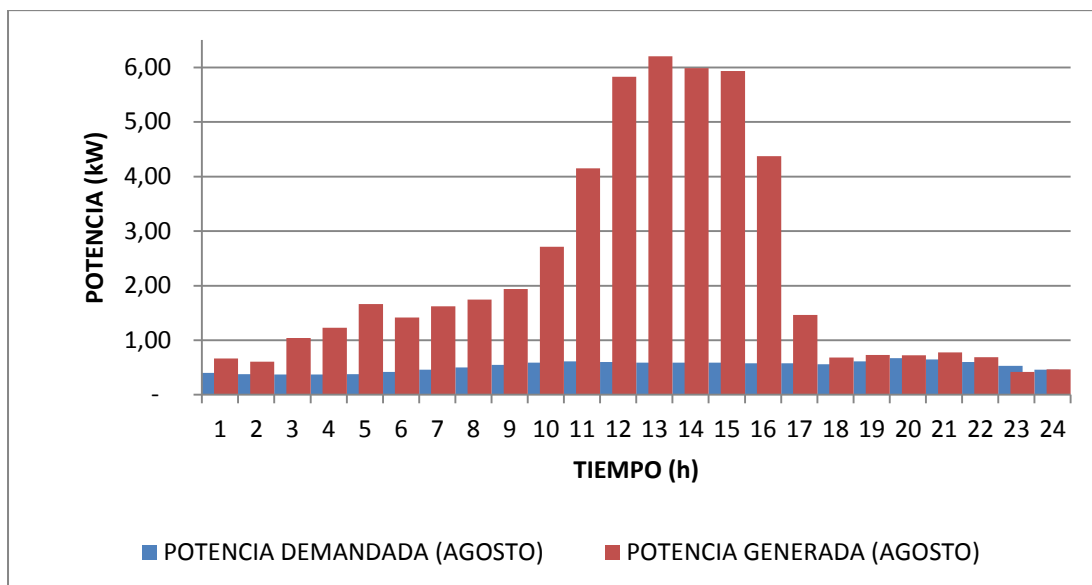


Figura 4.48. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Agosto)

Fuente: Propia del autor

Tabla 4.10. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Diciembre)

DICIEMBRE						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	POTENCIA DEMANDADA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA PARA VENTA A LA RED (kW)	POTENCIA DE AUTOCONSUMO (kW)
1	2,37	0,36	0,07	0,29	-	0,07
2	2,30	0,34	0,07	0,27	-	0,07
3	2,75	0,33	0,12	0,21	-	0,12
4	2,90	0,33	0,14	0,19	-	0,14
5	3,21	0,34	0,19	0,15	-	0,19
6	3,04	0,43	0,16	0,27	-	0,16
7	3,18	0,49	0,18	0,31	-	0,18
8	3,26	0,50	0,19	0,31	-	0,19
9	3,38	0,54	0,22	0,32	-	0,22
10	3,78	0,56	0,30	0,26	-	0,30
11	4,35	0,58	0,46	0,12	-	0,46
12	4,88	0,59	0,65	-	0,06	0,59
13	4,98	0,57	0,69	-	0,12	0,57
14	4,92	0,57	0,67	-	0,10	0,57
15	4,91	0,57	0,66	-	0,09	0,57
16	4,43	0,58	0,49	0,09	-	0,49
17	3,08	0,60	0,16	0,44	-	0,16
18	2,39	0,61	0,08	0,53	-	0,08
19	2,44	0,68	0,08	0,60	-	0,08
20	2,44	0,71	0,08	0,63	-	0,08
21	2,49	0,69	0,09	0,60	-	0,09
22	2,40	0,63	0,08	0,55	-	0,08
23	2,02	0,55	0,05	0,50	-	0,05
24	2,10	0,47	0,05	0,42	-	0,05
Total kWh/día		12,62	5,92	7,07	0,37	5,55
Total kWh/mes		378,60	177,70	212,09	11,19	166,51

Fuente: Propia del autor

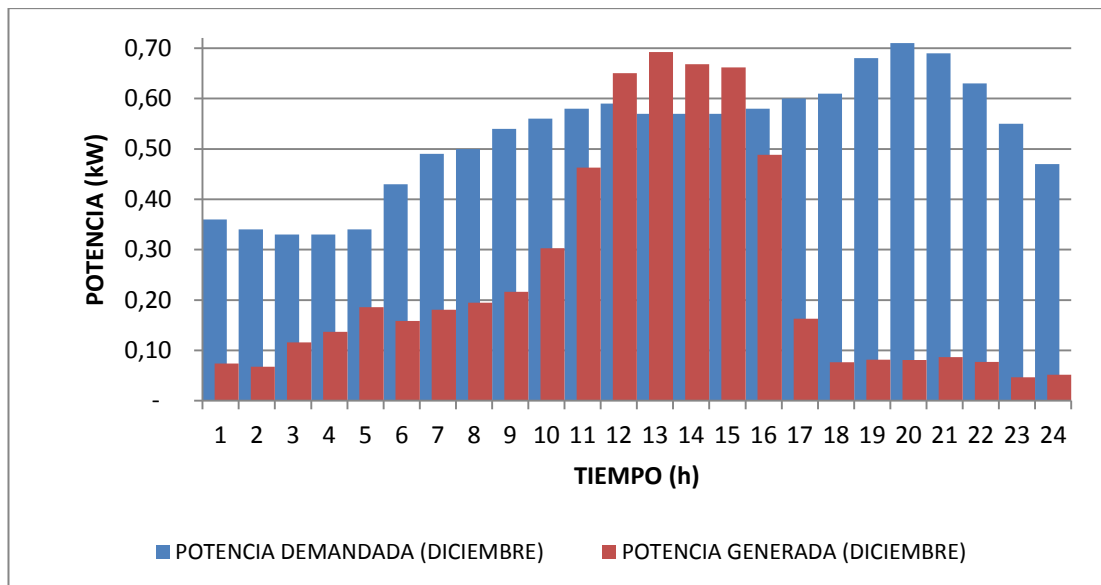


Figura 4.49. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Noviembre)

Fuente: Propia del autor

Las tablas y gráficos, permiten apreciar que en todos los meses, hasta en el de menores velocidades de viento, existen excedentes de energía para la venta a la red entre las 12h00 y 15h00 (este periodo aumenta en los meses con mayor velocidad de viento). Los meses de verano son los que presentan una mejor situación, ya que los excedentes son mayores y el periodo en los que ocurre aumenta; en el caso de Agosto la energía producida casi cubre la totalidad de la demanda del usuario. Los valores de la energía mensual, mostrados en el Anexo F, permiten obtener los valores anuales de todos los parámetros analizados.

Para el cálculo realizado por el modelo matemático se utilizó los costos referenciales preestablecidos por el CONELEC para la compra y la venta de la energía, tomados de [29] y [30]. El precio al cual las distribuidoras venden la energía depende del consumo, pero para simplificar el cálculo y el ingreso de datos por parte de los usuarios del modelo se utilizó un valor de 0,0925 USD, que corresponde al promedio de los consumos de hasta 1000 kWh/mes; el precio al que las distribuidoras compran la energía depende del tipo de recurso utilizado para la generación, en el caso de la energía eólica el precio preferencial establecido por el CONELEC es de 0,0913 USD. Para calcular el flujo de caja anual se debe considerar los siguientes valores (Tabla 4.4.): la energía demandada por el usuario, la energía generada por el

aerogenerador, la energía comprada a la red (energía no abastecida por el aerogenerador), energía para la venta a la red (excedentes de energía) y la energía de autoconsumo (energía utilizada de la generación del aerogenerador). La energía generada por el aerogenerador se distribuye entre la energía de autoconsumo y la energía para la venta a la red; la energía comprada a la red es producto de la energía demandada menos la energía de auto consumo.

Tabla 4.11. Análisis energético y de costo en un Usuario Tipo con instalación eólica en un año

MES	ENERGÍA DEMANDADA (kWh)	ENERGÍA GENERADA (kWh)	ENERGÍA COMPRADA A LA RED (kWh)	ENERGÍA PARA LA VENTA A LA RED (kWh)	ENERGÍA DE AUTOCONSUMO (kWh)
ENERO	407,03	282,08	184,71	59,76	222,32
FEBRERO	306,88	254,78	125,40	73,30	181,48
MARZO	347,82	282,08	144,72	78,98	203,10
ABRIL	307,80	397,38	91,21	180,79	216,59
MAYO	398,66	573,27	96,06	270,67	302,60
JUNIO	367,50	984,11	41,50	658,11	326,00
JULIO	396,80	1.305,93	18,42	927,55	378,38
AGOSTO	391,84	1.645,09	3,50	1.256,76	388,34
SEPTIEMBRE	334,50	554,78	72,84	293,12	261,66
OCTUBRE	381,92	282,08	165,80	65,96	216,12
NOVIEMBRE	394,80	177,70	224,39	7,29	170,41
DICIEMBRE	378,60	177,70	212,09	11,19	166,51
Total kWh/año	4.414,15	6.916,98	1.380,66	3.883,49	3.033,49
COSTOS (USD)	408,31		127,71	354,56	280,60

Fuente: Propia del autor

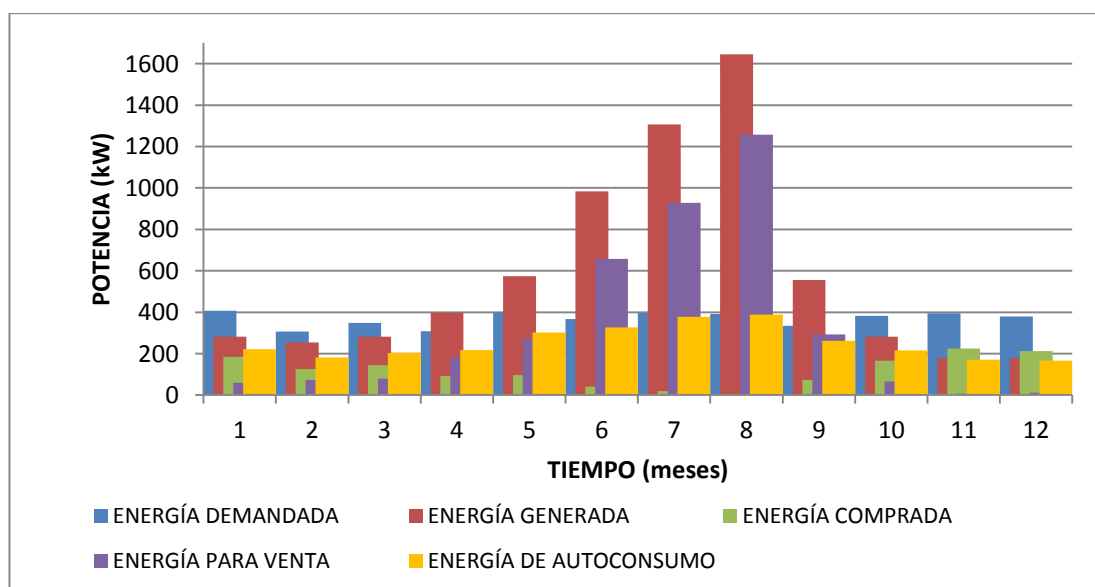


Figura 4.50. Comportamiento anual de la energía de un Usuario que consume 367,85 kWh al mes.

Fuente: Propia del autor

Como se observa en la Figura 4.5, en los meses de invierno la energía generada (Rojo) cubre solo una parte de la demanda por el usuario (Azul), haciendo que se deba comprar una parte de la energía a la red (Verde) y la energía autoconsumida (Amarillo) sea baja, pero aun en esta situación existen excedentes que pueden venderse a la red (Violeta). Por el contrario durante los meses de verano la energía generada es alta cubriendo la mayor parte de la demanda, la energía comprada a la red es baja, la energía de autoconsumo es alta y los excedentes también son altos.

Los costos, que consideran los valores energéticos en la Tabla 4.4 (energía de autoconsumo (ahorro), excedentes de energía y energía consumida de la red), permiten realizar el análisis económico, porque sirven para calcular el flujo de caja anual del proyecto, el cual para el presente trabajo se considerara igual para todos los periodos (25 años) de vida útil del proyecto.

Los flujos de caja son el producto de los ingresos y egresos que se tiene durante el periodo evaluado, en este caso los ingresos a considerar son: el ahorro producto de la energía no comprada a la red y la venta de excedentes, por otro lado los egresos son producto de los costos de operación y mantenimiento y los pagos a la red por la energía consumida, como se puede observar en la Tabla 4.5, en la cual se analizan los datos utilizados para la demostración del funcionamiento del modelo.

Tabla 4.12. Flujo de caja Anual de un Usuario Tipo con instalación eólica

AHORRO NO PAGO A LA RED (USD)	VENTA DE EXCEDENTES (USD)	TOTAL DE INGRESOS (USD)	COSTO O&M (USD)	PAGO A LA RED (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO DE CAJA
280,60	354,56	635,16	69,17	127,71	196,88	438,28

Fuente: Propia del autor

Al considerar que el valor de flujo de caja, mostrado en la Tabla 4.5, es igual para todos los años (periodos) en los que funcionará el proyecto, se convierte a valor actual los flujos de caja de los 25 años de vida útil del proyecto, considerando una Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) de 12,99 %. Estos valores

permiten el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Retorno de la Inversión (PRI), los cuales se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.13. Flujo de caja de un Usuario Tipo con instalación eólica

PERIODOS (AÑOS)	FLUJO DE CAJA (USD)	VALOR ACTUAL (USD)
0	-36.897,57	-36.897,57
1	438,28	387,89
2	438,28	343,30
3	438,28	303,83
4	438,28	268,90
5	438,28	237,99
6	438,28	210,63
7	438,28	186,41
8	438,28	164,98
9	438,28	146,01
10	438,28	129,23
11	438,28	114,37
12	438,28	101,22
13	438,28	89,58
14	438,28	79,29
15	438,28	70,17
16	438,28	62,10
17	438,28	54,96
18	438,28	48,64
19	438,28	43,05
20	438,28	38,10
21	438,28	33,72
22	438,28	29,84
23	438,28	26,41
24	438,28	23,38
25	438,28	20,69
VAN (USD)		-33.682,87
TIR (%)		-7,76%
PRI (AÑOS)		>25

Fuente: Propia del autor

Los valores de VAN, TIR y PRI, calculados mediante Excel se comparan con los resultados obtenidos por el modelo computacional, presentados en la Figura 4.6. La comparación muestra la similitud que existe entre ambos resultados, en el caso del VAN, el calculado por Excel es igual a -33682,87 (USD) y el calculado por el programa es -33249,45 (USD), permitiendo comprobar que el programa es bastante exacto y de esta forma validándolo como herramienta para el cálculo de la factibilidad técnica-económica de una microcentral eólica.

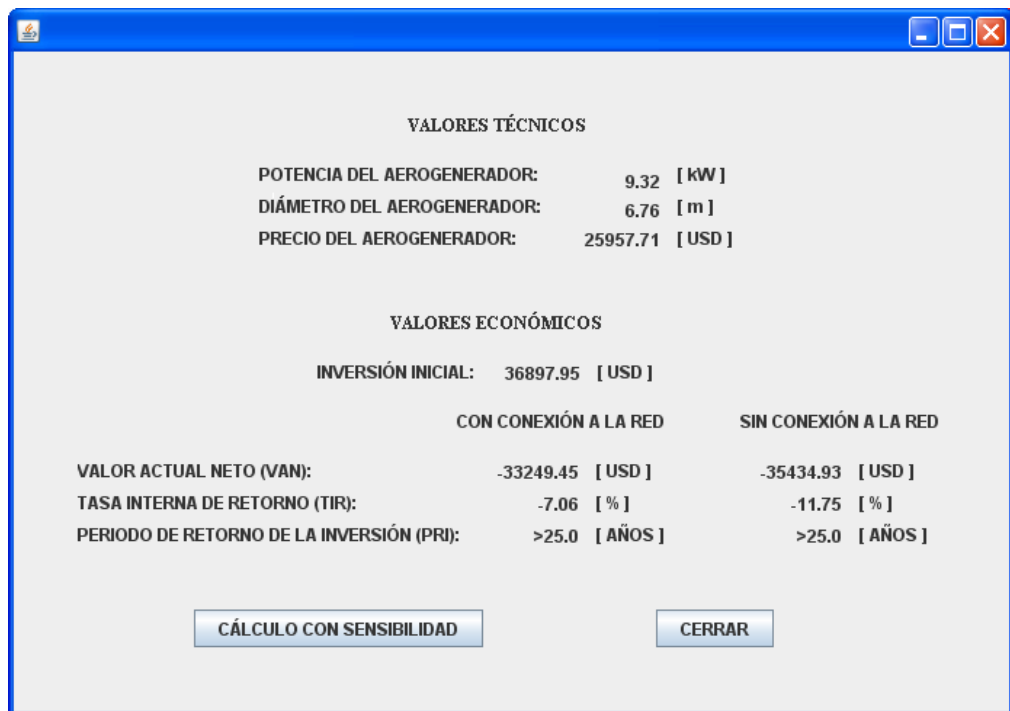


Figura 4.51. Pantalla de Resultados del modelo computacional

Fuente: Propia del autor

4.4. Análisis de resultados

Los resultados obtenidos en el numeral anterior, muestran la validez de los cálculos realizados por el programa computacional; por este motivo, se utilizó el programa para realizar el análisis de sensibilidad en 5 factores importantes para una instalación eólica como son: la velocidad del viento, la inversión inicial, la tasa de interés y los precios de la energía (compra y venta). Esto puede comprenderse mejor observando la Figura 4.7, que muestra el “print screen” de la pantalla Cálculo de Valores con Sensibilidad del programa, evaluando la velocidad del viento con una sensibilidad de $\pm 15\%$. La evaluación de sensibilidad puede realizarse en cualquiera de los factores mostrados en la pantalla, cada uno de estos produce un efecto diferente en el VAN, la TIR y el PRI. Para propósitos de demostración se realizó la Tabla 4.7, que muestra los resultados obtenidos al evaluar los factores analizados por el modelo.

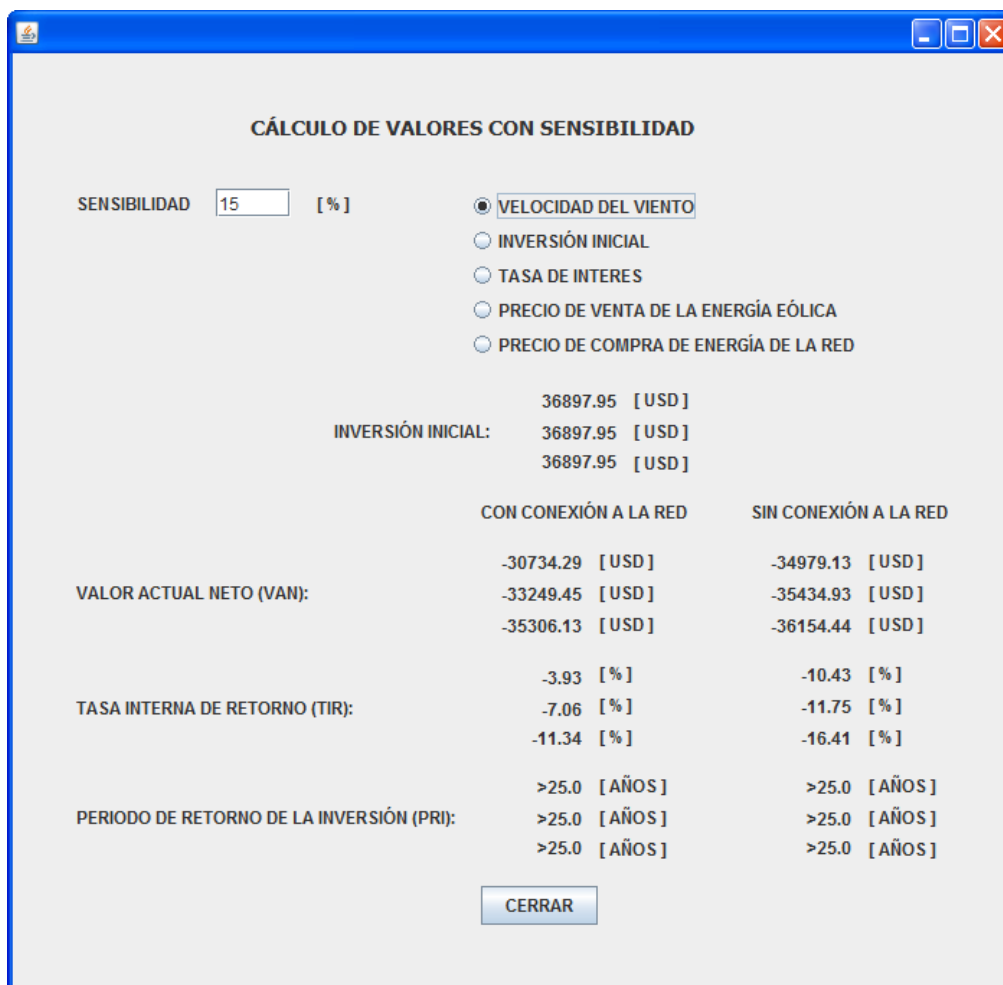


Figura 4.52. Pantalla de Resultados con Sensibilidad del modelo computacional

Fuente: Propia del autor

Tabla 4.14. Tabla con los resultados de Sensibilidad obtenidos con el modelo

VARIABLES	SENS	VAN (USD)		TIR (%)		PRI (AÑOS)	
		CON	SIN	CON	SIN	CON	SIN
VALORES ORIGINALES	0%	-33249,45	-35434,93	-7,06	-11,75	>25	>25
VELOCIDAD DEL VIENTO	+15%	-30734,29	-34979,13	-3,93	-10,43	>25	>25
	-15%	-35306,13	-36154,44	-11,34	-16,41	>25	>25
INVERSIÓN INICIAL	+15%	-38784,14	-40969,62	-7,83	-12,4	>25	>25
	-15%	-27714,76	-29900,24	-6,14	-10,97	>25	>25
TASA DE INTERES	+15%	-33670,67	-35603,83	-7,06	-11,75	>25	>25
	-15%	-32721,45	-35223,21	-7,06	-11,75	>25	>25
PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA	+15%	-32921,63	-35434,93	-6,58	-11,75	>25	>25
	-15%	-33577,27	-35434,93	-7,58	-11,75	>25	>25
PRECIO DE COMPRA DE LA ENERGÍA	+15%	-32953,83	-35139,31	-6,62	-10,86	>25	>25
	-15%	-33545,07	-35730,55	7,53	-12,8	>25	>25

Fuente: Propia del autor

Los resultados obtenidos en el caso de demostración muestran que, en las condiciones expuestas, la implementación de un aerogenerador a nivel doméstico es técnicamente factible, pero no lo es económicamente. El análisis de sensibilidad (Tabla 4.7) muestra que en el rango de variación en algunos factores mejora un poco la rentabilidad del proyecto, pero no lo suficiente como para volverlo factible económicamente; además permite analizar qué factores repercuten más en el VAN. El factor más influyente es la inversión inicial, ya que con una variación de $\pm 15\%$ el VAN varió en más de 5500 USD; le sigue la velocidad del viento, que con la misma variación cambió en alrededor de 2500 USD.

Para complementar el análisis de la información obtenida, se realizó corridas adicionales para precisar bajo qué condiciones la ejecución del proyecto podría ser factible económicamente en las condiciones expuestas (líneas azul y roja) y con variación extrema en los precios de compra y venta de la energía (líneas verde y naranja) con precios de 0,403 USD para la venta de energía eólica y 0,6712 USD para la compra de energía a la red, precios ficticios que corresponden a los valores más altos utilizados en [29] y [30]. Las Figuras 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12 muestran los resultados obtenidos al variar cada uno de los factores evaluados por el modelo.

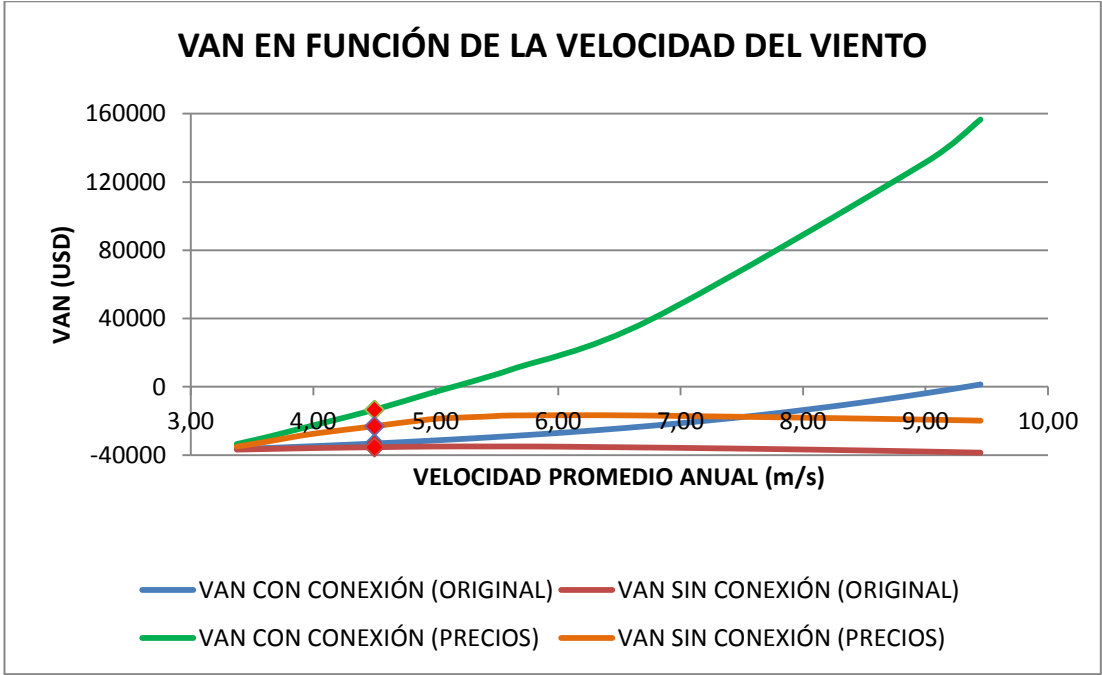


Figura 4.53. Valor Actual Neto (VAN) en función de la velocidad del viento

Fuente: Propia del autor

La Figura 4.8 muestra que la velocidad del viento necesaria para que el proyecto sea factible económicamente, debe estar alrededor de 9,4 m/s con los precios originales y de 5,2 m/s con los precios extremos modificados, y solo si se mantiene conexión con la red, caso contrario nunca sería factible. Pero esta opción, de carácter netamente analítico, en la práctica, no sería real, ya que la velocidad del viento, en un sitio preseleccionado, no puede ser variada.

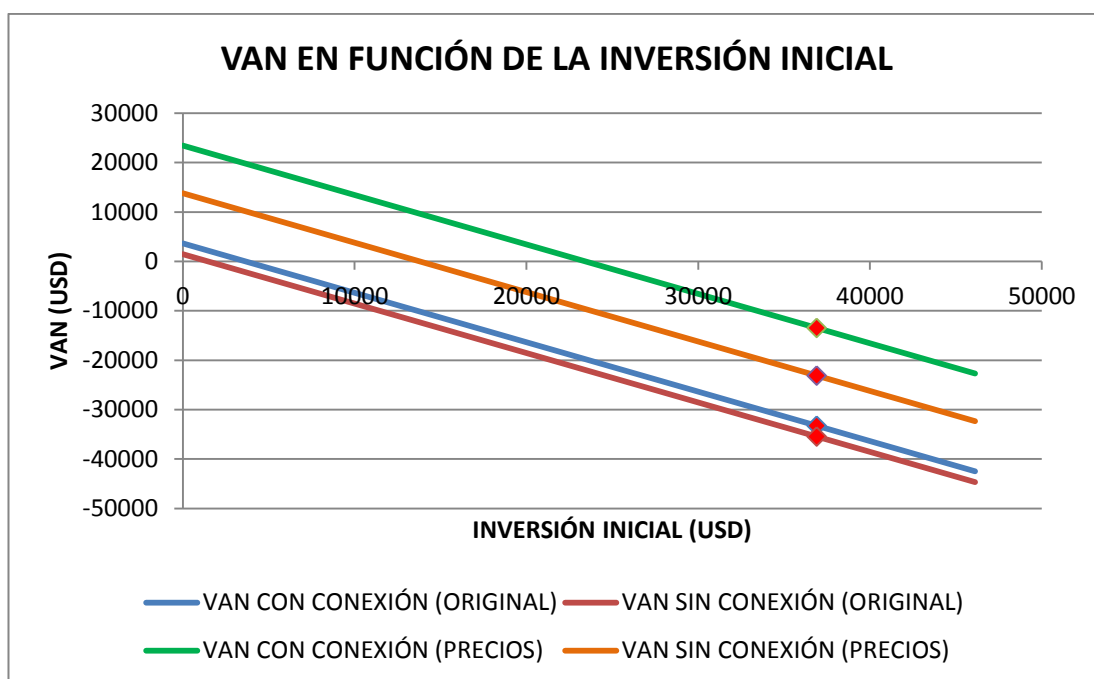


Figura 4.54. Valor Actual Neto (VAN) en función de la inversión inicial

Fuente: Propia del autor

La Figura 4.9 muestra que la inversión inicial necesaria para que el proyecto sea factible económicamente, con conexión a la red, debe estar alrededor de 3300 USD con los precios originales y de 24000 USD con los precios extremos; y, sin conexión a la red, de 350 USD con los precios originales y de 11000 USD con los precios extremos. Esta opción solo sería posible si existiera algún tipo de incentivo fuerte para este tipo de tecnología, que disminuya los costos de inversión; caso contrario los costos no harían factible el proyecto y peor con los precios actuales de la energía, ya que el incentivo requerido es mucho mayor. Este incentivo fuerte puede ser sustentado por el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Industrias y Productividad (MIPRO), para conseguir la fabricación nacional de los

aerogeneradores a través de incentivos arancelarios y normativos, procurando impulsar la industria nacional y generar encadenamientos productivos; sustentado en la disposición de la Constitución vigente que señala en su Artículo 15: “*El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto...*”¹

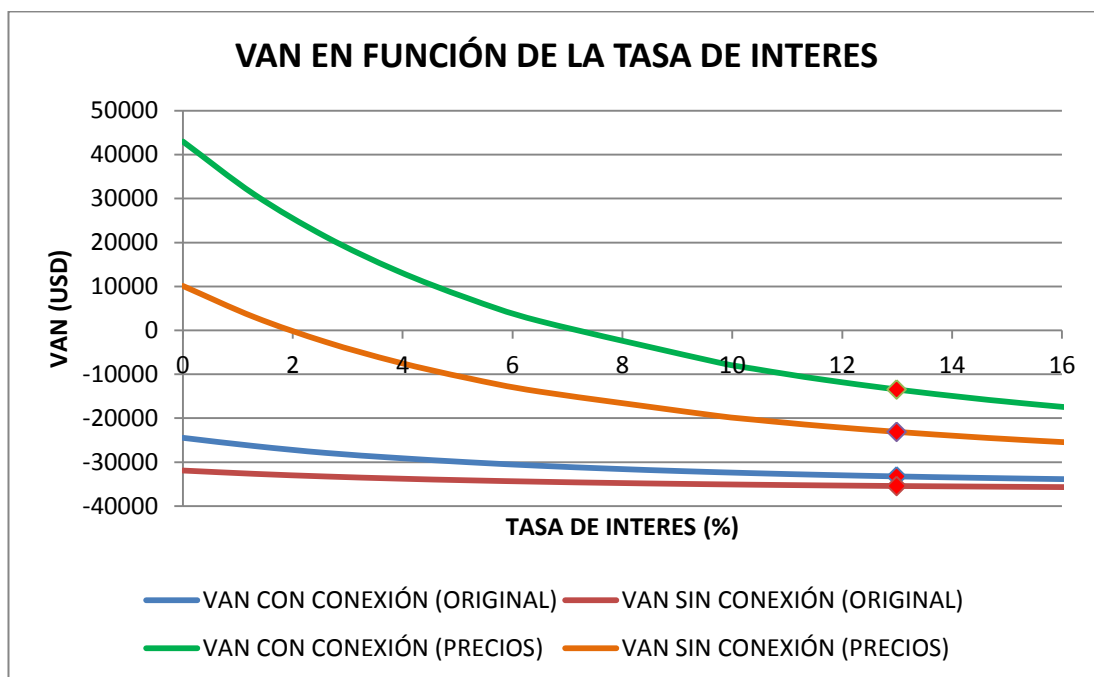


Figura 4.55. Valor Actual Neto (VAN) en función de la tasa de interés

Fuente: Propia del autor

La Figura 4.10 muestra que la tasa de interés necesaria para que el proyecto sea factible económicamente debe estar alrededor del 6,5% con conexión a la red y de 2% sin conexión a la red, pero solo con los precios extremos modificados, caso contrario el proyecto nunca sería factible.

¹ Asamblea Nacional Constituyente de Ecuador de 2007, *CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR*. Ecuador, 2008.

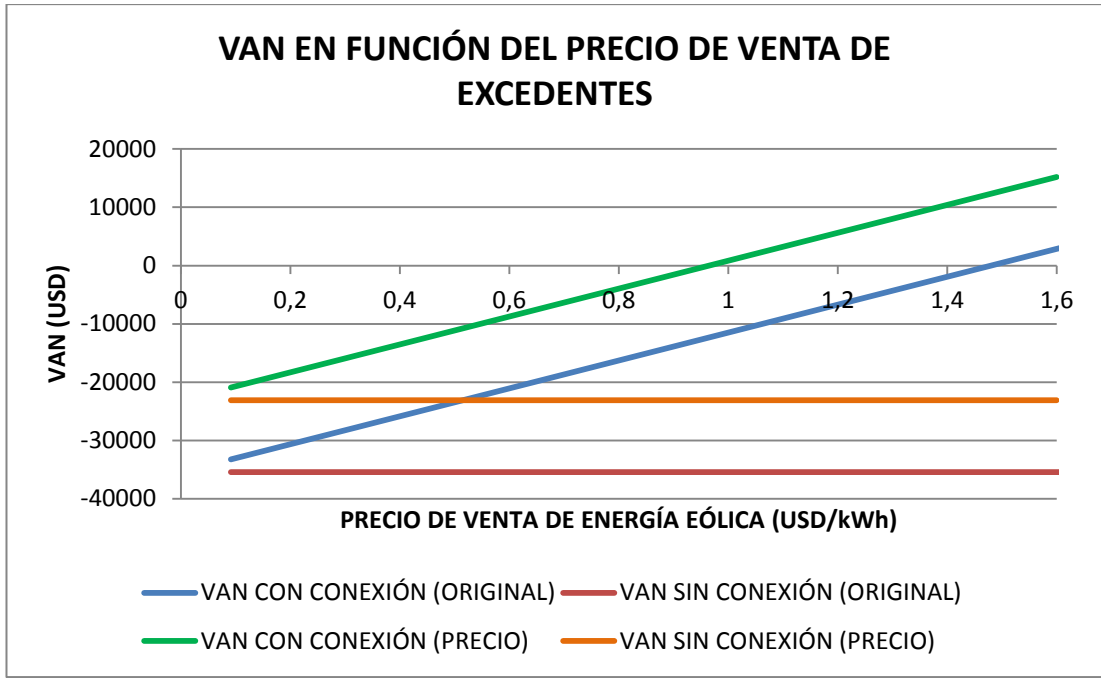


Figura 4.56. Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de venta energía eólica

Fuente: Propia del autor

La Figura 4.11 permite apreciar que la variación del precio de venta de energía eólica solo influye en los proyectos con conexión a la red, los cuales para ser factibles económicamente necesitan tener un precio de alrededor de 1,50 USD/kWh con los precios originales y de 1 USD/kWh con los precios extremos modificados. En el caso de los proyectos sin conexión, al no poder vender los excedentes de energía, su valor se mantiene y se diferencian solo por los beneficios producto de los diferentes precios de compra de energía a la red. Este parámetro puede ser variado en consideración de lineamiento de política gubernamental; es así que en el caso de que se fijase en 0,403 USD por kWh, sin variar el precio de compra de energía a la red, se obtiene como resultado que el costo de la inversión inicial necesario para que el proyecto sea viable es de un cuarto de la inversión original, como se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.15. Resultados de los ejercicios al variar el precio de venta de energía eólica

FACTORES	INVERSIÓN INICIAL (USD)	VAN (%)
PRECIO ORIGINAL (0,0913USD/kWh)	36897,95	-33249,45
PRECIO EXTREMO (0,403 USD/kWh)	36897,95	-25788,18
CON PRECIO EXTREMO Y VARIACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL	9224,49	1885,28

Fuente: Propia del autor

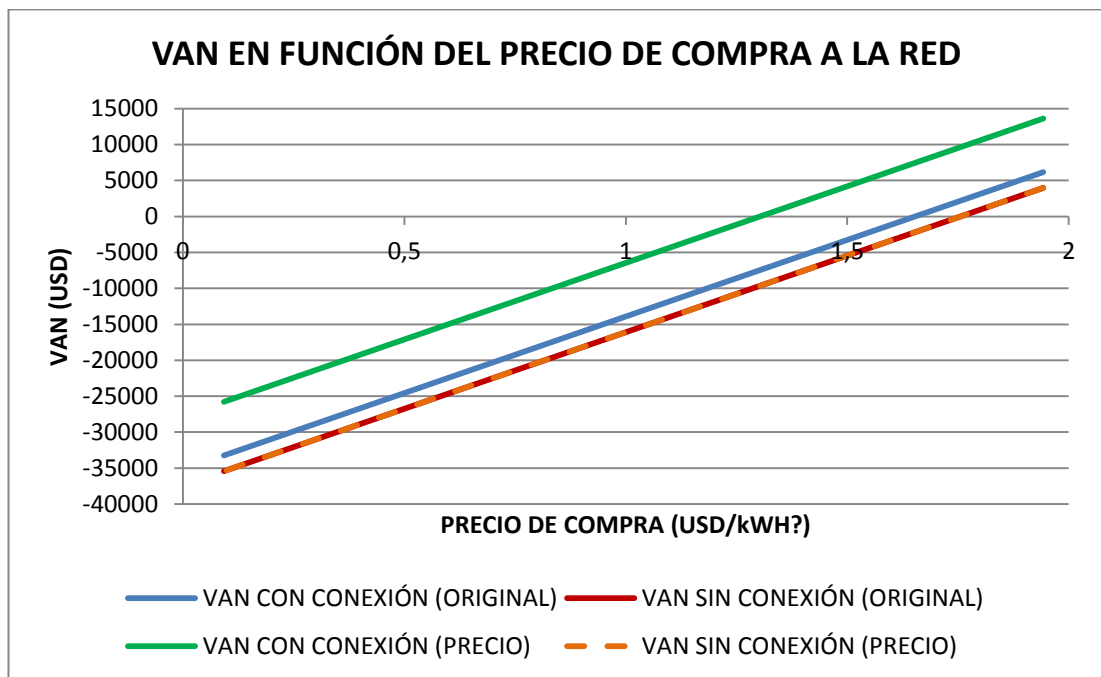


Figura 4.57. Valor Actual Neto (VAN) en función del precio de compra de energía a la red

Fuente: Propia del autor

La Figura 4.12 muestra que el precio de compra de energía a la red necesario para que el proyecto sea factible económicamente con conexión a la red, debe estar alrededor de 1,60 USD/kWh con los precios originales y de 1,40 USD/kWh con los precios extremos modificados; y sin conexión a la red de 1,75 USD/kWh en las dos situaciones.

Aunque la velocidad de viento promedio anual mínimo para el funcionamiento estable de una instalación eólica es de 4,5 m/s, para disminuir el costo del proyecto lo apropiado será considerar para su instalación aquellas zonas que tienen una mayor

velocidad de viento; porque al aumentar la velocidad del viento el diámetro del aerogenerador requerido para satisfacer la demanda disminuye y con este la potencia del aerogenerador, su precio y la inversión inicial y, aumentan el VAN, como se puede apreciar en la Tabla 4.8 que muestra las corridas del programa variando la velocidad del viento de la zona. En las Figuras 4.13 y 4.14 se muestra el comportamiento del precio del aerogenerador y el precio por kW instalado con respecto a la velocidad del viento, las cuales muestran lo antes mencionado, además de mostrar que estos dos valores son inversamente proporcionales.

Tabla 4.16. Potencia nominal instalada y precio del proyecto en función de la velocidad del viento

VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	POTENCIA NOMINAL DEL AEROGENERADOR (kW)	PRECIO DEL AEROGENERADOR (USD)	INVERSIÓN INICIAL (USD)	PRECIO POR KW INSTALADO (USD)	VAN (%)
4,5	9,32	25957,71	36897,95	2785,16	-33249,45
5	6,53	19383,43	27552,85	2968,37	-24091,58
6	3,54	11404,2	16210,67	3221,53	-12749,4
7	2,11	7233,49	10282,14	3428,19	-6820,87
8	1,34	4912,97	6983,61	3666,4	-3522,34
9	0,9	3541,86	5034,63	3935,4	-1573,36
10	0,63	2688,42	3821,49	4267,33	-360,22

Fuente: Propia del autor

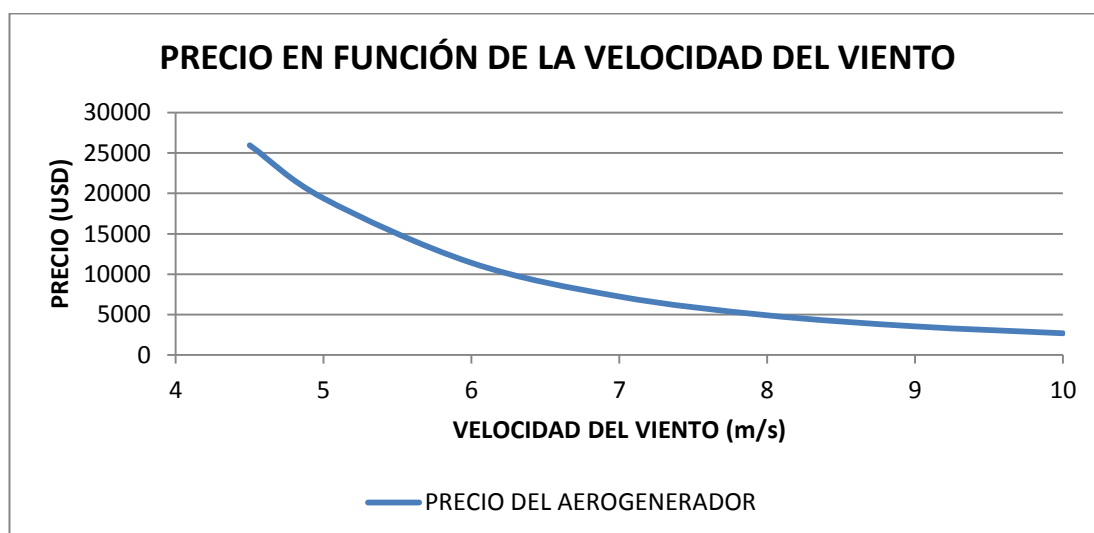


Figura 4.58. Precio del aerogenerador en función de la velocidad promedio del viento

Fuente: Propia del autor

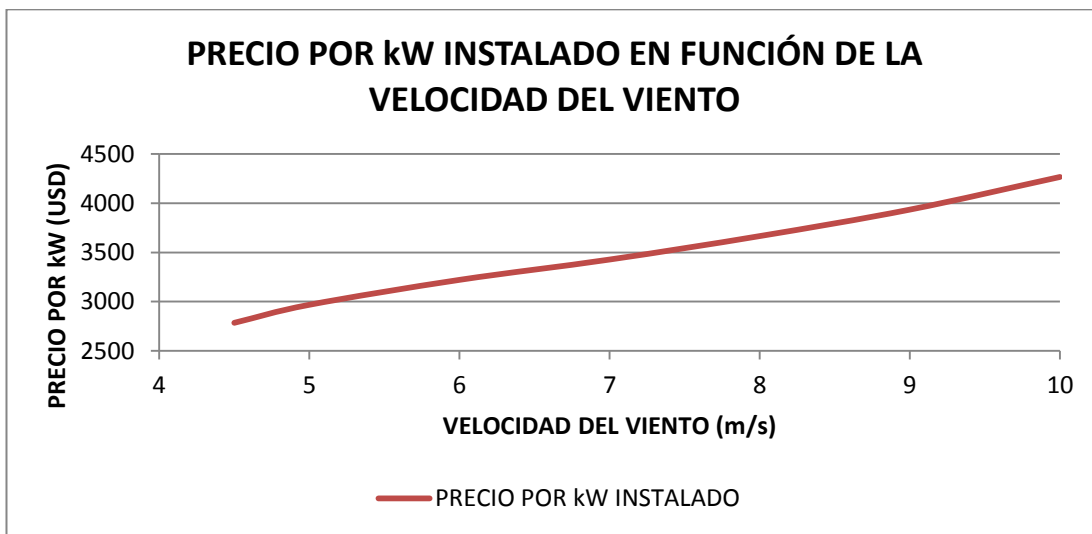


Figura 4.59. Precio por kW instalado en función de la velocidad promedio del viento

Fuente: Propia del autor

Como se pudo apreciar, al variar uno o más factores que influyen en el proyecto o al escoger zonas con una mayor velocidad de viento se podría lograr que el proyecto tienda a ser económicamente factible.

De los factores analizados, los más relevantes y que están vinculados a políticas y decisiones gubernamentales son los costos de inversión que pueden ser disminuidos con incentivos gubernamentales y el precio preferencial de venta de la energía eólica que puede ser aumentado con un incentivo a este tipo de tecnología.

CONCLUSIONES

1. Los proyectos eólicos para ser técnicamente factibles requieren de velocidades de viento promedio anuales superiores a los 4,5 m/s, con lo cual se garantiza la estabilidad de la producción de energía, al superar la velocidad típica de arranque que está alrededor de 3,5 m/s. En el territorio nacional existen zonas con velocidades de viento promedio anuales de 4,5 m/s o superiores; especialmente en la región sierra y unas pocas en la costa (al Oriente de la provincia del Oro) y en el Oriente (al Oeste de las provincias de Sucumbios, Napo, Morona Santiago y Zamora Chinchipe), lo cual sustentaría la factibilidad técnica de la implantación de proyectos eólicos residenciales.
2. Actualmente en el país existe poca información técnica sobre energías renovables; en el caso de la energía eólica la mejor información disponible es el “Atlas Eólico del Ecuador”; documento que contiene información del comportamiento mensual y anual del viento, que permite identificar de forma general, a manera de primera aproximación, las zonas en las cuales sería técnicamente factible implementar un proyecto eólico; sin embargo estos datos no son suficientes para realizar un estudio de factibilidad apropiado, ya que para esto se necesita mínimo de valores de comportamiento horarios.
3. En el Ecuador, la velocidad del viento tiene una marcada variación entre los meses de invierno y verano. Durante los meses de invierno la velocidad es menor, haciendo que la potencial generación eólica pueda cubrir solo una parte de la demanda; por el contrario durante los meses de verano, cuando la velocidad del viento es mayor, la potencial generación eólica podría cubrir gran parte de la demanda de energía, en especial durante el mes de Agosto en que se presenta la mayor velocidad de viento, que le permite cubrir casi la totalidad de la demanda. Los excedentes de energía que podrían venderse a la red, estarían presentes durante todo el año, sin importar la estación. Esto se debe a que entre las 11h00 y las 16h00, la velocidad del viento es alta y la demanda de los usuarios residenciales es baja.

4. Los resultados de los análisis económicos, dan como resultado que los proyectos eólicos a nivel doméstico en el Ecuador no serían económicamente factibles, debido a los altos costos de inversión que se necesitan para implementarlos y al insuficiente precio preferencial establecido por el CONELEC para la venta de energía eólica a la red. Sin embargo dentro de una política gubernamental alineada con las disposiciones Constitucionales y con el Plan Nacional del Buen Vivir, se puede promover en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto, mediante incentivos arancelarios y normativos que permitan conseguir la fabricación nacional de los aerogeneradores, procurando impulsar la industria nacional.

5. La variación adecuada de factores como: la velocidad del viento, el costo de la inversión inicial, la tasa de interés y los precios de compra y venta de la energía; permitirían establecer escenarios favorables para sustentar la factibilidad económica de la implementación de este tipo de proyectos; en particular en cuanto a los costos de inversión y a los precios preferenciales de la venta de la energía producida por los generadores eólicos. Es así que si se estableciera un precio preferencial para la venta de la energía eólica similar al determinado para la generación no convencional por el CONELEC de 0,403USD/kWh; y con un adecuado incentivo gubernamental para la fabricación nacional de los aerogeneradores, se podría disminuir los costos de inversión a un cuarto de los costos de inversión internacionales, con lo cual este tipo de proyectos serían económicamente factibles.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y al Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) continuar con la promoción del desarrollo de proyectos de generación que utilicen energía eólica, porque este tipo de proyectos son técnicamente factibles en nuestro país, debido a la cantidad de zonas donde el recurso eólico cumple con los requerimientos que garantizan la estabilidad de la producción de energía; de manera especial en la región sierra, donde existe un gran potencial eólico, debido a la cantidad de zonas montañosas que posee y donde el viento alcanza velocidades de 4,5 m/s o superiores.
2. Se recomienda al CONELEC, como entidad encargada de las regulaciones del sistema eléctrico, considere replantear los precios preferenciales de compra de energía producto de la generación eólica, porque con los valores actuales los costos de inversión serían imposibles de recuperar, haciendo que este tipo de proyectos residenciales no se justifiquen.
3. Se recomienda al Ministerio de Finanzas fijar aranceles bajos para la importación de aerogeneradores y sus complementos, incentivar a las empresas importadoras que traigan este tipo de tecnología, y canalizar créditos especiales para personas que deseen instalar este tipo de tecnología en sus hogares, dándoles facilidades de financiamiento, a largo plazo y con bajas tasas de interés; esto contribuiría a que este tipo de proyectos se vuelvan más accesibles a los usuarios y que motiven el invertir en este tipo de tecnología.
4. Se recomienda al Ministerio de Industrias y Productividad (MIPRO), promover la construcción de aerogeneradores domésticos en el país, como una alternativa que permita abaratar los costos de implantación de este tipo de tecnología, fomentando la producción nacional y el cuidado del medioambiente.
5. Se recomienda al MEER que complemente y actualice la información que existe en el “Atlas Eólico del Ecuador” con curvas típicas del viento diarias, que muestren el comportamiento del viento por regiones o por provincias, ya

que los valores promedios anuales y mensuales presentados por el Atlas no son suficientes para realizar un estudio de factibilidad técnica-económica de un proyecto eólico de carácter doméstico.

6. Se recomienda al CONELEC, examinar la factibilidad de incrementar los precios de venta de la energía que se produzcan en generadores eólicos domésticos, a niveles similares a los vigentes para la generación fotovoltaica de la Regulación No. CONELEC 004/11; y al MIPRO, respecto de implementar incentivos arancelarios y normativos que motiven la fabricación nacional de los aerogeneradores, procurando impulsar la industria nacional; de tal manera de hacer factible económicamente la implantación de este tipo de generación renovable, ambientalmente limpia y no contaminante.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Boal, “Smart Grid,” 2010. [Online]. Available: [http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart_grid - Jaime Boal.pdf](http://www.dea.icaei.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart_grid_-_Jaime_Boal.pdf). [Accessed: 25-Apr-2013].
- [2] Endesa Red S.A., “Las redes inteligentes,” 2012. [Online]. Available: <http://www.endesasmartgrids.com/index.php/es/las-redes-inteligentes>. [Accessed: 13-May-2013].
- [3] “Redes eléctricas inteligentes | EROSKI CONSUMER.” [Online]. Available: http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2009/04/27/184874.php. [Accessed: 21-May-2013].
- [4] R. A. Vicini and O. M. Micheloud, *Smart Grid: Fundamentos, Tecnologías y aplicaciones*, 1st ed. México D.F.: CENGAGE Learning S.A., 2012.
- [5] T. Gómez, “Redes eléctricas inteligentes ‘Smart Grids,’” in *Curso Verano UBISS. La Gestión de la Energía Hoy*, 2012.
- [6] M. Á. Morales Barroso, José Sánchez Fornié, L. de Pereda, M. Aguado Alonso, D. Rivas Ascaso, J. G. García, S. Blanco Pérez, S. Bañares, and A. Moltó, *Guía de Redes Inteligentes de Energía y Comunicación*. Madrid: Gráficas Arias Montano S.A., 2011.
- [7] “Redes eléctricas inteligentes (REI) O Smart Grid - Monografias.com.” [Online]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml>. [Accessed: 07-May-2013].
- [8] G. Enríquez Harper, *Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica*. México D.F.: LIMUSA, 2011.
- [9] Instituto Argentino de la Energía, “Centrales Eléctricas,” 2005. [Online]. Available: <http://www.iae.org.ar/archivos/educ6.pdf>. [Accessed: 24-Apr-2013].

- [10] D. Jinchuk, “Energía Nucleoeléctrica,” 2003. [Online]. Available: <http://www.iae.org.ar/archivos/educ1301.pdf>. [Accessed: 24-Aug-2013].
- [11] J. A. Carta Gonzáles, *Centrales de Energías Renovables*. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN S.A., 2009.
- [12] FENERCOM, *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Madrid: Gráficas Elisa S.A.
- [13] SUELO SOLAR, “¿Qué es la Generación Distribuida?” [Online]. Available: <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=7092>. [Accessed: 25-Jul-2013].
- [14] “Ecovive » Blog Archive » Energía Eólica » Ecovive.” [Online]. Available: <http://www.ecovive.com/energia-eolica>. [Accessed: 25-Feb-2013].
- [15] J. M. Escudero López, *Manual de Energía Eólica*, 2nd ed. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa, 2008.
- [16] KAZEE GENERA LTDA., “Conceptos de Generación,” 2010. [Online]. Available: <http://kazeegeneralltda.blogspot.com/2010/05/conceptos-de-generacion.html>. [Accessed: 28-Sep-2013].
- [17] O. A. Jaramillo Salgado, “Energía Eólica, Implementación de Proyectos Aplicando Sistemas Híbridos,” in *Capacitación para los Estados Miembros de la OLADE, Curso CAPEV 2012*, 2012.
- [18] OPEX-energy, “Eólica,” 2010. [Online]. Available: <http://www.opex-energy.com/eolica/index.html>. [Accessed: 19-Jul-2013].
- [19] “Freno de disco para aerogenerador - TWIFLEX.” [Online]. Available: <http://www.directindustry.es/prod/twiflex/frenos-de-discos-para-aerogeneradores-14102-457481.html>. [Accessed: 24-Aug-2013].
- [20] Asociación Danesa de la Industria Eólica, “Visita Guiada sobre la Energía Eólica,” 2002. [Online]. Available:

<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/index.htm>. [Accessed: 11-Oct-2013].

- [21] Solo Energía, “Energía Eólica,” 2006. [Online]. Available: <http://soloenergia.com.ar/aprendamas/energiaeolica/asptecnicos.html>. [Accessed: 07-Aug-2013].
- [22] E. Fariñas Wong and A. Jacomino Bermudez, “Estudio de Aerogeneradores de pequeña potencia,” 2006. [Online]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos39/aerogeneradores/aerogeneradores2.shtml>. [Accessed: 12-Aug-2013].
- [23] ARGOLABE INGENIERÍA, “Los Vientos del Cambio: Energía Minieólica y Generación Distribuida,” 2012. [Online]. Available: http://www.revistatope.com/169_art_ARGOLABE_Eolica.html. [Accessed: 28-Aug-2013].
- [24] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable and AWS True power, “Atlas Eólico del Ecuador.” Quito, 2012.
- [25] J. C. Herrera Heredia, “Generación Renovable conectada a la Red Eléctrica,” in *Ira. Jornada Científica de Ingeniería Eléctrica*, 2013.
- [26] Departamento de Energía EE.UU, “Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad.” 2007.
- [27] A. Barragán Escandón, “Generación Eólica en el Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo,” *ENERGÍA*, pp. 58–66, 2014.
- [28] E. N. López Recalde and J. A. Garzón López, “Estudio y Plan de Factibilidad para Entregar Excedentes de Energía Renovable Fotovoltaica de Baja Tensión a una Empresa Distribuidora,” Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [29] CONELEC, *Resolución No. CONELEC-034/11 “Pliego Tarifario.”* Ecuador, 2011.

- [30] CONELEC, *Regulación No.CONELEC-004/11 “Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.”*Ecuador, 2011.
- [31] G. Pardo Salazar, “Evaluación de Proyectos,” in *Administración de SEP, Clases de 10mo. Nivel, Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Escuela de Eléctrica*, 2013.
- [32] M. Muñoz Guerrero, *Perfil de la Factibilidad*, 1st ed. Editorial Master’s Editores.

ANEXOS

ANEXO A
ESTUDIO DE LA POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES EN
FUNCIÓN DE SUS DIÁMETROS

La construcción de aerogeneradores está estandarizada, es decir que un cierto diámetro pertenece a una potencia establecida. Teniendo en cuenta esto, con ayuda de datos de la Figura 2.19 y datos de aerogeneradores domésticos que se encuentran en el mercado, se realizó la siguiente tabla de valores para encontrar una curva de tendencia que permita aplicar este concepto en el modelo computacional que se desarrolló en este proyecto de tesis.

Tabla A.17. Diámetros y Potencias referenciales de aerogeneradores.

DIÁMETRO (m)	POTENCIA (kW)
2	0,6
3	1,5
4	3
5	5
7	10
8,5	15
10,5	25
14,5	50
19,5	100
27	250
33	300
40	500
44	600
48	750
54	1000
64	1500
72	2000
80	2500

Realizado por: El autor

La parte celeste corresponde a aerogeneradores comerciales encontrados en el mercado y la parte naranja a los datos de la Figura 2.19. A continuación se muestra el gráfico producto de los datos de la tabla en un rango de 0 a 100 kW, potencias que pertenecen a los aerogeneradores domésticos, con todas las curvas de tendencia que Excel permite. Estas curvas permitieron encontrar una expresión apropiada para utilizarla en la formulación del modelo. Esta expresión de la curva de tendencia permite calcular valores entre 0 y 2500 kW, porque considera todos los valores de la tabla haciendo que la curva posea una mayor exactitud.

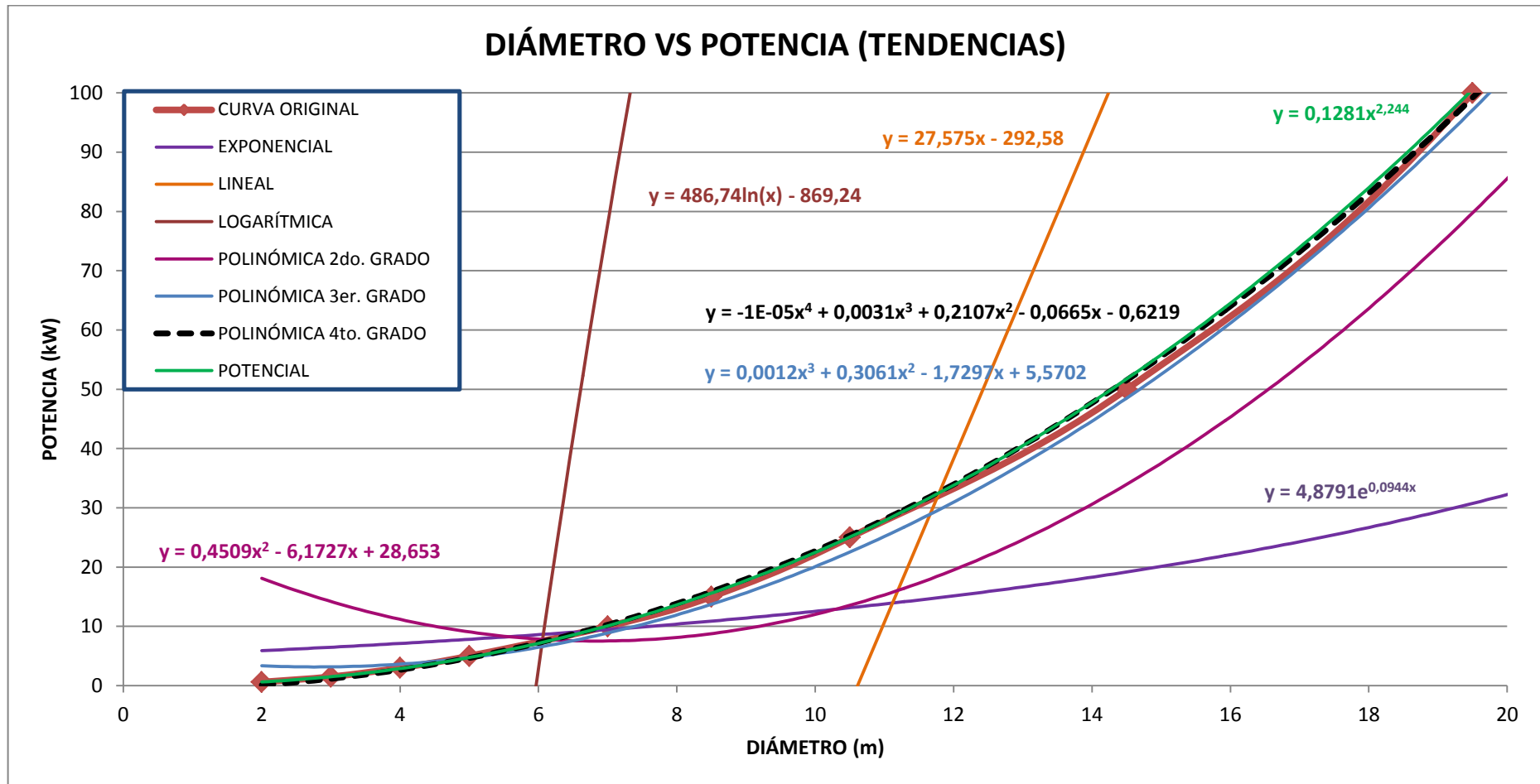


Figura A.60. Diámetro vs. Potencia del aerogenerador (Tendencias)

Realizado por: El autor

Analizando todas las curvas de tendencia, las que se apegan más a la curva original son la curva polinómica de 4to. Grado (Negro) y la potencial (Verde); de las dos se escogió la curva potencial, porque es la que atraviesa por los valores de menor potencia, se desfasa poco con la original y es la expresión más simple.

ANEXO B
ESTUDIO DE PRECIOS DE AEROGENERADORES DOMÉSTICOS

Los costos de los aerogeneradores varían mucho en función de su potencia nominal, la tecnología utilizada y la marca (fabricante) que posee. Teniendo estos puntos en consideración se realizó un estudio de mercado y se obtuvo el costo de varios aerogeneradores entre los 0,3 hasta los 15 kW, los cuales se exponen en la Tabla B.1.

Tabla B.18. Costo de aerogeneradores.

MARCA	POTENCIA (kW)	COSTO (EURO)	COSTO (USD)
CLEANPOWER	0,3	326,57	443,58
AIR X	0,4	581,36	789,66
R&X	0,4	516,56	701,64
SUNTECH	0,4	710	964,39
EFFSUN	0,4	467,88	635,52
BRICOSOLAR S.C	0,4	559	759,29
SINGULASOLAR	0,45	675	916,85
B.E.	0,5	641,25	871,01
TOKUOO	0,6	600	814,98
EOLOS	0,6	685,95	931,73
BORNAY	0,6	2681,25	3641,94
BEE	0,8	2681,25	3641,94
LAKOTA	0,9	1566	2127,1
LONGBOW	1	1637,8	2224,62
EOLOS	1	951,24	1292,07
SUNTECH	1	3480	4726,88
CLEANPOWER	1	1159,79	1575,34
NACIONAL	1	4150	5636,95
BORNAY	1,5	7481,88	10162,64
SOUTHWEST	2,6	8566,8	11636,28
BORNAY	3	10082,33	13694,83
ENAIR	3	6438,71	8745,7
NACIONAL	3	7150	9711,85
SOUTHWEST	3,7	9024,42	12257,87
SUNTECH	5	6500	8828,95
BORNAY	6	21462,38	29152,35
NACIONAL	7,5	13400	18201,22
NACIONAL	10	19400	26351,02
NACIONAL	15	25500	34636,65

Realizado por: El autor

Con los datos anteriores, se generó datos promedio de los costos de los aerogeneradores a una misma potencia, para obtener la curva de costos promedio en función de la potencia. Para completar el rango de potencias de los aerogeneradores domésticos se utilizó los datos proporcionados por [26] pp.7. A continuación de dicha tabla, se muestra el gráfico producto de sus datos en un rango de 0 a 100 kW, con todas las curvas de tendencia que Excel permite. Estas curvas permitieron encontrar una expresión apropiada para utilizarla en la formulación del modelo.

Tabla B.19. Análisis de costos promedio de aerogeneradores

POTENCIA (kW)	COSTO (USD)
0,3	443,58
0,4	770,10
0,45	916,85
0,5	871,01
0,6	1796,22
0,8	3641,95
0,9	2127,1
1	3091,17
1,5	10162,64
2,6	11636,28
3	10717,46
3,7	12257,87
5	8828,95
6	29152,35
7,5	18201,22
10	26351,02
15	34636,65
20	46137
45	70000
75	90000
100	100000

Realizado por: El autor

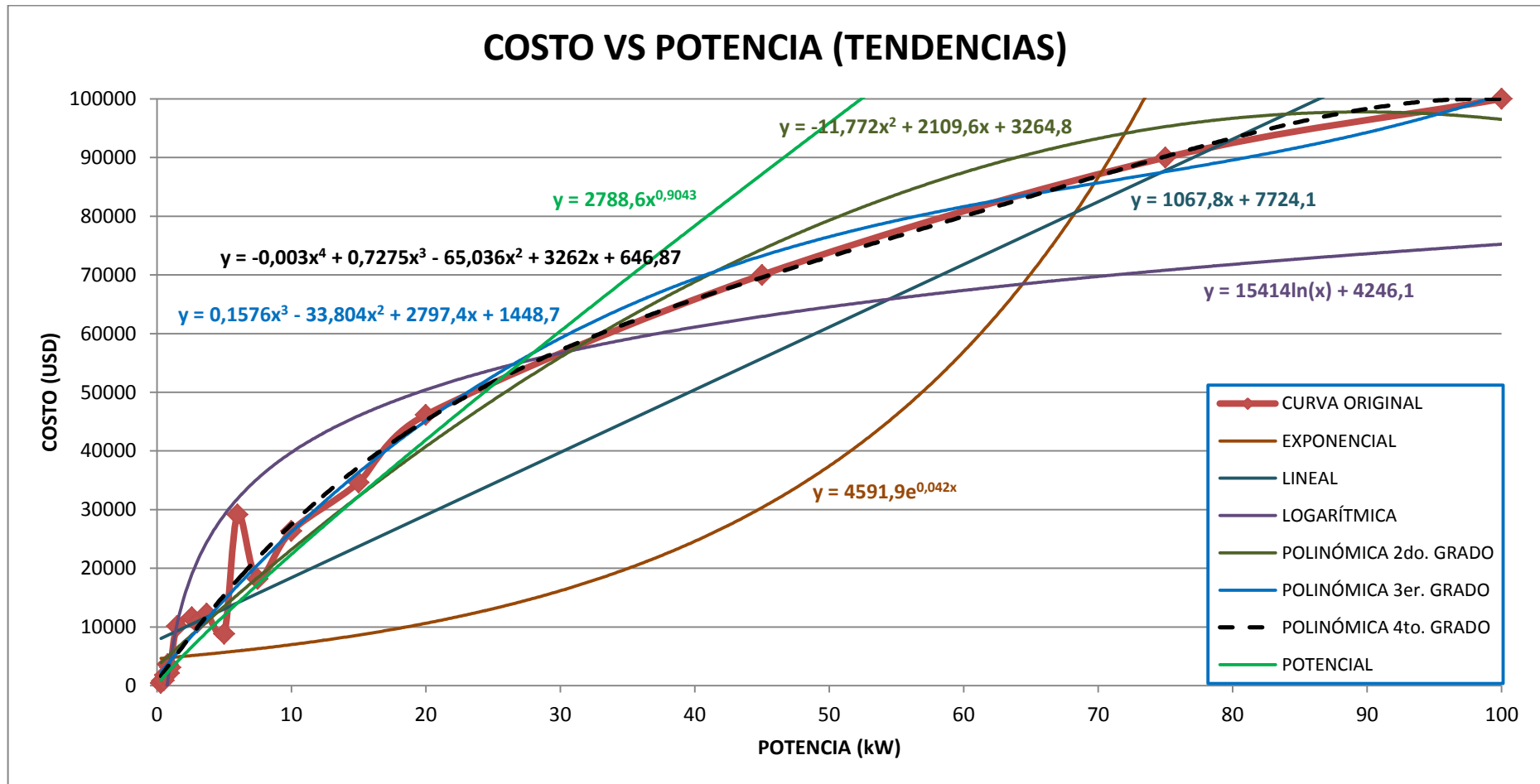


Figura B.61. Costo vs. Potencia del aerogenerador (Tendencia Exponencial)

Realizado por: El autor

Analizando todas las curvas de tendencia, la que más se apega a la curva original es la curva polinómica de 4to. Grado (Negro), porque es la que atraviesa por la mayor cantidad de valores y se desfasa poco con la original.

ANEXO C
DIAGRAMAS DE FLUJO DEL PROCESO QUE SIGUE EL MODELO
COMPUTACIONAL QUE CALCULA LA FACTIBILIDAD DEL
PROYECTO EÓLICO DOMÉSTICO

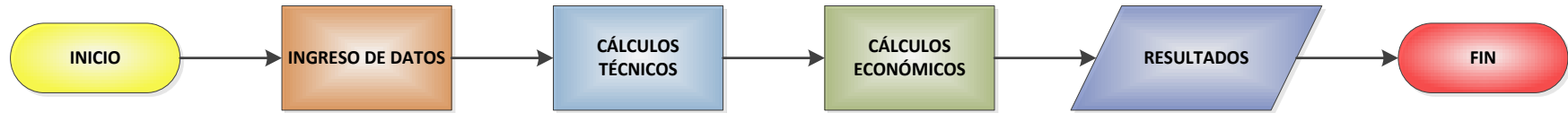


Figura C.62. Diagrama general del proceso que realiza el modelo

Fuente: Propia del autor

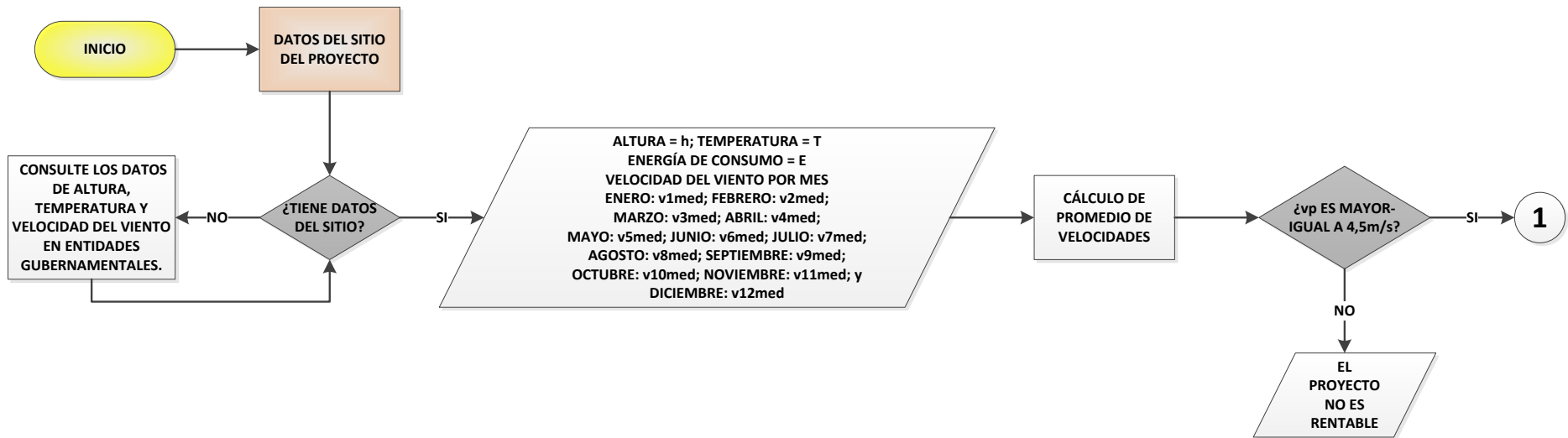


Figura C.63. Diagrama del Ingreso de Datos del Sitio del Proyecto

Fuente: Propia del autor

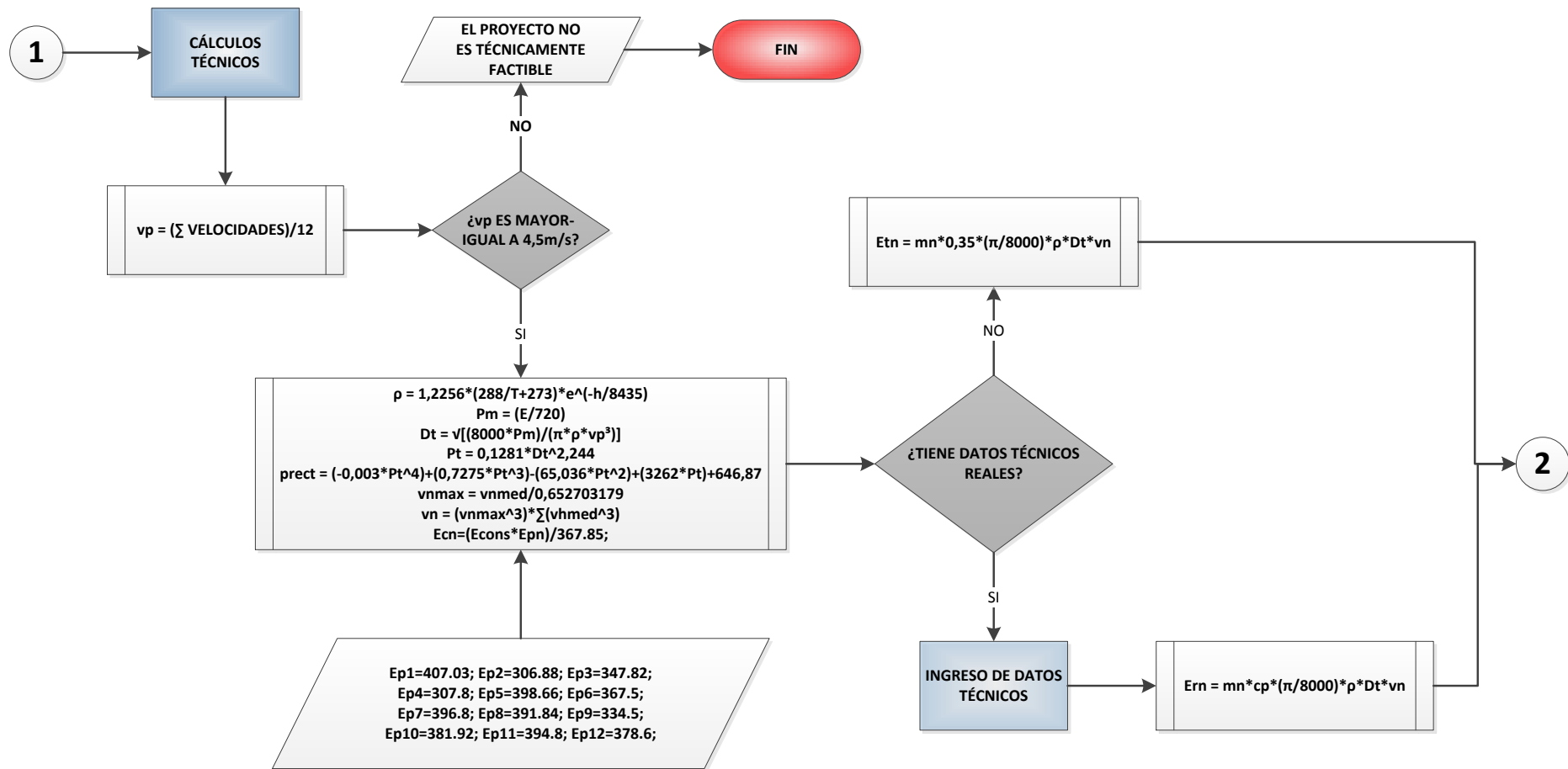


Figura C.64. Diagrama del proceso del Cálculo Técnico dentro del modelo (n=1 a n=12)

Fuente: Propia del autor

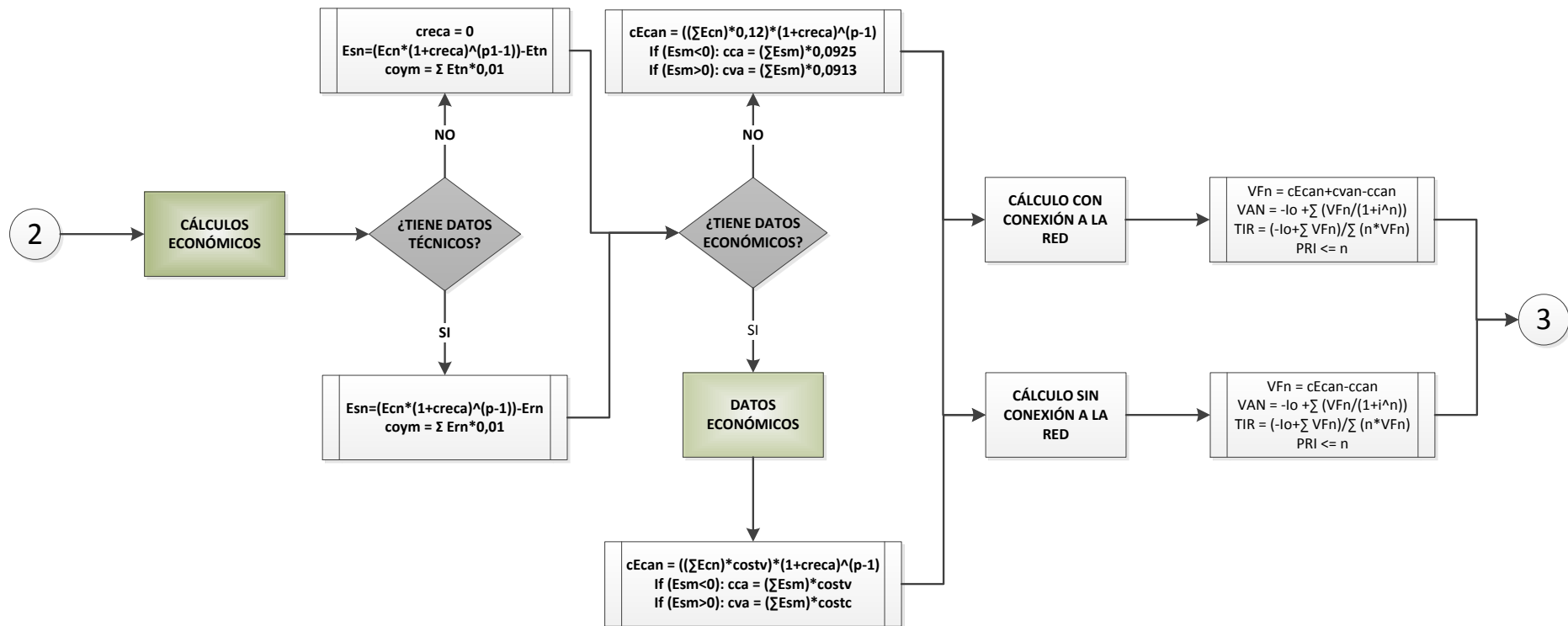


Figura C.65. Diagrama del proceso de Cálculo Económico dentro del modelo (n=1 a n=12; y p=1 a p=25)

Fuente: Propia del autor

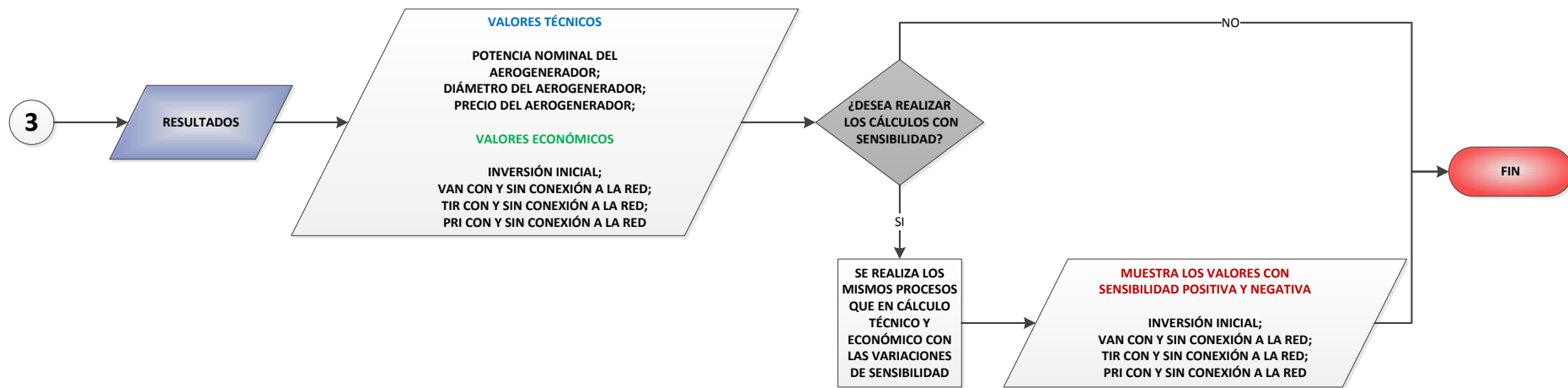


Figura C.66. Diagrama del proceso que muestra los Resultados y el Análisis de Sensibilidad

Fuente: Propia del autor

ANEXO D

**COMPROBACIÓN DE LA FORMULA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO
DE LA POTENCIA DEL AEROGENERADOR Y GENERACIÓN DE CURVA
TÍPICA DE VELOCIDAD DEL VIENTO**

Los datos que a continuación se presentan fueron proporcionados por la Ingeniera Enith Patricia Carrión Q., Jefe de la Central Eólica Villonaco, y presentan las características de las máquinas utilizadas y las mediciones reales de velocidad de viento y potencia activa generada en los Aerogeneradores N°1 a 6 del Parque Eólico Villonaco tomadas entre los días 17 a 23 de Febrero del 2014; los cuales permiten generar una curva típica de velocidad del viento y comprobar la validez de la fórmula utilizada para calcular la potencia del aerogenerador.

Las especificaciones técnicas de los aerogeneradores utilizados en el Parque Eólico Villonaco, están descritas en la Tabla D.1.

Tabla D.20. Especificaciones técnicas de las unidades generadoras del parque eólico Villonaco

Marca	GOLDWIND
Modelo	GW 70 / 1500
Número de palas	3
Potencia nominal:	1500 kW
Diámetro del rotor	70 m
Velocidad Cut-In:	3 m/s
Velocidad nominal:	11,6 m/s
Velocidad Cut-out:	25 m/s
Velocidad máxima que soporta el aerogenerador:	60 m/s (media de 3 min.)
Características del generador:	Síncrono trifásico de imanes permanentes, 84 polos, 2 devanados
Voltaje Nominal:	620 VAC
Frecuencia nominal:	60 Hz
Velocidad de rotación:	9 ~ 20 r.p.m.
Peso de la góndola:	11 ton
Peso del generador:	44 ton
Peso del rotor (incluyendo rotor y buge)	28 ton

Fuente: Ingeniera Enith Patricia Carrión Q., Jefe de la Central Eólica Villonaco

Tabla D.21. Mediciones de la velocidad del viento y la potencia generada por las unidades del Parque Eólico Villonaco del 17 de febrero del 2014

Time	AEROGENERADOR No.1		AEROGENERADOR No.2		AEROGENERADOR No.3		AEROGENERADOR No.4		AEROGENERADOR No.5		AEROGENERADOR No.6	
	S01Avg Wind Speed (m/s)	S01Avg Active Power (kW)	S02Avg Wind Speed (m/s)	S02Avg Active Power (kW)	S03Avg Wind Speed (m/s)	S03Avg Active Power (kW)	S04Avg Wind Speed (m/s)	S04Avg Active Power (kW)	S05Avg Wind Speed (m/s)	S05Avg Active Power (kW)	S06Avg Wind Speed (m/s)	S06Avg Active Power (kW)
2014-02-17 00:00	005	104	006	141	005	144	007	170	006	159	005	136
2014-02-17 00:30	006	145	006	185	006	181	007	202	006	185	006	152
2014-02-17 01:00	006	151	006	203	006	189	007	228	007	249	006	251
2014-02-17 01:30	006	125	006	191	005	173	007	206	007	242	007	270
2014-02-17 02:00	006	162	006	212	006	200	007	228	007	262	007	275
2014-02-17 02:30	005	091	005	109	005	106	006	123	006	134	006	167
2014-02-17 03:00	004	066	005	010	004	068	005	085	005	080	005	086
2014-02-17 03:30	005	105	006	146	005	125	006	147	006	148	005	132
2014-02-17 04:00	005	090	005	110	005	101	006	127	005	123	005	144
2014-02-17 04:30	005	108	005	120	005	106	006	125	005	118	005	129
2014-02-17 05:00	005	085	005	115	005	109	006	136	005	127	005	148
2014-02-17 05:30	005	115	006	148	005	135	006	157	006	160	005	152
2014-02-17 06:00	006	182	006	217	006	191	007	251	007	259	007	302
2014-02-17 06:30	006	166	006	224	006	223	008	289	007	277	007	297
2014-02-17 07:00	006	140	006	174	005	160	007	217	006	215	007	285
2014-02-17 07:30	005	128	006	-002	005	161	007	199	006	202	006	206
2014-02-17 08:00	005	124	006	036	005	135	007	164	006	161	006	150
2014-02-17 08:30	006	167	006	184	005	160	007	183	006	166	005	142
2014-02-17 09:00	006	153	006	153	005	144	006	-002	006	162	005	141
2014-02-17 09:30	006	169	006	181	006	184	007	183	006	197	006	192
2014-02-17 10:00	006	144	005	113	005	175	007	164	006	139	006	150
2014-02-17 10:30	006	178	006	019	005	130	007	157	006	137	006	148
2014-02-17 11:00	005	111	005	112	005	117	006	041	005	104	005	091
2014-02-17 11:30	007	217	007	249	006	247	007	211	007	199	006	177
2014-02-17 12:00	006	206	006	-003	006	219	007	193	007	193	006	173
2014-02-17 12:30	008	407	008	489	008	475	009	536	009	592	008	524
2014-02-17 13:00	008	387	008	532	008	516	009	522	009	587	008	515
2014-02-17 13:30	008	433	008	453	008	469	009	494	009	591	008	501

2014-02-17 14:00	009	597	009	680	009	637	010	649	010	604	008	524
2014-02-17 14:30	007	302	007	360	007	327	008	372	008	397	007	348
2014-02-17 15:00	007	304	007	316	007	302	008	379	008	434	008	409
2014-02-17 15:30	007	255	007	283	006	261	008	295	008	342	007	283
2014-02-17 16:00	004	055	004	068	004	065	006	103	006	119	006	135
2014-02-17 16:30	002	-002	002	-005	002	-002	001	-002	001	-003	001	-011
2014-02-17 17:00	001	000	001	000	002	001	002	-001	001	-001	001	-003
2014-02-17 17:30	002	000	002	-003	001	-001	001	-001	001	-003	001	-002
2014-02-17 18:00	002	-001	002	-001	003	010	003	-002	003	006	003	-001
2014-02-17 18:30	002	-001	001	000	001	000	002	-001	001	000	001	-002
2014-02-17 19:00	001	000	001	-001	001	000	001	000	001	000	001	-009
2014-02-17 19:30	001	-001	002	-002	002	-003	003	-001	003	000	003	-008
2014-02-17 20:00	002	-002	002	-003	002	-001	003	-001	003	006	003	-002
2014-02-17 20:30	002	-001	002	-003	002	-001	002	-002	002	-002	002	-009
2014-02-17 21:00	001	000	000	000	001	000	001	000	001	000	001	-009
2014-02-17 21:30	001	000	000	000	001	000	001	-001	001	000	001	-004
2014-02-17 22:00	003	002	002	-001	002	-002	003	-002	003	011	003	-001
2014-02-17 22:30	002	-001	002	-001	002	-002	002	-001	001	-001	001	-004
2014-02-17 23:00	002	000	002	-001	001	-001	002	-001	002	-007	002	-010
2014-02-17 23:30	001	000	002	-001	001	000	002	-001	001	000	001	-008

Fuente: Ingeniera Enith Patricia Carrión Q., Jefe de la Central Eólica Villonaco

Nota: La tabla original contiene datos para cada 10 minutos de los días 17 a 23 de febrero del 2014; pero debido a su extensión y para propósitos de ilustración se presenta solo una muestra de los datos cada media hora del día 17 de febrero.

Tabla D.22. Comprobación de la fórmula que calcula la potencia generada por el aerogenerador

AEROGENERADOR No.1				
Día/Hora	Velocidad del Viento (m/s)	Potencia Activa Real (kW)	Potencia Activa Calculada (kW)	Porcentaje de Error (%)
2014-02-17 00:00	5,19	103,56	107,09	3,30
2014-02-17 00:10	5,56	125,60	131,67	4,61
2014-02-17 00:20	5,48	116,49	126,07	7,60
2014-02-17 00:30	6,03	144,72	167,96	13,84
2014-02-17 00:40	6,15	148,83	178,19	16,48
2014-02-17 00:50	6,21	169,47	183,46	7,63
2014-02-17 01:00	6,08	150,50	172,18	12,59
2014-02-17 01:10	6,48	162,57	208,45	22,01
2014-02-17 01:20	5,63	120,75	136,71	11,67
2014-02-17 01:30	5,76	125,18	146,40	14,49
2014-02-17 01:40	6,32	183,39	193,38	5,17
2014-02-17 01:50	6,09	152,56	173,03	11,83
2014-02-17 02:00	6,07	161,83	171,33	5,54
2014-02-17 02:10	6,19	160,50	181,69	11,66
2014-02-17 02:20	5,18	104,56	106,48	1,80
2014-02-17 02:30	4,98	91,12	94,61	3,69
2014-02-17 02:40	4,08	52,31	52,03	-0,54
2014-02-17 02:50	4,81	79,92	85,25	6,25
2014-02-17 03:00	4,44	65,85	67,05	1,79
2014-02-17 03:10	4,52	70,19	70,74	0,78
2014-02-17 03:20	4,84	85,83	86,86	1,18
2014-02-17 03:30	5,11	105,02	102,22	-2,74
2014-02-17 03:40	5,29	108,07	113,41	4,70
2014-02-17 03:50	4,62	65,25	75,54	13,63
2014-02-17 04:00	4,98	90,13	94,61	4,74
2014-02-17 04:10	5,41	117,87	121,30	2,83
2014-02-17 04:20	5,15	102,74	104,64	1,81
2014-02-17 04:30	5,35	107,94	117,31	7,99
2014-02-17 04:40	5,02	84,72	96,91	12,58
2014-02-17 04:50	4,30	61,31	60,91	-0,66

Elaborado por: El autor

Se puede apreciar que la expresión utilizada para el cálculo de la potencia del aerogenerador es correcta, porque existen porcentajes de error que son cercanos a cero y la mayor parte de ellos no supera el 8% de error. Las diferencias que existen se podrían atribuir a las variaciones de la temperatura que existen en el lugar, los cuales producen que la densidad del aire varié.

Considerando los datos proporcionados por la Ingeniera Enith Patricia Carrión Q., Jefe de la Central Eólica Villonaco, y presentan continuación se muestra los gráficos

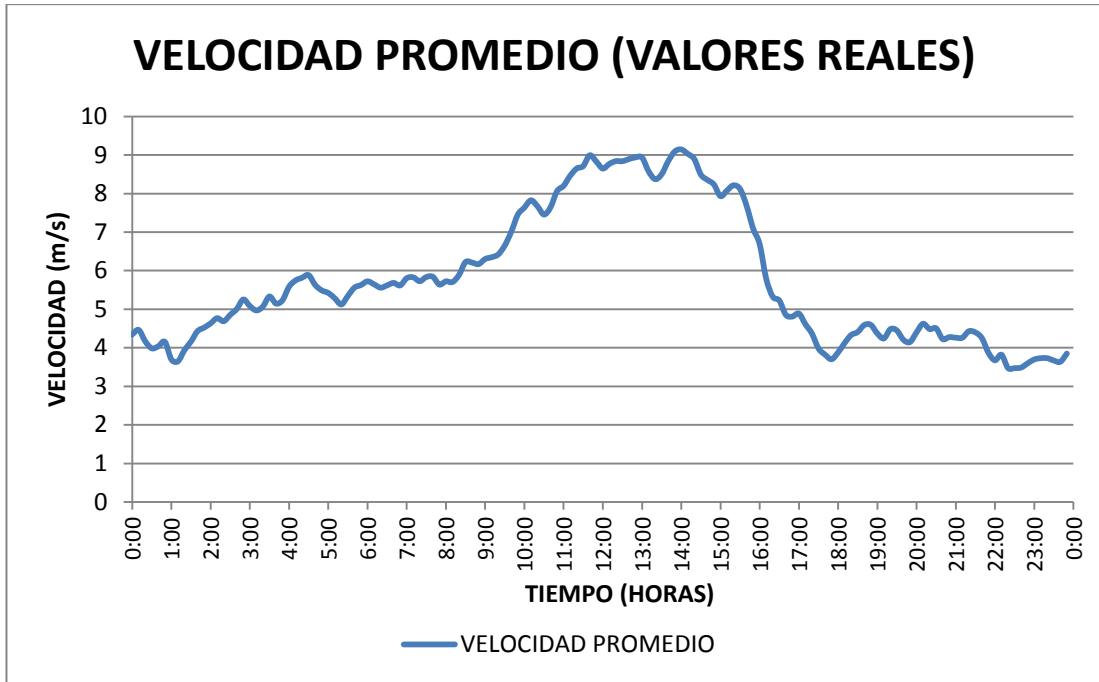
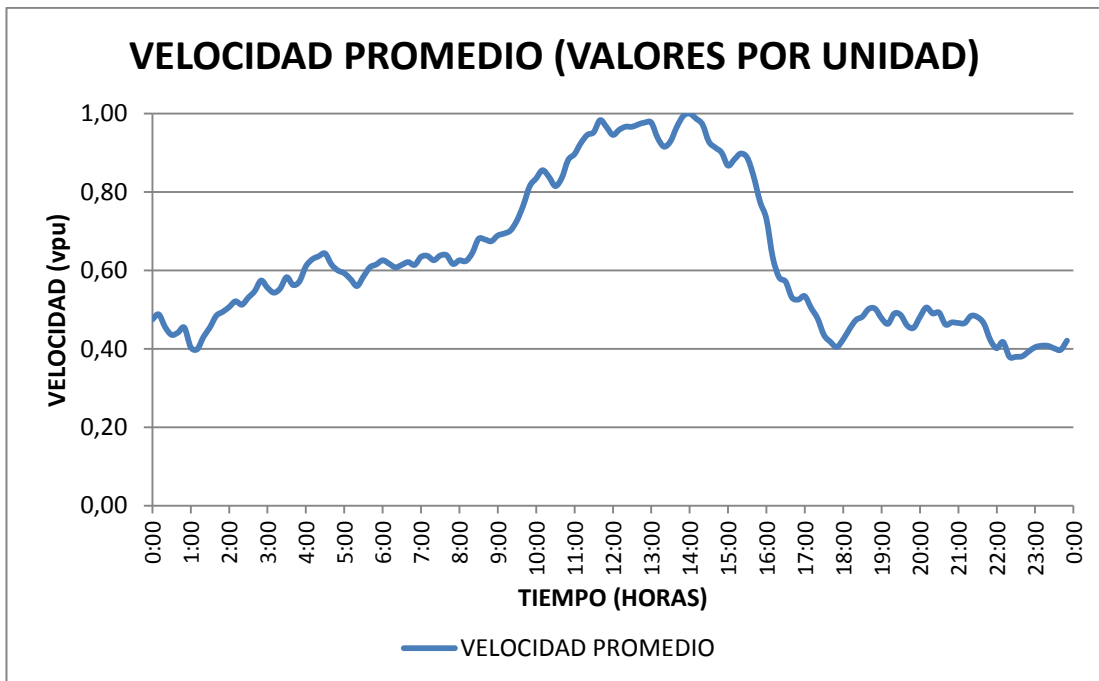


Figura D.67. Velocidades de viento promedio (con valores reales)

Realizado por: El autor



Realizado por: El autor

ANEXO E

MANUAL DEL USUARIO PARA LA UTILIZACIÓN DEL MODELO PARA EL CÁLCULO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN MICRO PROYECTO EÓLICO



El presente documento sirve para orientar al usuario el cómo utilizar de la mejor manera el modelo computacional desarrollado para el cálculo de la factibilidad técnica-económica de una microcentral eólica; y para que se tenga una idea clara de cómo y qué datos deben ingresarse, en qué unidades deben estar y cómo se deben interpretar los resultados que se obtienen.

La principal función de este modelo es realizar el cálculo de los valores técnicos y económicos que necesita el usuario para evaluar que tan factible es el desarrollo de un proyecto de generación eólico en el lugar donde se desea instalar, haciendo más sencillo el análisis de factibilidad. Además da la posibilidad de analizar la sensibilidad de cuatro parámetros importantes en este tipo de proyecto, como son: la velocidad del viento, el costo de la inversión inicial, el interés y el precio de venta de la energía.

DATOS DE ENTRADA

Los datos de entrada son los valores que el usuario debe ingresar al modelo computacional por medio del teclado en las casillas destinadas para este fin. Estos datos serán utilizados por el programa para realizar los cálculos internos que generarán los resultados; dependiendo del número de datos ingresados los resultados generados por el modelo se apegaran en mayor o menor grado a la realidad, permitiendo que el usuario pueda realizar un análisis de factibilidad de la microcentral eólica.

Para ingresar datos se debe considerar que el modelo, al estar programado en lenguaje Java, solo admite valores que utilizan el punto como separador decimal.

POTENCIA	<input type="text" value="7.85"/>	[kW]	
DIAMETRO	<input type="text" value="3,65"/>	[m]	

En el caso de ingresar valores con la coma como separador decimal, el modelo no los procesará, impidiendo el cálculo y el paso a la siguiente pantalla, hasta que se corrija el separador decimal.

Existen tres tipos de datos que solicita el programa y son:

- Datos del sitio del proyecto
- Datos técnicos, y
- Datos económicos

Datos del Sitio del Proyecto

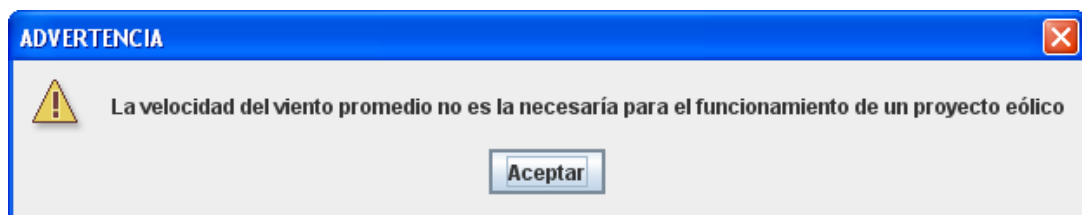
Los datos del sitio del proyecto son muy importantes, porque muestran la situación particular que tiene el lugar donde se desea instalar el proyecto y del tipo de usuario que lo utilizará. Estos datos son los únicos indispensables para el proceso y cálculo que realiza el modelo computacional, ya que son la base en la que se sustenta el resto de cálculos, y solo con estos datos se puede obtener una respuesta.

Esta pantalla de ingreso de datos está diseñada para que sea fácil de entender y aplicar, dentro de ella existen varios tipos de datos y dos botones, los cuales se describen a continuación:

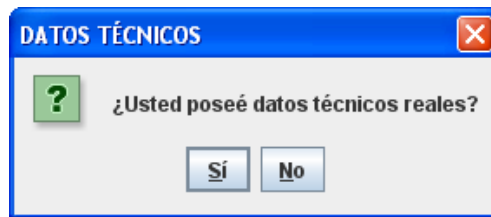
The screenshot shows a software window titled "DATOS DEL SITIO DEL PROYECTO". It contains several input fields and buttons, with red boxes and numbers 1 through 4 highlighting specific areas:

- 1**: A red box highlights the "DATOS DEL VIENTO" section, which lists the months from ENERO to DICIEMBRE, each with an input field and the unit [m/s].
- 2**: A red box highlights the "DATOS GEOGRÁFICOS" section, which includes input fields for ALTURA [msnm] and TEMPERATURA [°C].
- 3**: A red box highlights the "DATOS ENERGÉTICOS" section, which includes an input field for ENERGÍA [kWh].
- 4**: A red box highlights the "ACEPTAR" and "CERRAR" buttons at the bottom of the window.

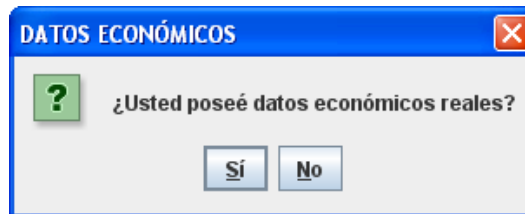
- **DATOS DEL VIENTO:** Son los valores de las velocidades promedio del viento durante cada mes en el sitio donde se desea instalar el proyecto, estos valores deben estar expresados en metros sobre segundo (m/s). (**Nota:** Estos valores pueden ser consultados en los mapas adjuntos al final de este manual, los cuales pertenecen al “Atlas Eólico del Ecuador”, o en el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables)
- **DATOS GEOGRÁFICOS:** Son los valores de altura y temperatura media anual del sitio donde se desea instalar el proyecto, el primero esta expresado en metros sobre el nivel del mar (msnm) y el segundo en grados centígrados o Celsius (°C).
- **DATOS ENERGÉTICOS:** Es el valor de la energía de consumo promedio que el usuario utiliza en un mes y esta expresada en kilovatios hora (kWh).
- **BOTONES:** Posee dos botones, “ACEPTAR” y “CERRAR”.
 - **ACEPTAR:** Sirve para procesar los datos ingresados y permite acceder a otras pantallas como la de datos técnicos, datos económicos o de resultados, dependiendo de la respuesta que se de en los cuadros de dialogo que aparecerán al presionar este botón, y pueden ser:



- **ADVERTENCIA:** Este cuadro de dialogo indica que el promedio de las velocidades del viento es menor a 4,5 m/s, que es la mínima velocidad promedio anual que garantiza la estabilidad de la generación eólica. Para continuar con el proceso, los valores promediados deben cumplir este requerimiento.



- **DATOS TÉCNICOS:** Este cuadro de dialogo permite al usuario elegir la posibilidad de ingresar datos técnicos reales al modelo, si la respuesta es “Si” se accede a la pantalla de ingreso de datos técnicos, o si es “No” continua el proceso de cálculo sin estos datos y muestra el cuadro de dialogo “DATOS ECONÓMICOS”.



- **DATOS ECONÓMICOS:** Este cuadro de dialogo permite al usuario elegir la posibilidad ingresar datos económicos reales al modelo, si la respuesta es “Si” se accede a la pantalla de ingreso de datos económicos, o si es “No” continua el proceso de cálculo sin estos datos. Este cuadro de mensaje aparece cuando la respuesta al mensaje de “DATOS TÉCNICOS” es “No” o al presionar “ACEPTAR” en la ventana de ingreso de datos técnicos.
- **CERRAR:** Sirve para cerrar la ventana y terminar la corrida del programa.

Datos Técnicos

Los datos técnicos son los valores característicos de los aerogeneradores que existen en el mercado y del sistema al que se conectara el proyecto. Estos datos, aunque son importantes para obtener resultados más cercanos a la realidad, no son indispensables

para el funcionamiento del modelo, porque este utiliza los valores técnicos producto de los cálculos internos del programa. Si el usuario posee estos datos se recomienda que los ingrese al programa, para que los resultados generados sean lo más cercanos a la realidad.

Al igual que la anterior ventana de ingreso de datos, esta pantalla está diseñada de forma que el usuario pueda entender y aplicarla fácilmente. En su interior se encuentran varios elementos, los cuales se describen a continuación:

The screenshot shows a software window titled "DATOS TÉCNICOS" with a blue border and standard window controls. The content is organized into four sections, each highlighted with a red box and a numbered callout (1-4):

- 1. ZONA DE INFORMACIÓN:** A box containing three lines of text: "EL DIAMETRO TEÓRICO DEL AEROGENERADOR ES 0.405 [m]", "LA POTENCIA NOMINAL TEÓRICA DEL AEROGENERADOR ES 0.017 [kW]", and "EL PRECIO TEÓRICO DEL AEROGENERADOR ES 701.714 [USD]".
- 2. DATOS DEL AEROGENERADOR:** A box containing four input fields with labels: "POTENCIA [kW]", "DIAMETRO [m]", "RENDIMIENTO [v.p.u.]", and "PRECIO [USD]".
- 3. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO:** A box containing one input field with label: "CRECIMIENTO ANUAL [%]".
- 4. Botones:** A box containing two buttons: "ACEPTAR" and "CERRAR".

- 1. ZONA DE INFORMACIÓN:** En esta zona se muestra al usuario los valores calculados y sugeridos por el programa para que el aerogenerador pueda abastecer la demanda del usuario, en base a los datos del sitio donde se desea instalar el proyecto, además de un precio referencial de la máquina.
- 2. DATOS DEL AEROGENERADOR:** Estos datos pertenecen a las características técnicas, físicas y económicas de un aerogenerador que existe en el mercado, estos datos son:

- **POTENCIA:** Es el valor de la potencia nominal (a plena carga) del aerogenerador y debe estar expresada en kilovatios (kW).
 - **DIÁMETRO:** Es el valor del diámetro que poseen las hélices del aerogenerador seleccionado y debe estar expresado en metros (m).
 - **RENDIMIENTO:** Es el valor del coeficiente de potencia del aerogenerador, este valor es adimensional (no tiene unidad) y representa la potencia que el aerogenerador puede obtener del viento, que normalmente se encuentra entre 0,45 y 0,25.
 - **PRECIO:** Es el valor del costo del aerogenerador seleccionado y debe estar expresado en dólares americanos (USD).
- 3. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO:** Es el valor del crecimiento anual del que tiene el sistema, es decir el aumento de la demanda (cantidad de energía de consumo) que el usuario tiene, y debe estar expresado en porcentaje (%).
- 4. BOTONES:** Al igual que en la ventana anterior, la pantalla tiene dos botones “ACEPTAR” y “CERRAR”.
- **ACEPTAR:** Sirve para procesar los datos ingresados y permite acceder a las pantallas de datos económicos o de resultados, dependiendo de la respuesta que se dé al cuadro de dialogo “DATOS ECONÓMICOS” que aparecerá al presionar este botón.
 - **CERRAR:** Sirve para cerrar la ventana y terminar la corrida del programa.

Datos Económicos

Los datos económicos son los valores de precios fijados por la entidad reguladora del sistema eléctrico nacional y los valores económicos nacionales que forman la tasa

interna de retorno. Al igual que los datos técnicos, aunque son importantes para obtener resultados más cercanos a la realidad, no son indispensables para el funcionamiento del modelo, porque este utiliza los valores económicos de los datos internos del programa. Si el usuario posee estos datos se recomienda que los ingrese al programa, para que los resultados generados sean lo más cercanos a la realidad.

Al igual que las anteriores ventanas de ingreso de datos, esta pantalla está diseñada para que el usuario la entienda y la aplique fácilmente. En su interior se encuentran varios elementos, los cuales se describen a continuación:

The screenshot shows a window titled "DATOS ECONÓMICOS" with a blue border. Inside, there are three main sections, each highlighted with a red box and a red circle containing a number. The first section, labeled "1", is titled "DATOS DEL MEM" and contains two input fields: "PRECIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA RED [USD/kWh]" and "PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA EOLICA [USD/kWh]". The second section, labeled "2", is titled "DATOS ECONÓMICOS DEL PAÍS" and contains three input fields: "INFLACIÓN ANUAL [%]", "TASA DE INTERES PASIVO [%]", and "RIESGO PAÍS [%]". The third section, labeled "3", contains two buttons: "ACEPTAR" and "CERRAR".

1. DATOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA: Estos datos pertenecen a los precios fijados por las entidades reguladoras del sistema eléctrico nacional para la compra y venta de la energía:

- **PRECIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA RED:** Este valor es el precio al que las empresas eléctricas venden la energía a los usuarios, en el caso que los precios estén fijados en función de rangos de consumo, se recomienda al usuario hacer un promedio de los valores entre los que normalmente se encuentra para ingresarlo al modelo, debe expresarse en dólares americanos por kilovatio hora consumido (USD/kWh).

- **PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA EÓLICA:** Este valor es el precio referencial al que las empresas eléctricas compran los excedentes de la energía generada por el aerogenerador, debe expresarse en dólares americanos por kilovatio hora generado (USD/kWh).
2. **DATOS ECONÓMICOS DEL PAÍS:** Estos datos son los valores económicos nacionales que conforman la tasa interna de retorno, que pueden ser consultados en la página web del Banco Central; estos valores son la inflación anual, la tasa mínima de rendimiento, y el riesgo país, las cuales deben estar expresadas en porcentaje (%).
3. **BOTONES:** Al igual que en las ventanas anteriores, esta pantalla tiene dos botones “ACEPTAR” y “CERRAR”.
- **ACEPTAR:** Sirve para procesar los datos ingresados y permite acceder a la pantalla de resultados.
 - **CERRAR:** Sirve para cerrar la ventana y terminar la corrida del programa.

Resultados

Los resultados de salida son los valores producto del proceso que realizó el modelo computacional con los datos ingresados por el usuario, los cuales le permiten tener un mejor panorama sobre la factibilidad del proyecto eólico. Estos resultados técnicos y económicos permiten que el usuario se forme un criterio sobre los costos necesarios para instalar un proyecto eólico y si es rentable o no la ejecución del proyecto.

Para mejorar el análisis, esta aplicación muestra los dos posibles panoramas a los que se enfrentaría el proyecto, que se encuentre conectado a la red o no. En el primer caso, el usuario tiene la posibilidad de vender los excedentes de energía a las empresas distribuidoras, haciendo que el proyecto sea más rentable por los ingresos

producto de las ventas. En el segundo caso, se pierde la posibilidad de vender los excedentes de energía a la red, provocando una pérdida de ingresos. Estas posibilidades solo afectan a la parte económica del cálculo.

En la pantalla de resultados, estos valores se despliegan en dos columnas; en la primera los valores con conexión a la red y en la segunda los valores sin conexión a la red. Este diseño permite que el usuario observe con mayor facilidad, las diferencias entre una situación y otra. A continuación se describe los elementos que se encuentran dentro de ella:

The screenshot shows a software window with a blue border and standard window controls (minimize, maximize, close) in the top right corner. The window content is organized into two main sections: 'VALORES TÉCNICOS' and 'VALORES ECONÓMICOS'. The technical section lists three parameters: power (9.32 kW), diameter (6.76 m), and price (25957.71 USD). The economic section is split into two columns: 'CON CONEXIÓN A LA RED' and 'SIN CONEXIÓN A LA RED'. It lists three economic indicators: Net Present Value (VAN), Internal Rate of Return (TIR), and Payback Period (PRI). At the bottom, there are two buttons: 'CÁLCULO CON SENSIBILIDAD' and 'CERRAR'.

VALORES TÉCNICOS		
POTENCIA DEL AEROGENERADOR:	9.32	[kW]
DIAMETRO DEL AEROGENERADOR:	6.76	[m]
PRECIO DEL AEROGENERADOR:	25957.71	[USD]
VALORES ECONÓMICOS		
INVERSIÓN INICIAL:	36897.95	[USD]
	CON CONEXIÓN A LA RED	SIN CONEXIÓN A LA RED
VALOR ACTUAL NETO (VAN):	-30651.96	-33932.9
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):	-6.32	-10.29
PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (PRI):	25.0	25.0
	[AÑOS]	[AÑOS]

1. VALORES TÉCNICOS: Estos valores muestran características técnicas del aerogenerador y su precio, los cuales se describen a continuación:

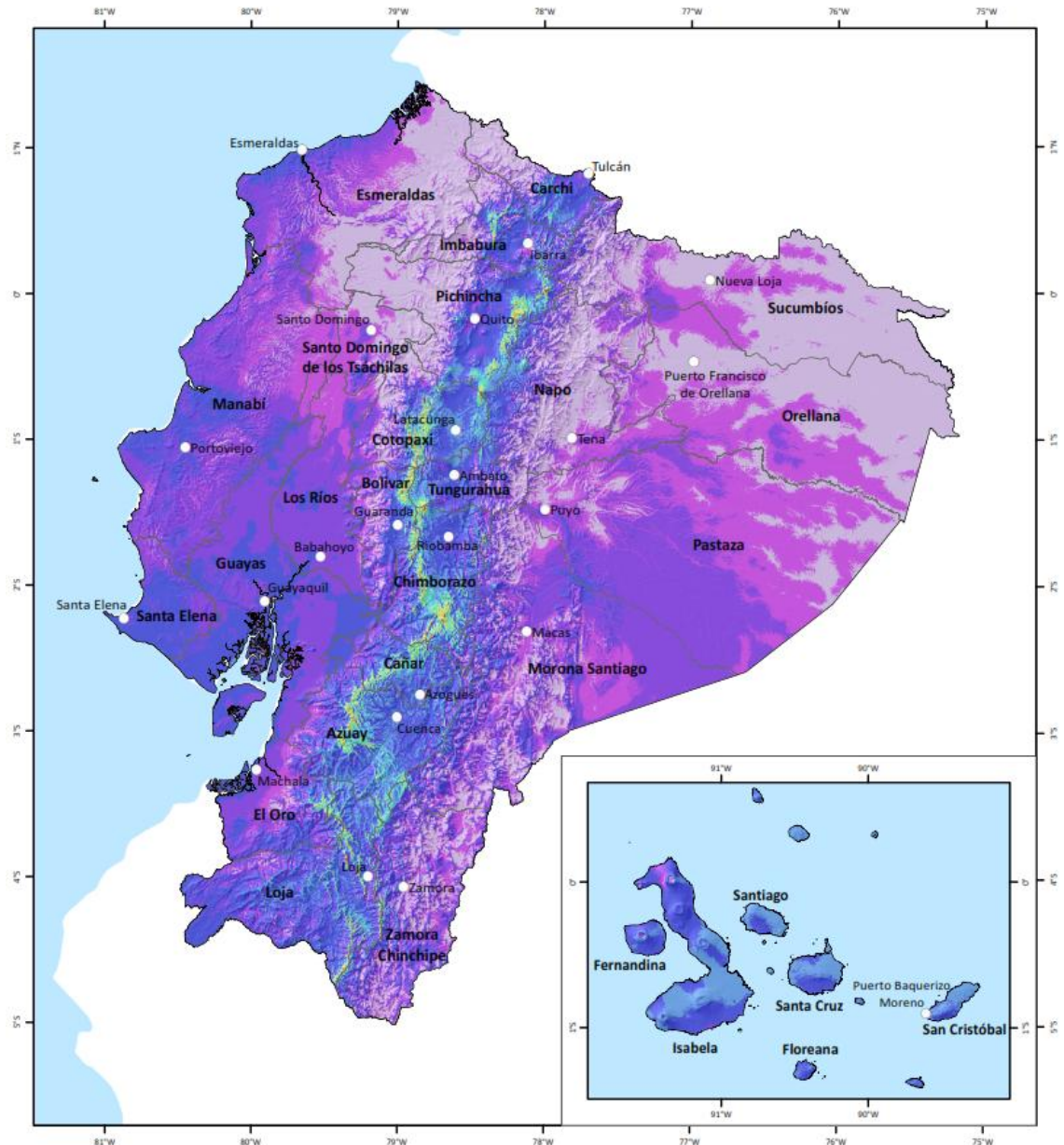
- **POTENCIA DEL AEROGENERADOR:** Es el valor de potencia nominal que posee el aerogenerador, que a velocidad de viento promedio debería abastecer la carga, esta expresado en kilovatios (kW).
- **DIÁMETRO DEL AEROGENERADOR:** Es el valor del diámetro del aerogenerador expresado en metros (m).

- **PRECIO DEL AEROGENERADOR:** Es el precio de referencia del aerogenerador expresado en dólares americanos (USD).
2. **VALORES ECONÓMICOS:** Estos valores muestran el costo de la inversión inicial, el VAN, el TIR y el PRI, los cuales se describen a continuación:
- **INVERSIÓN INICIAL:** Es el valor del costo necesario para la instalación del aerogenerador expresado en dólares americanos (USD).
 - **VALOR ACTUAL NETO (VAN):** Es el valor que muestra cuánto dinero ha generado el proyecto después de terminar su vida útil, dependiendo de esta respuesta se puede apreciar la rentabilidad del proyecto, esta expresado en dólares americanos (USD). Si el VAN es igual o mayor que cero el proyecto es rentable, caso contrario solo ha producido pérdidas haciendo que el proyecto sea inviable.
 - **TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):** Este valor muestra a que interés el VAN se convierte en cero, esta expresado en porcentaje (%). Al igual que el VAN, si el TIR es igual o mayor que cero es rentable, caso contrario no.
 - **PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (PRI):** Este valor muestra el número de periodos (años) en los que se recupera el costo de la inversión, esta expresado en años. Este valor depende del VAN y si este es menor que cero significa que nunca se recuperó el costo de la inversión.
3. **BOTONES:** Al igual que en las ventanas anteriores, esta pantalla tiene dos botones “CÁLCULO CON SENSIBILIDAD” y “CERRAR”.
- **CÁLCULO CON SENSIBILIDAD:** Sirve acceder a la siguiente pantalla en la cual se puede realizar un análisis de sensibilidad de cinco factores que repercuten en este tipo de proyecto.
 - **CERRAR:** Sirve para cerrar la ventana y terminar la corrida del programa.

MAPAS

Atlas Eólico del Ecuador

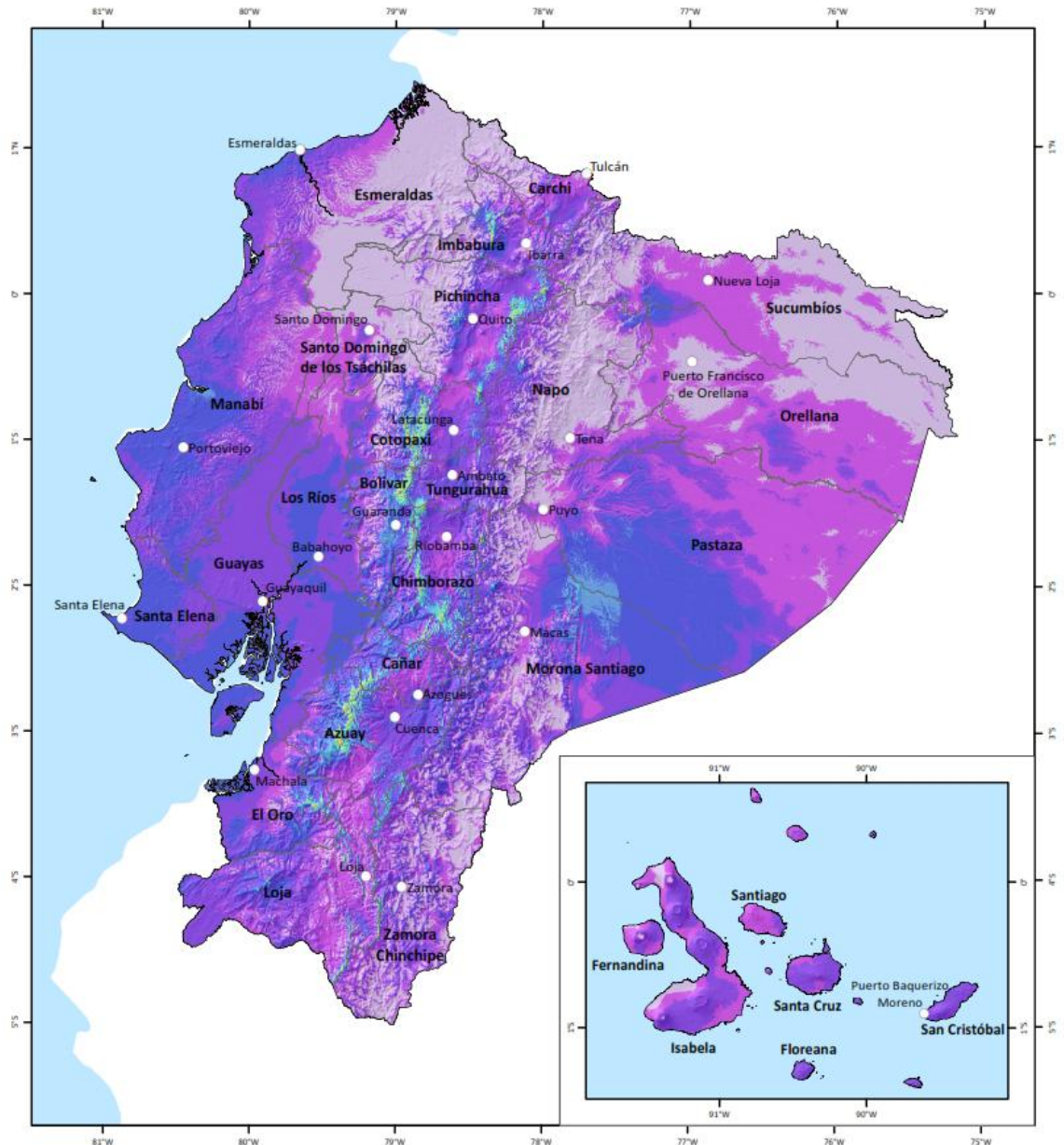
Velocidad Media Anual del Viento a 30 m de altura sobre el suelo



<p>Situación</p>	<p>Velocidad Media Anual del Viento a 30 m</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>km/h</th> <th>m/s</th> <th>km/h</th> <th>m/s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10.8</td> <td>< 3.0</td> <td>23.4 - 25.2</td> <td>6.5 - 7.0</td> </tr> <tr> <td>10.8 - 12.6</td> <td>3.0 - 3.5</td> <td>25.2 - 27.0</td> <td>7.0 - 7.5</td> </tr> <tr> <td>12.6 - 14.4</td> <td>3.5 - 4.0</td> <td>27.0 - 28.8</td> <td>7.5 - 8.0</td> </tr> <tr> <td>14.4 - 16.2</td> <td>4.0 - 4.5</td> <td>28.8 - 30.6</td> <td>8.0 - 8.5</td> </tr> <tr> <td>16.2 - 18.0</td> <td>4.5 - 5.0</td> <td>30.6 - 32.4</td> <td>8.5 - 9.0</td> </tr> <tr> <td>18.0 - 19.8</td> <td>5.0 - 5.5</td> <td>32.4 - 34.2</td> <td>9.0 - 9.5</td> </tr> <tr> <td>19.8 - 21.6</td> <td>5.5 - 6.0</td> <td>34.2 - 36.0</td> <td>9.5 - 10.0</td> </tr> <tr> <td>21.6 - 23.4</td> <td>6.0 - 6.5</td> <td>> 36.0</td> <td>> 10.0</td> </tr> </tbody> </table>	km/h	m/s	km/h	m/s	< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0	<p>Leyenda</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Capital Provincial □ Límite Internacional □ Límite Provincial <p>Disclaimer</p> <p>Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ utilizando el sistema MeteoMap™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las extracciones en puntos específicos deben ser corroboradas con mediciones.</p> <p>* AWS Truepower™, S.L.L. All rights reserved.</p>	<p>Referencia</p> <p>0 375 750 1 500 3 000 6 000 Kilómetros</p> <p>0 100 200 600 900 1 200 Miles</p> <p>Resolución del Recurso Eólico: 200 m Sistema de Coordenadas: UTM 15S - Ecuador Continental UTM 15S - Islas Galápagos</p> <p>Datam: WGS84 Escala: 1:2 830 000 Período: 2012</p>	<p>Créditos</p> <p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p> <p>AWS Truepower™</p>
km/h	m/s	km/h	m/s																																					
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0																																					
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5																																					
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0																																					
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5																																					
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0																																					
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5																																					
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0																																					
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0																																					

Atlas Eólico del Ecuador

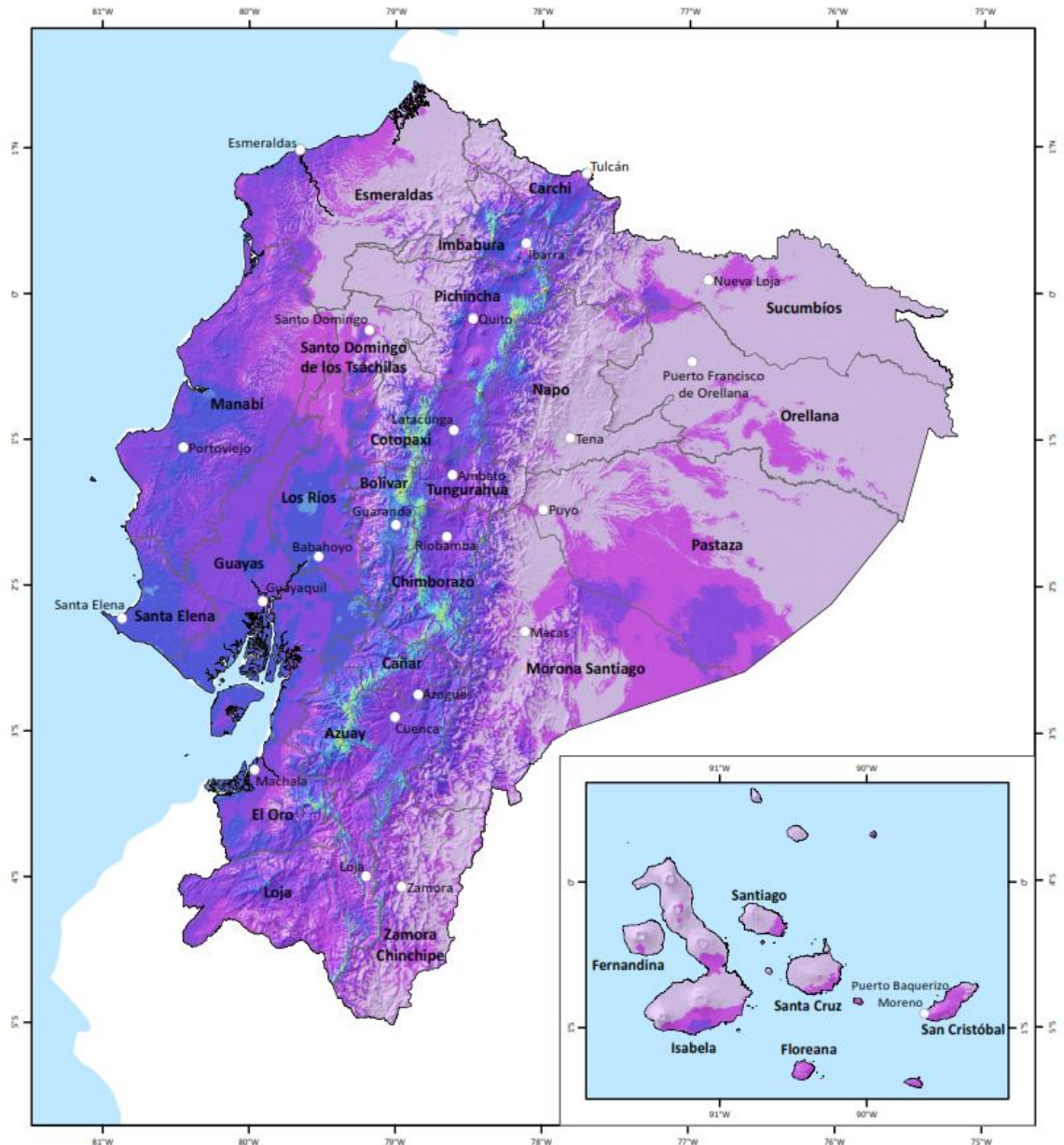
Velocidad Media del Viento en Enero a 30 m de altura sobre el suelo



<p>Situación</p>	<p>Legenda</p> <p>Velocidad del Viento en Enero a 30 m</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>km/h</th> <th>m/s</th> <th>km/h</th> <th>m/s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10.8</td> <td>< 3.0</td> <td>23.4 - 25.2</td> <td>6.5 - 7.0</td> </tr> <tr> <td>10.8 - 12.6</td> <td>3.0 - 3.5</td> <td>25.2 - 27.0</td> <td>7.0 - 7.5</td> </tr> <tr> <td>12.6 - 14.4</td> <td>3.5 - 4.0</td> <td>27.0 - 28.8</td> <td>7.5 - 8.0</td> </tr> <tr> <td>14.4 - 16.2</td> <td>4.0 - 4.5</td> <td>28.8 - 30.6</td> <td>8.0 - 8.5</td> </tr> <tr> <td>16.2 - 18.0</td> <td>4.5 - 5.0</td> <td>30.6 - 32.4</td> <td>8.5 - 9.0</td> </tr> <tr> <td>18.0 - 19.8</td> <td>5.0 - 5.5</td> <td>32.4 - 34.2</td> <td>9.0 - 9.5</td> </tr> <tr> <td>19.8 - 21.6</td> <td>5.5 - 6.0</td> <td>34.2 - 36.0</td> <td>9.5 - 10.0</td> </tr> <tr> <td>21.6 - 23.4</td> <td>6.0 - 6.5</td> <td>> 36.0</td> <td>> 10.0</td> </tr> </tbody> </table>	km/h	m/s	km/h	m/s	< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0	<p>Referencia</p> <p>0 275 550 1 100 1 650 2 200 Kilómetros</p> <p>0 165 330 660 990 1 320 Miles</p> <p>Revisión del Recurso Eólico: 200 m</p> <p>Sistema de Coordenadas: UTM 17S - Ecuador Continental UTM 15S - Isla Galapagos</p> <p>Datum: WGS84</p> <p>Escala: 1:2 810 000</p> <p>Período: 2012</p>	<p>Créditos</p> <p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p> <p>AWS Truepower</p>
km/h	m/s	km/h	m/s																																				
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0																																				
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5																																				
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0																																				
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5																																				
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0																																				
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5																																				
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0																																				
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0																																				

Atlas Eólico del Ecuador

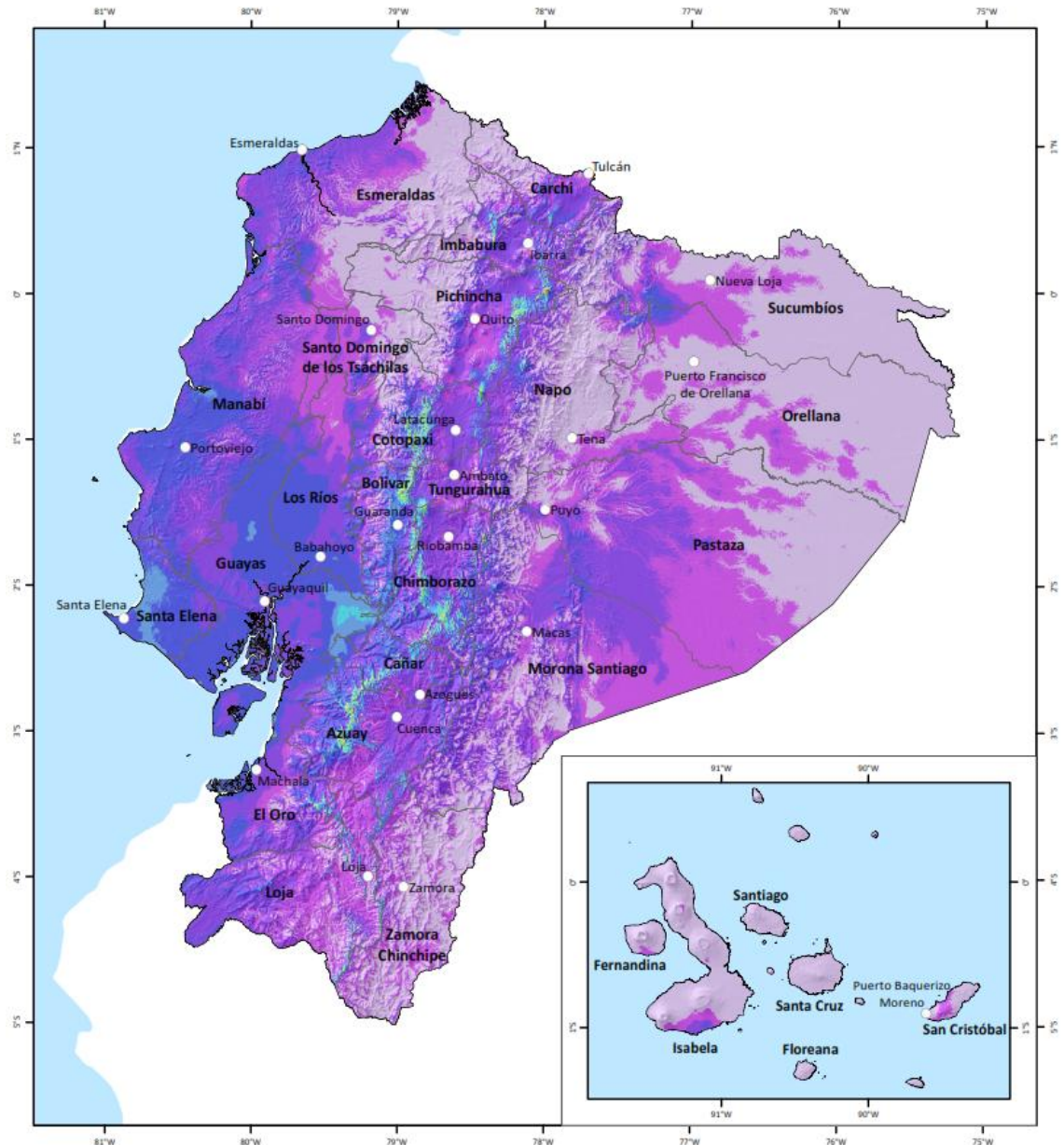
Velocidad Media del Viento en Febrero a 30 m de altura sobre el suelo



<p>Situación</p>	<p>Velocidad del Viento en Febrero a 30 m</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>km/h</th> <th>m/s</th> <th>km/h</th> <th>m/s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10.8</td> <td>< 3.0</td> <td>23.4 - 25.2</td> <td>6.5 - 7.0</td> </tr> <tr> <td>10.8 - 12.6</td> <td>3.0 - 3.5</td> <td>25.2 - 27.0</td> <td>7.0 - 7.5</td> </tr> <tr> <td>12.6 - 14.4</td> <td>3.5 - 4.0</td> <td>27.0 - 28.8</td> <td>7.5 - 8.0</td> </tr> <tr> <td>14.4 - 16.2</td> <td>4.0 - 4.5</td> <td>28.8 - 30.6</td> <td>8.0 - 8.5</td> </tr> <tr> <td>16.2 - 18.0</td> <td>4.5 - 5.0</td> <td>30.6 - 32.4</td> <td>8.5 - 9.0</td> </tr> <tr> <td>18.0 - 19.8</td> <td>5.0 - 5.5</td> <td>32.4 - 34.2</td> <td>9.0 - 9.5</td> </tr> <tr> <td>19.8 - 21.6</td> <td>5.5 - 6.0</td> <td>34.2 - 36.0</td> <td>9.5 - 10.0</td> </tr> <tr> <td>21.6 - 23.4</td> <td>6.0 - 6.5</td> <td>> 36.0</td> <td>> 10.0</td> </tr> </tbody> </table>	km/h	m/s	km/h	m/s	< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0	<p>Leyenda</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Capital Provincial □ Límite Internacional □ Límite Provincial <p>Disclaimer</p> <p>Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ empleando el sistema Mapbox™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos operativos deben ser corroboradas con mediciones.</p> <p>* AWS Truepower™, S.A. All rights reserved.</p>	<p>Referencia</p> <p>0 275 550 1 100 1 650 2 200 Kilómetros</p> <p>0 105 210 315 390 1 320 Millas</p> <p>Resolución del Recurso: 200 m Sistema de Coordenadas: UTM 17S - Ecuador Continental UTM 15S - Isla Galapagos</p> <p>Datum: WGS84 Escala: 1:2 830 000 Período: 2012</p>	<p>Créditos</p> <p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p> <p>AWS Truepower™</p>
km/h	m/s	km/h	m/s																																					
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0																																					
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5																																					
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0																																					
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5																																					
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0																																					
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5																																					
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0																																					
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0																																					

Atlas Eólico del Ecuador

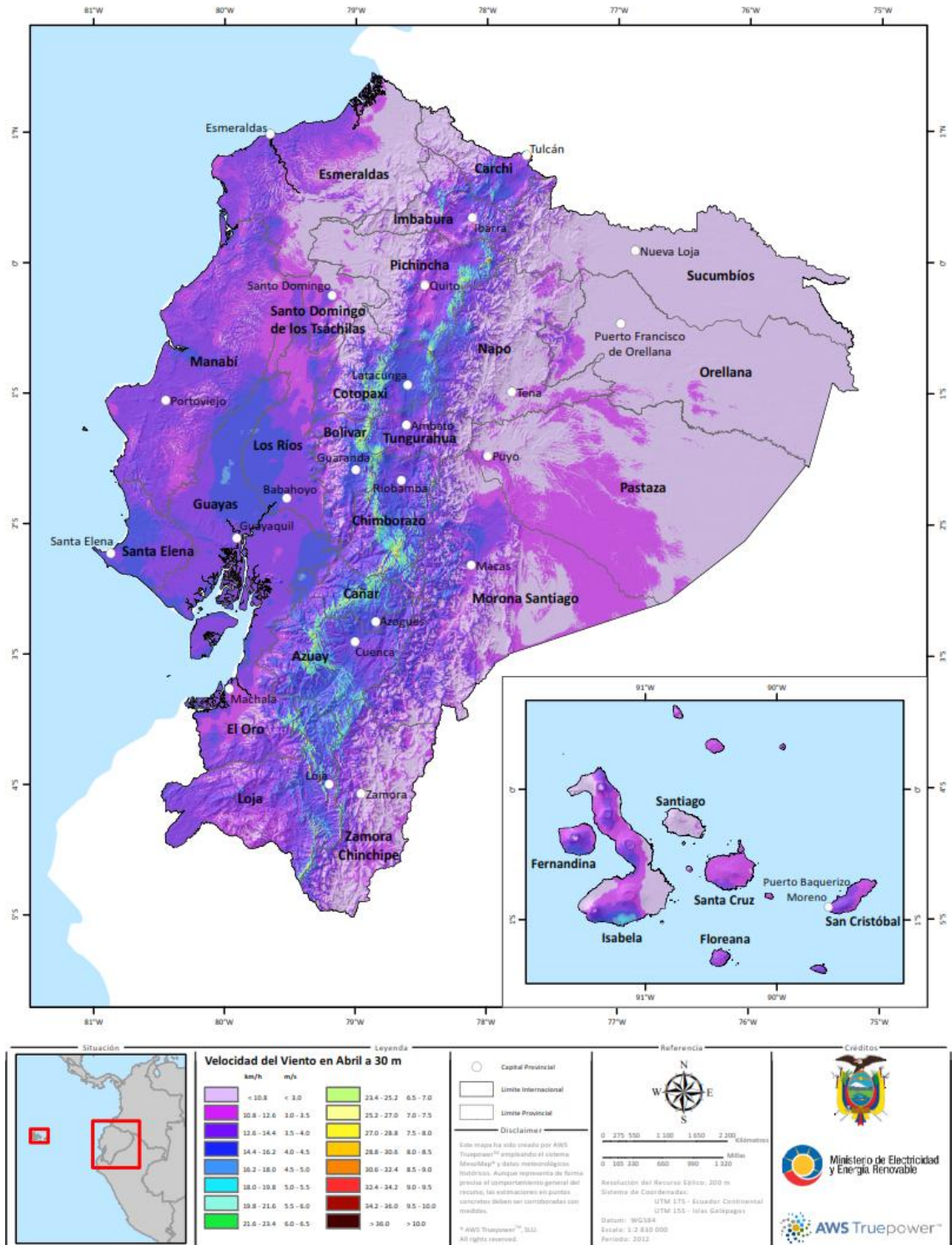
Velocidad Media del Viento en Marzo a 30 m de altura sobre el suelo



<p>Situación</p>	<p>Velocidad del Viento en Marzo a 30 m</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>km/h</th> <th>m/h</th> <th>km/h</th> <th>m/h</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10.8</td> <td>< 3.0</td> <td>23.4 - 25.2</td> <td>6.5 - 7.0</td> </tr> <tr> <td>10.8 - 12.6</td> <td>3.0 - 3.5</td> <td>25.2 - 27.0</td> <td>7.0 - 7.5</td> </tr> <tr> <td>12.6 - 14.4</td> <td>3.5 - 4.0</td> <td>27.0 - 28.8</td> <td>7.5 - 8.0</td> </tr> <tr> <td>14.4 - 16.2</td> <td>4.0 - 4.5</td> <td>28.8 - 30.6</td> <td>8.0 - 8.5</td> </tr> <tr> <td>16.2 - 18.0</td> <td>4.5 - 5.0</td> <td>30.6 - 32.4</td> <td>8.5 - 9.0</td> </tr> <tr> <td>18.0 - 19.8</td> <td>5.0 - 5.5</td> <td>32.4 - 34.2</td> <td>9.0 - 9.5</td> </tr> <tr> <td>19.8 - 21.6</td> <td>5.5 - 6.0</td> <td>34.2 - 36.0</td> <td>9.5 - 10.0</td> </tr> <tr> <td>21.6 - 23.4</td> <td>6.0 - 6.5</td> <td>> 36.0</td> <td>> 10.0</td> </tr> </tbody> </table>	km/h	m/h	km/h	m/h	< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0	<p>Leyenda</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Capital Provincial □ Límite Internacional □ Límite Provincial □ Disclaimer <p><small>Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ utilizando el sistema MeteoMap™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos específicos deben ser corroboradas con mediciones.</small></p> <p><small>* AWS Truepower™, S.L.L. All rights reserved.</small></p>	<p>Referencia</p> <p>0 375 750 1 125 1 500 2 250 Kilómetros</p> <p>0 100 200 300 400 500 Millas</p> <p>Resolución del Recurso Eólico: 200 m Sistema de Coordenadas: UTM 15S - Ecuador Continental UTM 15S - Islas Galápagos</p> <p>Datum: WGS84 Escala: 1:2 830 000 Período: 2012</p>	<p>Créditos</p> <p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p> <p>AWS Truepower™</p>
km/h	m/h	km/h	m/h																																					
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0																																					
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5																																					
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0																																					
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5																																					
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0																																					
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5																																					
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0																																					
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0																																					

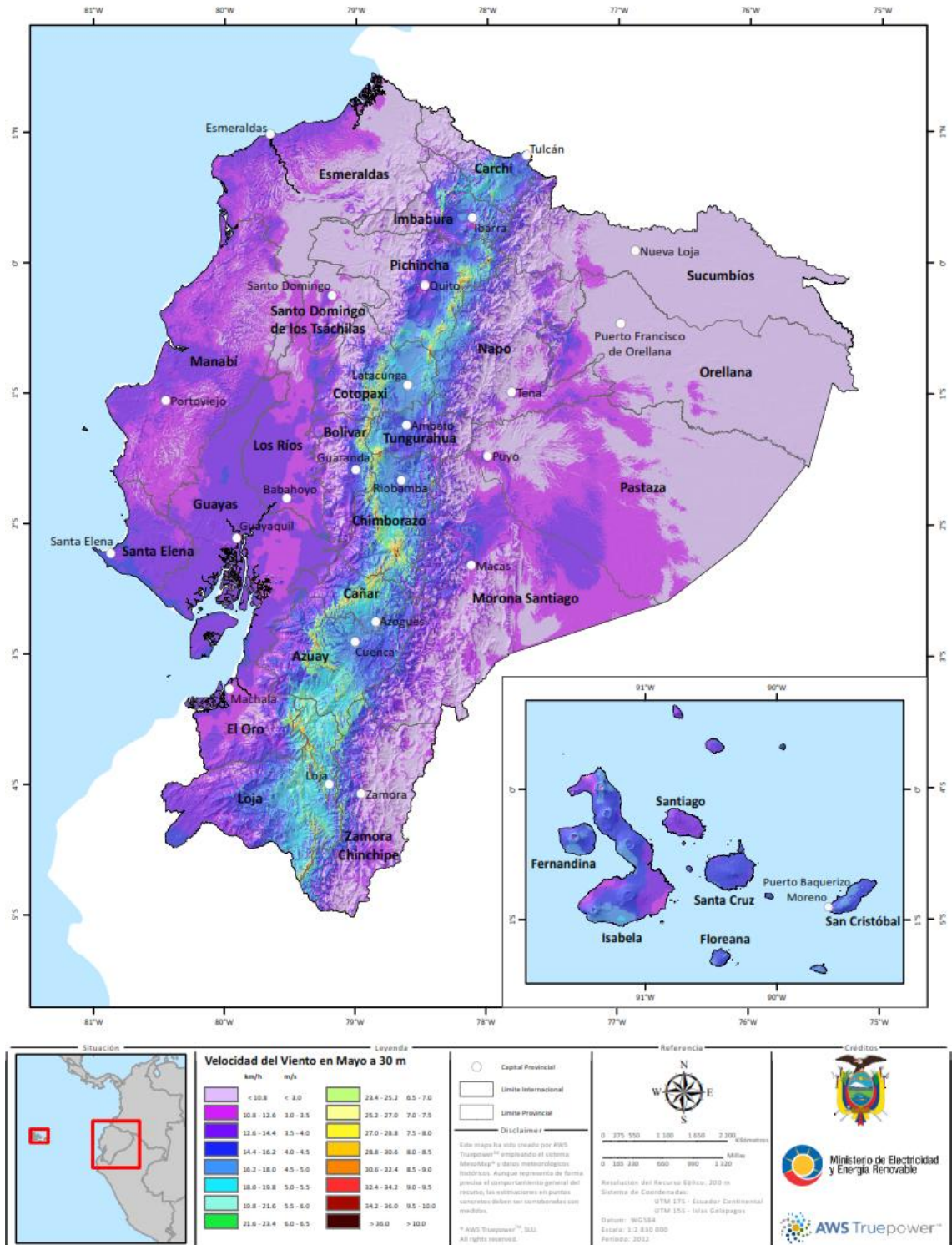
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Abril a 30 m de altura sobre el suelo



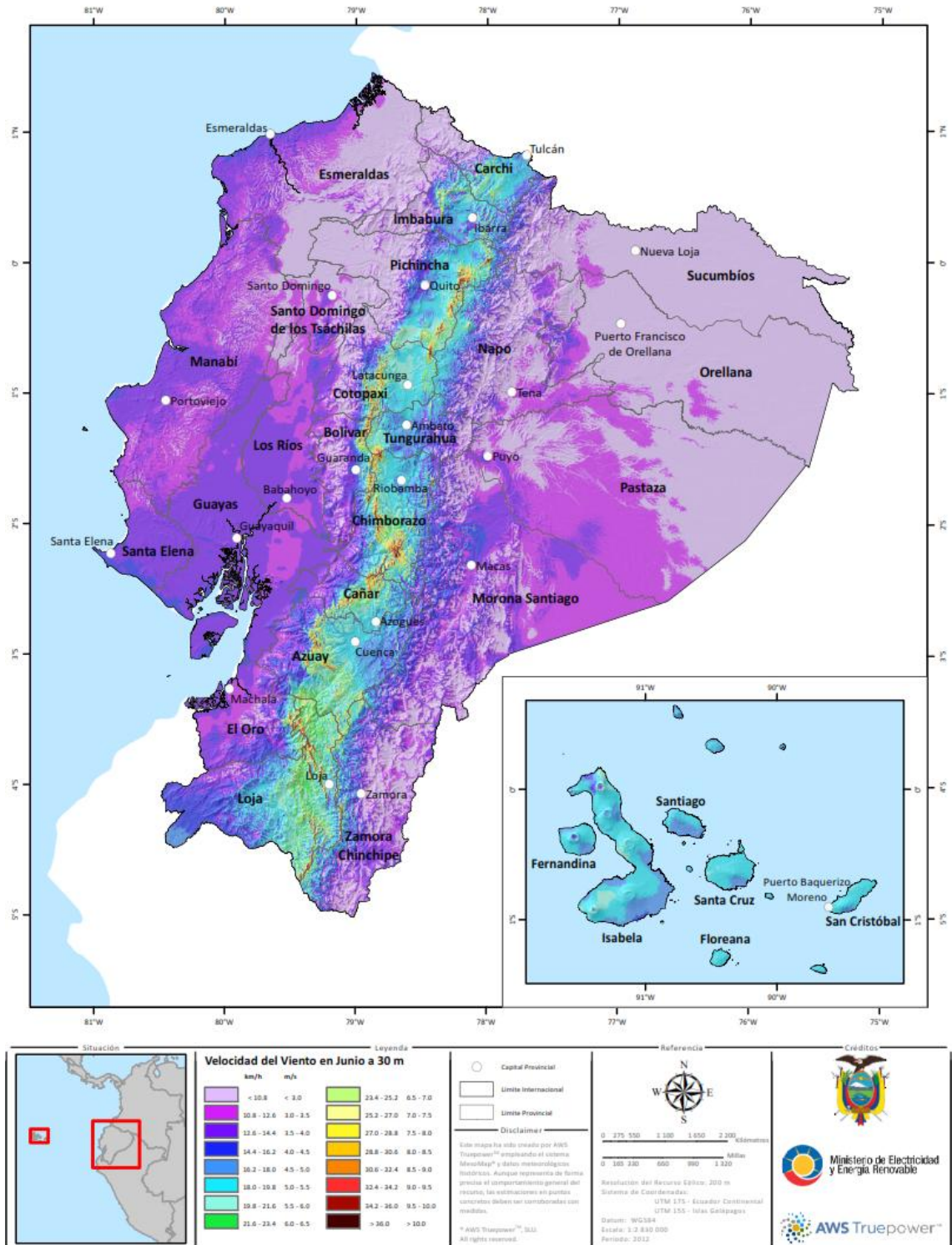
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Mayo a 30 m de altura sobre el suelo



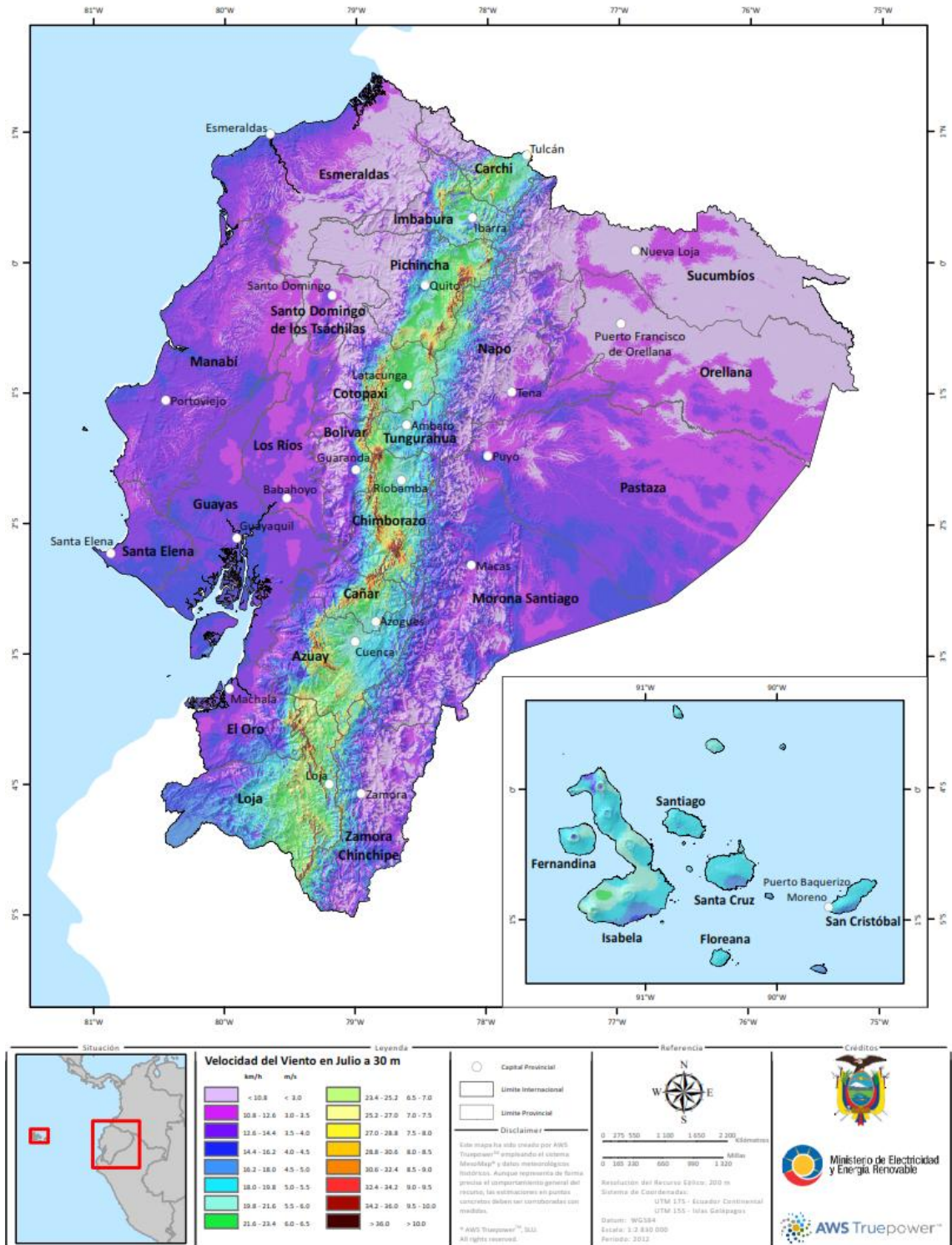
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Junio a 30 m de altura sobre el suelo



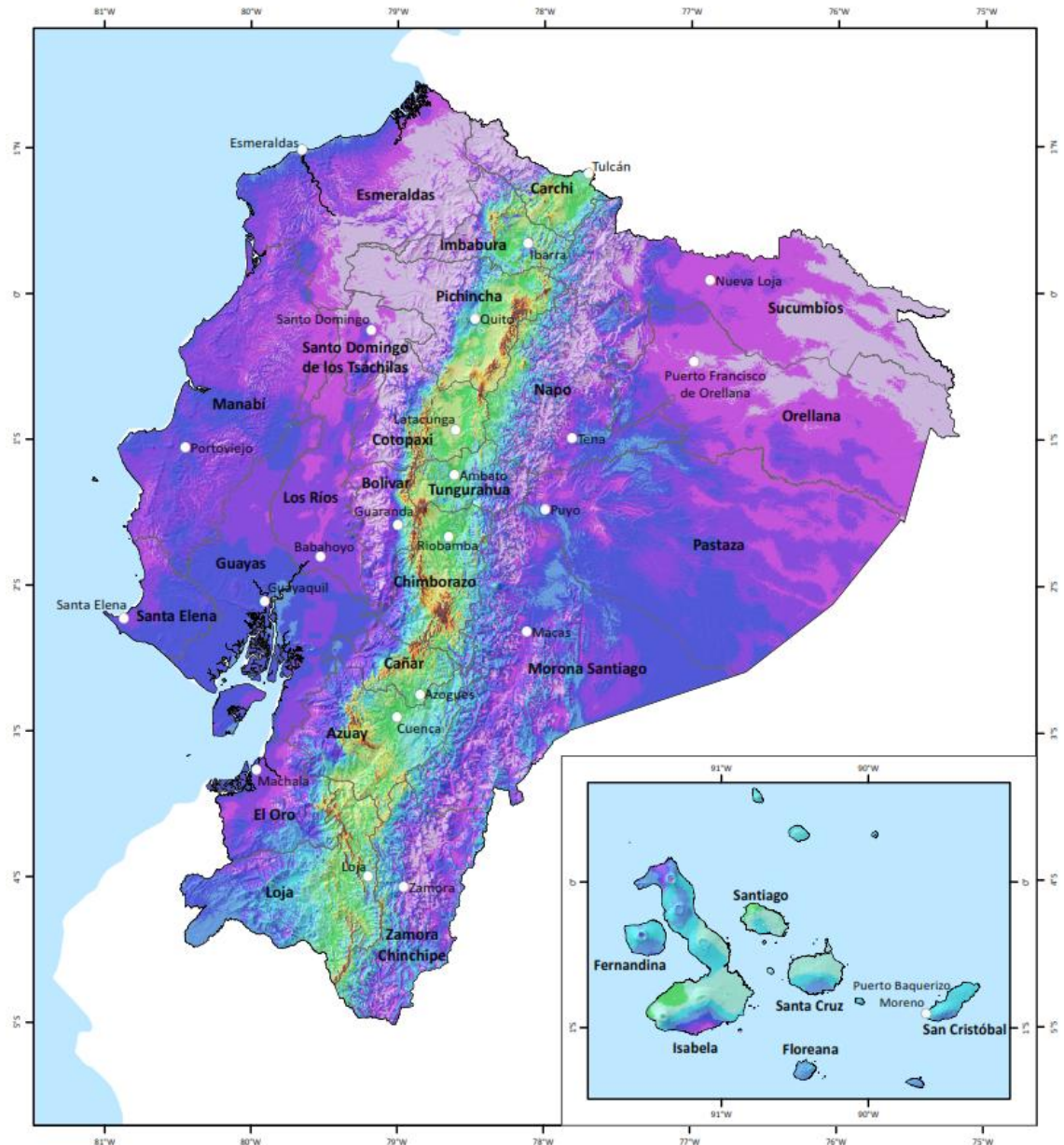
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Julio a 30 m de altura sobre el suelo



Atlas Eólico del Ecuador

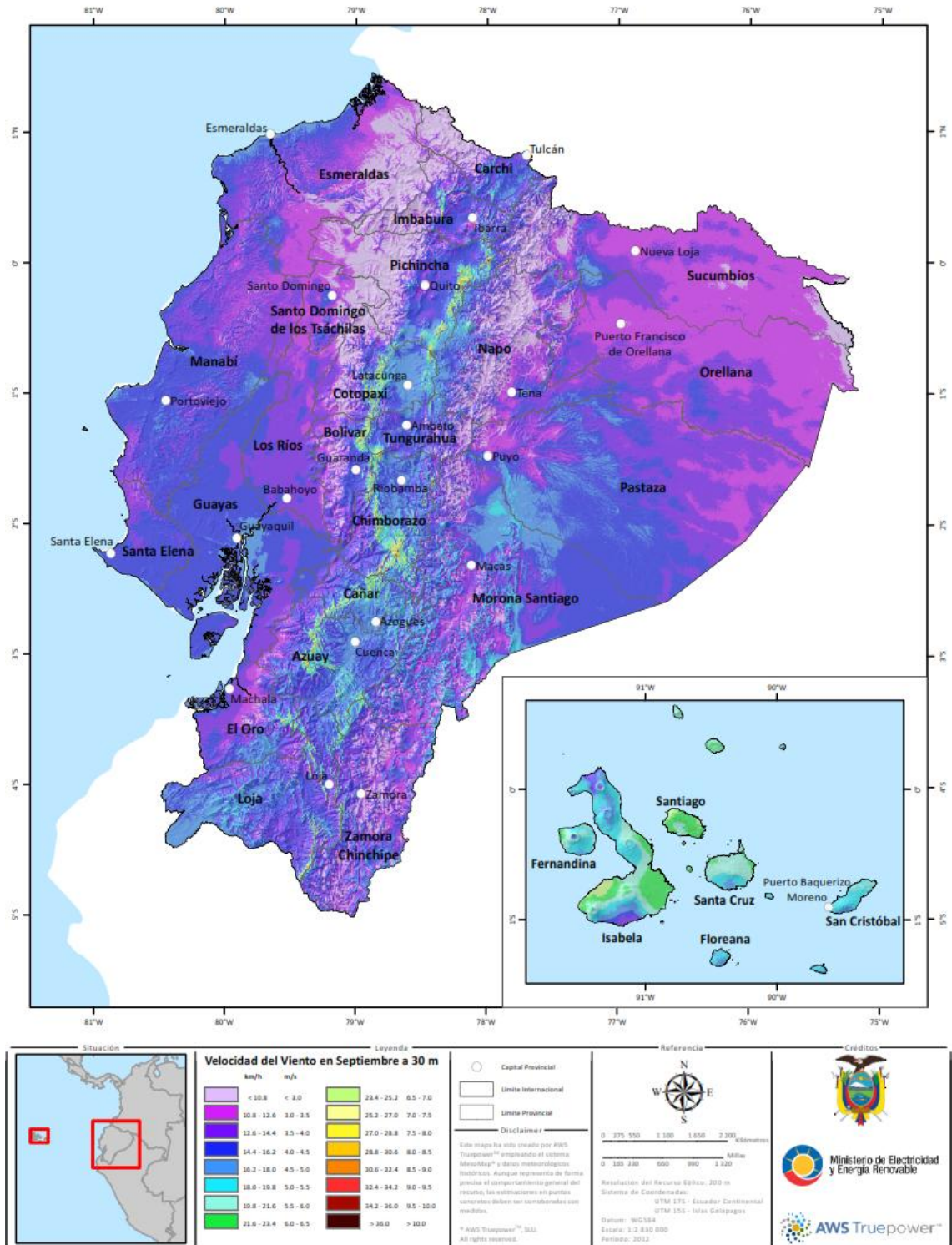
Velocidad Media del Viento en Agosto a 30 m de altura sobre el suelo



<p>Situación</p>	<p>Velocidad del Viento en Agosto a 30 m</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>km/h</th> <th>m/s</th> <th>km/h</th> <th>m/s</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>< 10.8</td> <td>< 3.0</td> <td>23.4 - 25.2</td> <td>6.5 - 7.0</td> </tr> <tr> <td>10.8 - 12.6</td> <td>3.0 - 3.5</td> <td>25.2 - 27.0</td> <td>7.0 - 7.5</td> </tr> <tr> <td>12.6 - 14.4</td> <td>3.5 - 4.0</td> <td>27.0 - 28.8</td> <td>7.5 - 8.0</td> </tr> <tr> <td>14.4 - 16.2</td> <td>4.0 - 4.5</td> <td>28.8 - 30.6</td> <td>8.0 - 8.5</td> </tr> <tr> <td>16.2 - 18.0</td> <td>4.5 - 5.0</td> <td>30.6 - 32.4</td> <td>8.5 - 9.0</td> </tr> <tr> <td>18.0 - 19.8</td> <td>5.0 - 5.5</td> <td>32.4 - 34.2</td> <td>9.0 - 9.5</td> </tr> <tr> <td>19.8 - 21.6</td> <td>5.5 - 6.0</td> <td>34.2 - 36.0</td> <td>9.5 - 10.0</td> </tr> <tr> <td>21.6 - 23.4</td> <td>6.0 - 6.5</td> <td>> 36.0</td> <td>> 10.0</td> </tr> </tbody> </table>	km/h	m/s	km/h	m/s	< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0	10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5	12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0	14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5	16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0	18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5	19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0	21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0	<p>Leyenda</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Capital Provincial □ Límite Internacional □ Límite Provincial <p>Disclaimer</p> <p>Este mapa ha sido creado por AWS Truepower™ utilizando el sistema MeteoMap™ y datos meteorológicos históricos. Aunque representa de forma precisa el comportamiento general del recurso, las estimaciones en puntos específicos deben ser corroboradas con mediciones.</p> <p>* AWS Truepower™, S.L.L. All rights reserved.</p>	<p>Referencia</p> <p>0 375 750 1 125 1 500 2 250 Kilómetros</p> <p>0 100 200 300 400 500 Miles</p> <p>Resolución del Recurso Eólico: 200 m Sistema de Coordenadas: UTM 15S - Ecuador Continental UTM 15S - Islas Galápagos</p> <p>Datums: WGS84 Escala: 1:2 800 000 Período: 2012</p>	<p>Créditos</p> <p>Ministerio de Electricidad y Energía Renovable</p> <p>AWS Truepower™</p>
km/h	m/s	km/h	m/s																																					
< 10.8	< 3.0	23.4 - 25.2	6.5 - 7.0																																					
10.8 - 12.6	3.0 - 3.5	25.2 - 27.0	7.0 - 7.5																																					
12.6 - 14.4	3.5 - 4.0	27.0 - 28.8	7.5 - 8.0																																					
14.4 - 16.2	4.0 - 4.5	28.8 - 30.6	8.0 - 8.5																																					
16.2 - 18.0	4.5 - 5.0	30.6 - 32.4	8.5 - 9.0																																					
18.0 - 19.8	5.0 - 5.5	32.4 - 34.2	9.0 - 9.5																																					
19.8 - 21.6	5.5 - 6.0	34.2 - 36.0	9.5 - 10.0																																					
21.6 - 23.4	6.0 - 6.5	> 36.0	> 10.0																																					

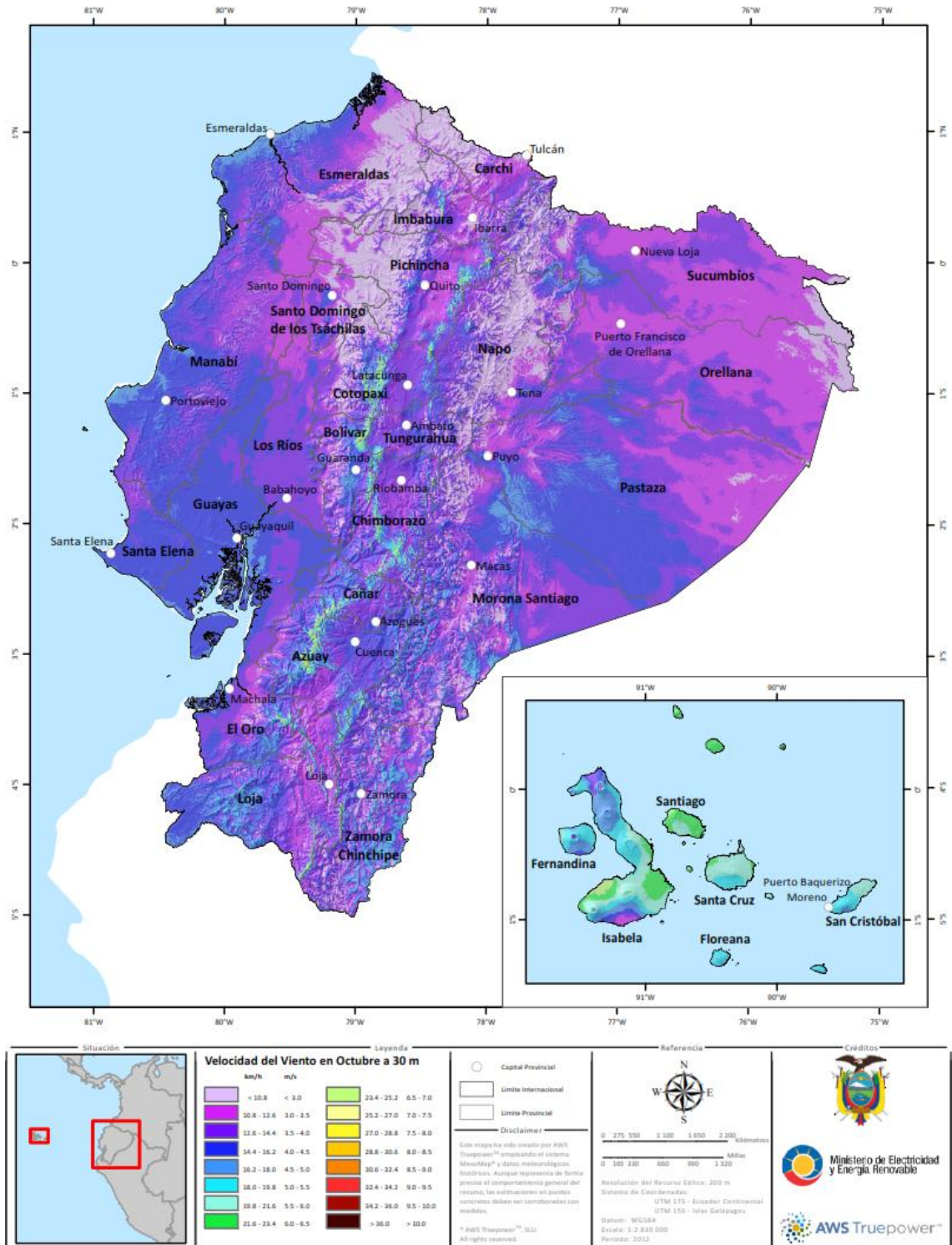
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Septiembre a 30 m de altura sobre el suelo



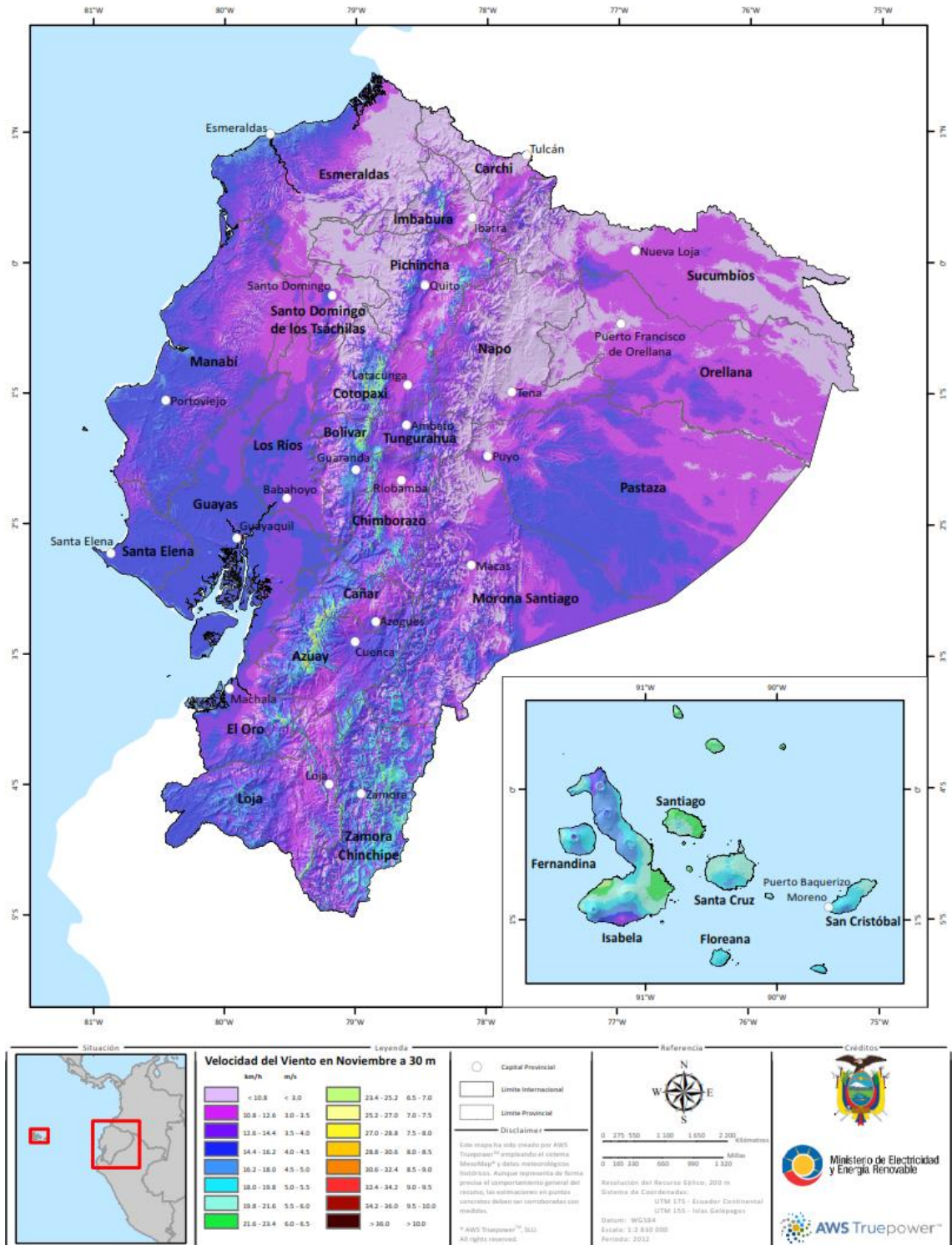
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Octubre a 30 m de altura sobre el suelo



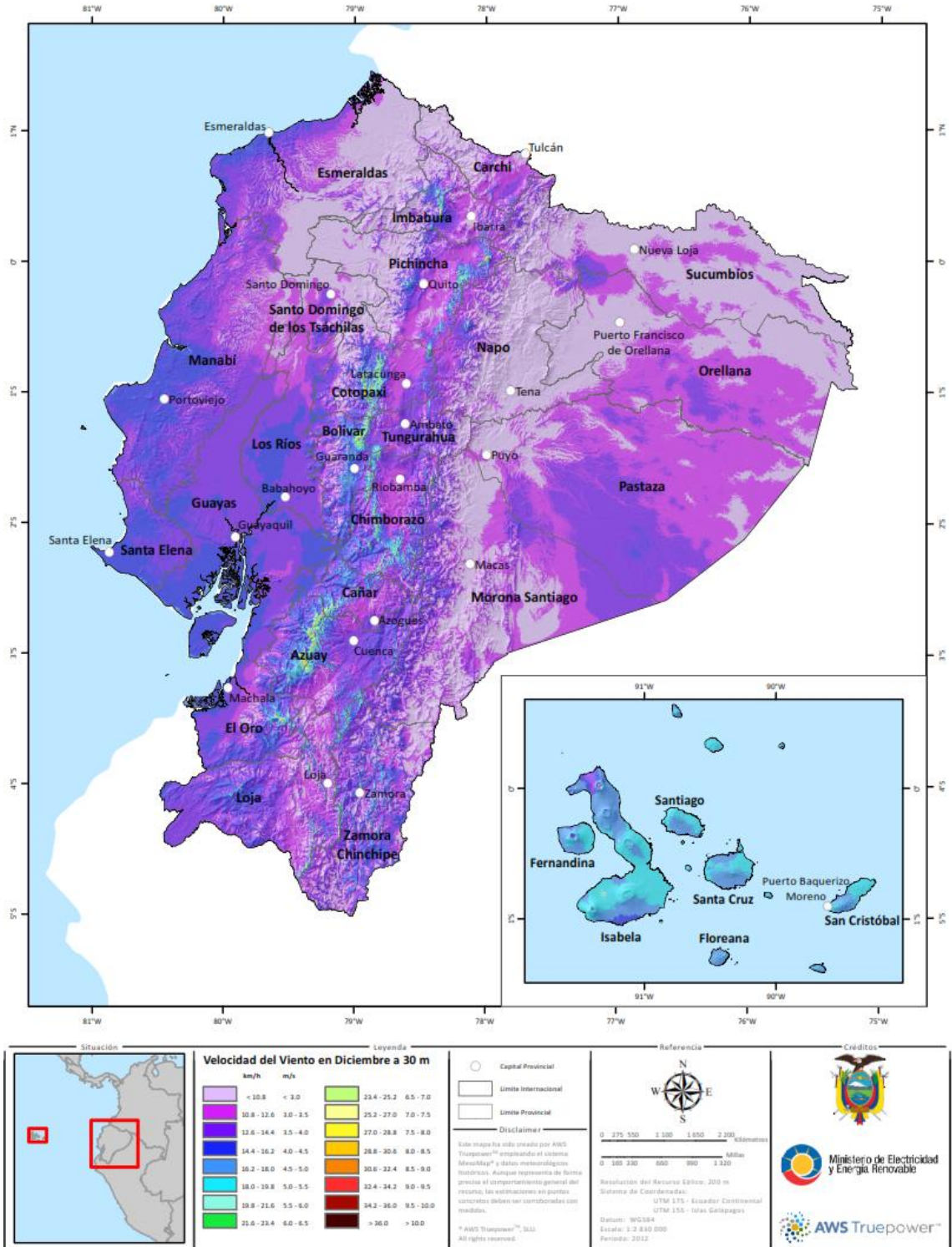
Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Noviembre a 30 m de altura sobre el suelo



Atlas Eólico del Ecuador

Velocidad Media del Viento en Diciembre a 30 m de altura sobre el suelo



ANEXO F

ANÁLISIS ENERGÉTICO (DEMANDA VS GENERACIÓN) DE UN USUARIO TIPO CON INSTALACIÓN EÓLICA

Tabla F.23. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Enero)

ENERO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA PARA VENTA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,73	0,41	0,11	0,30	-	0,11
2	2,65	0,39	0,10	0,29	-	0,10
3	3,17	0,38	0,18	0,20	-	0,18
4	3,35	0,38	0,21	0,17	-	0,21
5	3,71	0,39	0,29	0,10	-	0,29
6	3,51	0,47	0,24	0,23	-	0,24
7	3,67	0,53	0,28	0,25	-	0,28
8	3,76	0,53	0,30	0,23	-	0,30
9	3,90	0,57	0,33	0,24	-	0,33
10	4,36	0,60	0,47	0,13	-	0,47
11	5,02	0,61	0,71	-	0,10	0,61
12	5,63	0,62	1,00	-	0,38	0,62
13	5,75	0,60	1,06	-	0,46	0,60
14	5,68	0,60	1,03	-	0,43	0,60
15	5,66	0,60	1,02	-	0,42	0,60
16	5,12	0,61	0,75	-	0,14	0,61
17	3,55	0,60	0,25	0,35	-	0,25
18	2,75	0,59	0,12	0,47	-	0,12
19	2,81	0,65	0,13	0,52	-	0,13
20	2,81	0,69	0,12	0,57	-	0,12
21	2,88	0,68	0,13	0,55	-	0,13
22	2,76	0,62	0,12	0,50	-	0,12
23	2,34	0,55	0,07	0,48	-	0,07
24	2,42	0,46	0,08	0,38	-	0,08
Total kWh/día		13,13	9,10	5,96	1,93	7,17
Total kWh/mes		407,03	282,08	184,71	59,76	222,32

Fuente: Propia del autor

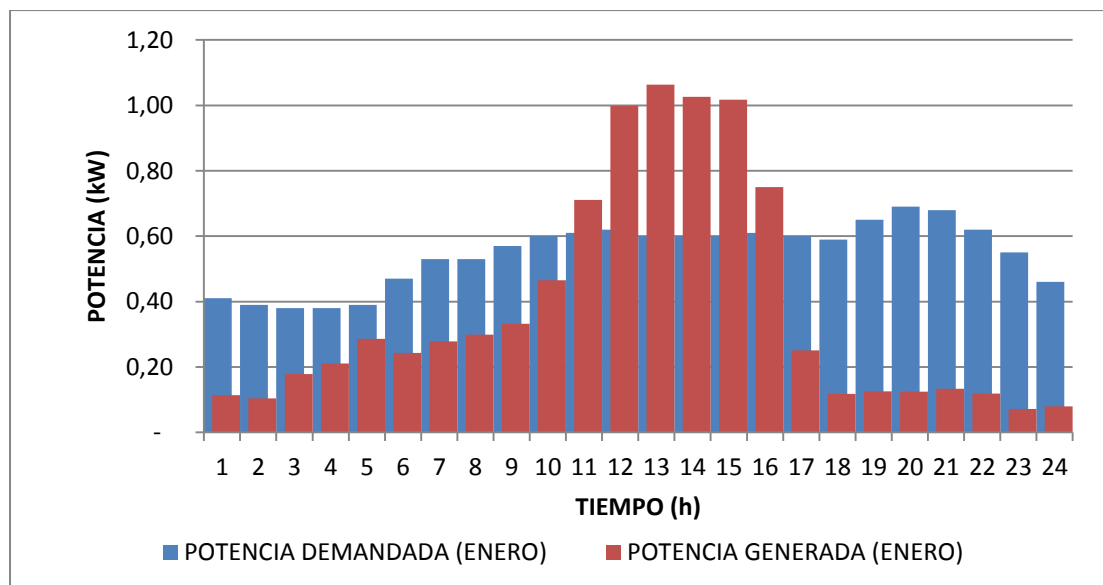


Figura F.68. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Enero)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.24. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Febrero)

FEBRERO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA PARA VENTA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,73	0,42	0,11	0,31	-	0,11
2	2,65	0,38	0,10	0,28	-	0,10
3	3,17	0,37	0,18	0,19	-	0,18
4	3,35	0,37	0,21	0,16	-	0,21
5	3,71	0,37	0,29	0,08	-	0,29
6	3,51	0,38	0,24	0,14	-	0,24
7	3,67	0,38	0,28	0,10	-	0,28
8	3,76	0,40	0,30	0,10	-	0,30
9	3,90	0,45	0,33	0,12	-	0,33
10	4,36	0,49	0,47	0,02	-	0,47
11	5,02	0,51	0,71	-	0,20	0,51
12	5,63	0,51	1,00	-	0,49	0,51
13	5,75	0,50	1,06	-	0,56	0,50
14	5,68	0,49	1,03	-	0,54	0,49
15	5,66	0,47	1,02	-	0,55	0,47
16	5,12	0,47	0,75	-	0,28	0,47
17	3,55	0,47	0,25	0,22	-	0,25
18	2,75	0,48	0,12	0,36	-	0,12
19	2,81	0,52	0,13	0,39	-	0,13
20	2,81	0,58	0,12	0,46	-	0,12
21	2,88	0,56	0,13	0,43	-	0,13
22	2,76	0,52	0,12	0,40	-	0,12
23	2,34	0,46	0,07	0,39	-	0,07
24	2,42	0,41	0,08	0,33	-	0,08
Total kWh/día		10,96	9,10	4,48	2,62	6,48
Total kWh/mes		306,88	254,78	125,40	73,30	181,48

Fuente: Propia del autor

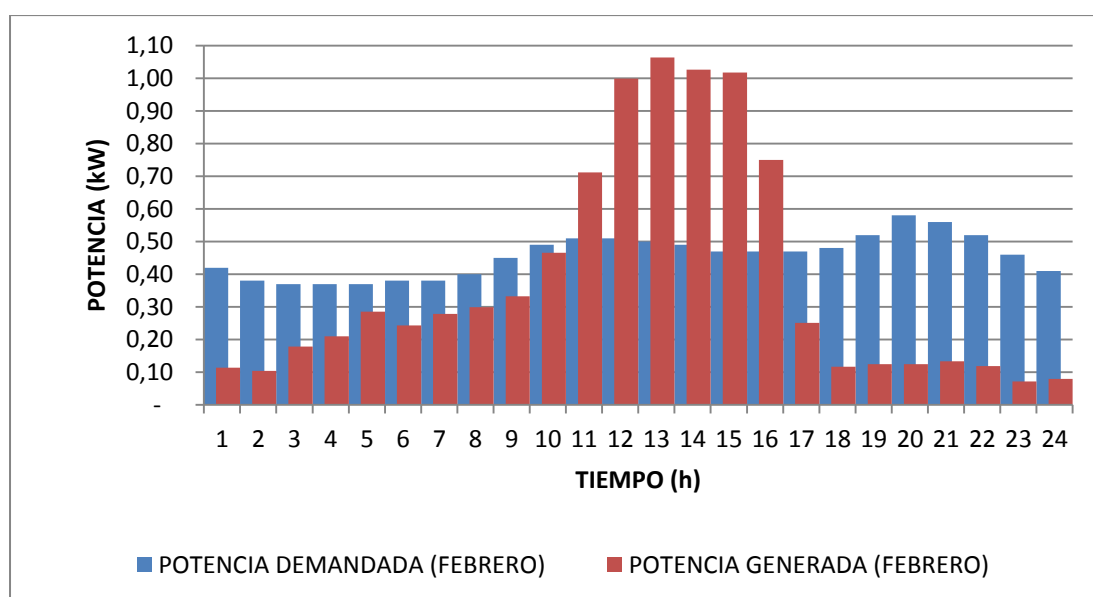


Figura F.69. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Febrero)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.25. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Marzo)

MARZO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA PARA VENTA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,73	0,42	0,11	0,31	-	0,11
2	2,65	0,39	0,10	0,29	-	0,10
3	3,17	0,38	0,18	0,20	-	0,18
4	3,35	0,37	0,21	0,16	-	0,21
5	3,71	0,37	0,29	0,08	-	0,29
6	3,51	0,40	0,24	0,16	-	0,24
7	3,67	0,40	0,28	0,12	-	0,28
8	3,76	0,43	0,30	0,13	-	0,30
9	3,90	0,47	0,33	0,14	-	0,33
10	4,36	0,50	0,47	0,03	-	0,47
11	5,02	0,52	0,71	-	0,19	0,52
12	5,63	0,52	1,00	-	0,48	0,52
13	5,75	0,51	1,06	-	0,55	0,51
14	5,68	0,50	1,03	-	0,53	0,50
15	5,66	0,49	1,02	-	0,53	0,49
16	5,12	0,48	0,75	-	0,27	0,48
17	3,55	0,49	0,25	0,24	-	0,25
18	2,75	0,49	0,12	0,37	-	0,12
19	2,81	0,55	0,13	0,42	-	0,13
20	2,81	0,58	0,12	0,46	-	0,12
21	2,88	0,56	0,13	0,43	-	0,13
22	2,76	0,52	0,12	0,40	-	0,12
23	2,34	0,47	0,07	0,40	-	0,07
24	2,42	0,41	0,08	0,33	-	0,08
Total kWh/día		11,22	9,10	4,67	2,55	6,55
Total kWh/mes		347,82	282,08	144,72	78,98	203,10

Fuente: Propia del autor

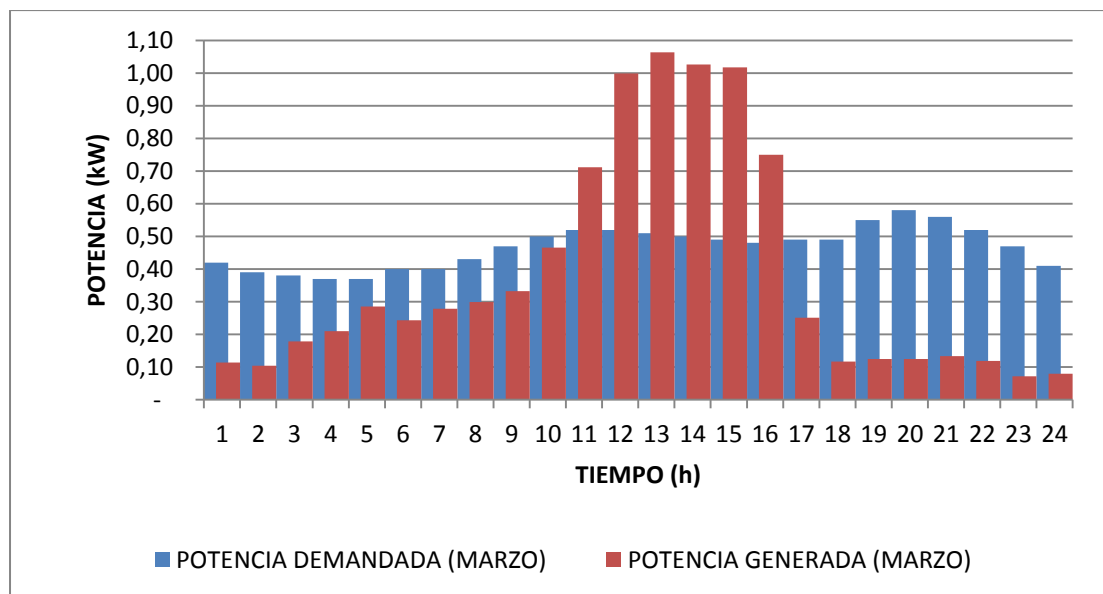


Figura F.70. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Marzo)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.26. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Abril)

ABRIL						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	3,09	0,38	0,17	0,21	-	0,17
2	3,00	0,36	0,15	0,21	-	0,15
3	3,59	0,34	0,26	0,08	-	0,26
4	3,79	0,34	0,31	0,03	-	0,31
5	4,20	0,34	0,42	-	0,08	0,34
6	3,98	0,35	0,35	-	0,00	0,35
7	4,16	0,33	0,40	-	0,07	0,33
8	4,27	0,36	0,44	-	0,08	0,36
9	4,42	0,40	0,48	-	0,08	0,40
10	4,94	0,44	0,68	-	0,24	0,44
11	5,69	0,44	1,04	-	0,60	0,44
12	6,38	0,45	1,45	-	1,00	0,45
13	6,51	0,44	1,55	-	1,11	0,44
14	6,44	0,44	1,49	-	1,05	0,44
15	6,42	0,43	1,48	-	1,05	0,43
16	5,80	0,43	1,09	-	0,66	0,43
17	4,02	0,43	0,36	0,07	-	0,36
18	3,12	0,43	0,17	0,26	-	0,17
19	3,19	0,53	0,18	0,35	-	0,18
20	3,19	0,60	0,18	0,42	-	0,18
21	3,26	0,59	0,19	0,40	-	0,19
22	3,13	0,54	0,17	0,37	-	0,17
23	2,65	0,47	0,10	0,37	-	0,10
24	2,75	0,40	0,12	0,28	-	0,12
Total kWh/día		10,26	13,25	3,04	6,03	7,22
Total kWh/mes		307,80	397,38	91,21	180,79	216,59

Fuente: Propia del autor

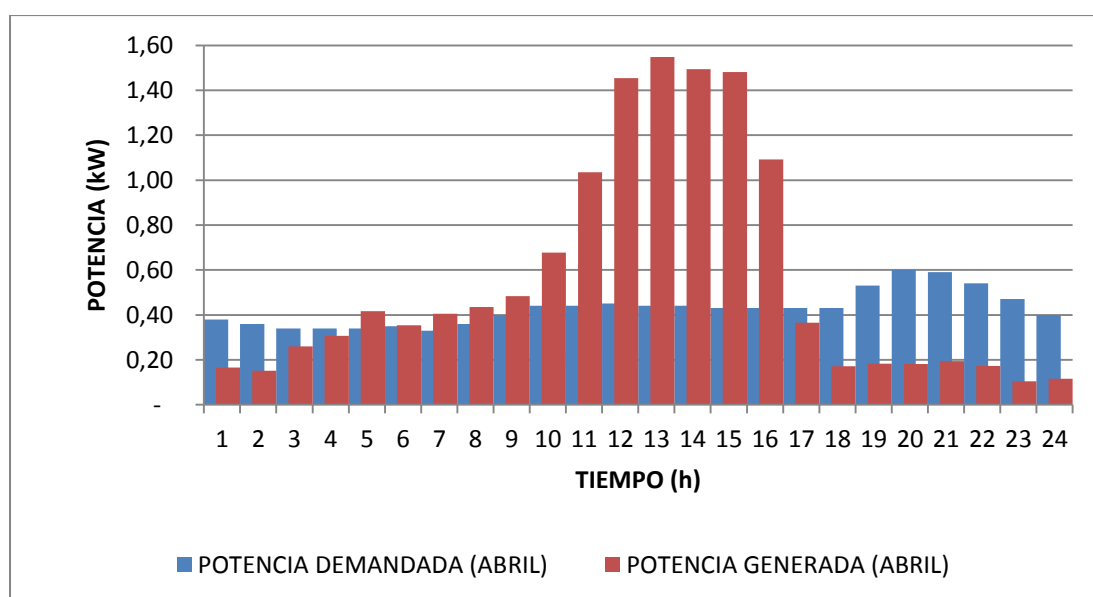


Figura F.71. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Abril)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.27. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Mayo)

MAYO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	3,46	0,41	0,23	0,18	-	0,23
2	3,35	0,38	0,21	0,17	-	0,21
3	4,02	0,37	0,36	0,01	-	0,36
4	4,24	0,36	0,43	-	0,07	0,36
5	4,70	0,38	0,58	-	0,20	0,38
6	4,45	0,44	0,49	-	0,05	0,44
7	4,65	0,50	0,57	-	0,07	0,50
8	4,77	0,51	0,61	-	0,10	0,51
9	4,94	0,55	0,68	-	0,13	0,55
10	5,53	0,58	0,95	-	0,37	0,58
11	6,36	0,60	1,45	-	0,85	0,60
12	7,13	0,60	2,03	-	1,43	0,60
13	7,28	0,59	2,16	-	1,57	0,59
14	7,19	0,59	2,09	-	1,50	0,59
15	7,17	0,58	2,07	-	1,49	0,58
16	6,48	0,60	1,52	-	0,92	0,60
17	4,50	0,60	0,51	0,09	-	0,51
18	3,49	0,59	0,24	0,35	-	0,24
19	3,57	0,67	0,25	0,42	-	0,25
20	3,56	0,70	0,25	0,45	-	0,25
21	3,65	0,67	0,27	0,40	-	0,27
22	3,50	0,61	0,24	0,37	-	0,24
23	2,96	0,53	0,15	0,38	-	0,15
24	3,07	0,45	0,16	0,29	-	0,16
Total kWh/día		12,86	18,49	3,10	8,73	9,76
Total kWh/mes		398,66	573,27	96,06	270,67	302,60

Fuente: Propia del autor

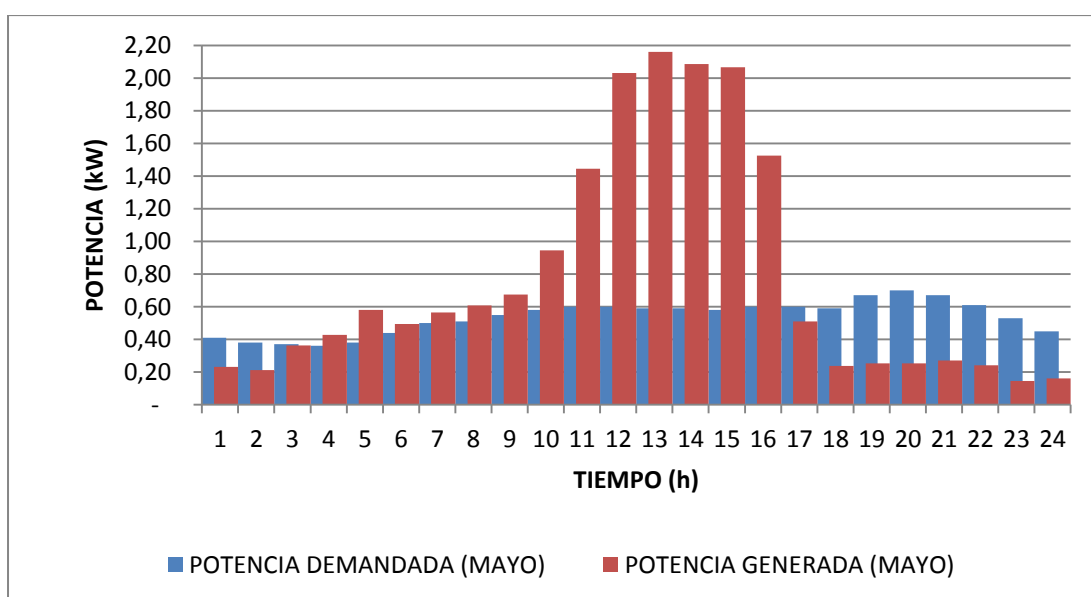


Figura F.72. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Mayo)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.28. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Junio)

JUNIO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	4,19	0,35	0,41	-	0,06	0,35
2	4,06	0,33	0,38	-	0,05	0,33
3	4,86	0,32	0,64	-	0,32	0,32
4	5,13	0,32	0,76	-	0,44	0,32
5	5,68	0,33	1,03	-	0,70	0,33
6	5,39	0,40	0,88	-	0,48	0,40
7	5,63	0,46	1,00	-	0,54	0,46
8	5,77	0,49	1,08	-	0,59	0,49
9	5,98	0,53	1,20	-	0,67	0,53
10	6,69	0,55	1,68	-	1,13	0,55
11	7,70	0,57	2,56	-	1,99	0,57
12	8,63	0,58	3,60	-	3,02	0,58
13	8,81	0,57	3,83	-	3,26	0,57
14	8,71	0,56	3,70	-	3,14	0,56
15	8,68	0,57	3,67	-	3,10	0,57
16	7,84	0,58	2,70	-	2,12	0,58
17	5,44	0,58	0,90	-	0,32	0,58
18	4,22	0,58	0,42	0,16	-	0,42
19	4,32	0,64	0,45	0,19	-	0,45
20	4,31	0,69	0,45	0,24	-	0,45
21	4,41	0,67	0,48	0,19	-	0,48
22	4,24	0,61	0,43	0,18	-	0,43
23	3,58	0,52	0,26	0,26	-	0,26
24	3,71	0,45	0,29	0,16	-	0,29
Total kWh/día		12,25	32,80	1,38	21,94	10,87
Total kWh/mes		367,50	984,11	41,50	658,11	326,00

Fuente: Propia del autor

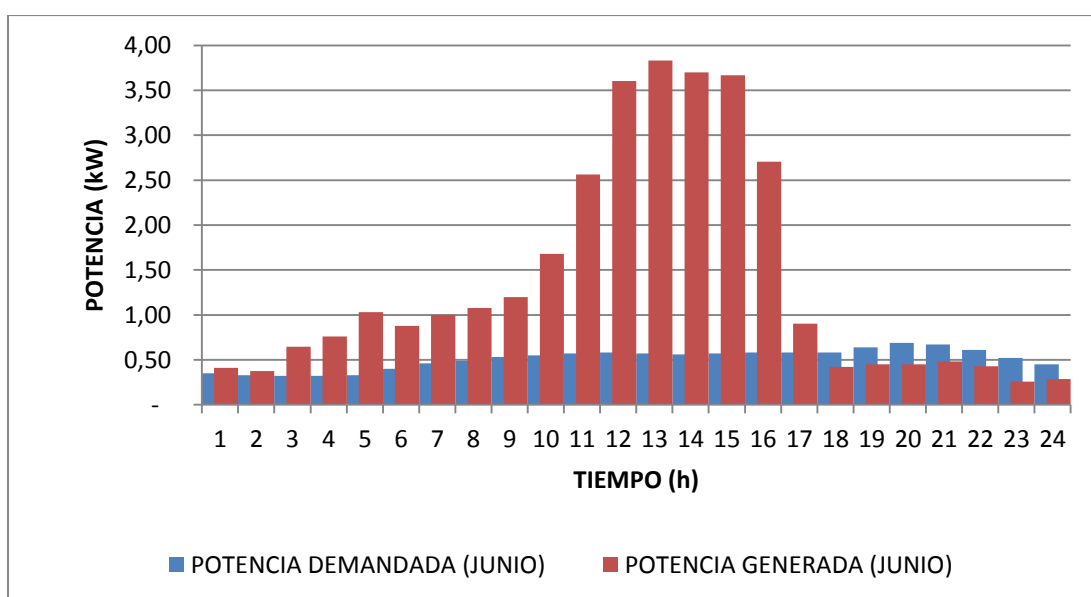


Figura F.73. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Junio)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.29. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Julio)

JULIO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	4,55	0,41	0,53	-	0,12	0,41
2	4,41	0,38	0,48	-	0,10	0,38
3	5,28	0,37	0,83	-	0,46	0,37
4	5,58	0,37	0,97	-	0,60	0,37
5	6,18	0,38	1,32	-	0,94	0,38
6	5,86	0,42	1,13	-	0,71	0,42
7	6,12	0,46	1,29	-	0,83	0,46
8	6,27	0,51	1,38	-	0,87	0,51
9	6,50	0,56	1,54	-	0,98	0,56
10	7,27	0,59	2,15	-	1,56	0,59
11	8,37	0,61	3,29	-	2,68	0,61
12	9,38	0,61	4,63	-	4,02	0,61
13	9,58	0,60	4,92	-	4,32	0,60
14	9,46	0,59	4,75	-	4,16	0,59
15	9,43	0,59	4,71	-	4,12	0,59
16	8,53	0,60	3,47	-	2,87	0,60
17	5,92	0,59	1,16	-	0,57	0,59
18	4,59	0,56	0,54	0,02	-	0,54
19	4,69	0,63	0,58	0,05	-	0,58
20	4,69	0,69	0,58	0,11	-	0,58
21	4,80	0,67	0,62	0,05	-	0,62
22	4,61	0,61	0,55	0,06	-	0,55
23	3,89	0,54	0,33	0,21	-	0,33
24	4,04	0,46	0,37	0,09	-	0,37
Total kWh/día		12,80	42,13	0,59	29,92	12,21
Total kWh/mes		396,80	1.305,93	18,42	927,55	378,38

Fuente: Propia del autor

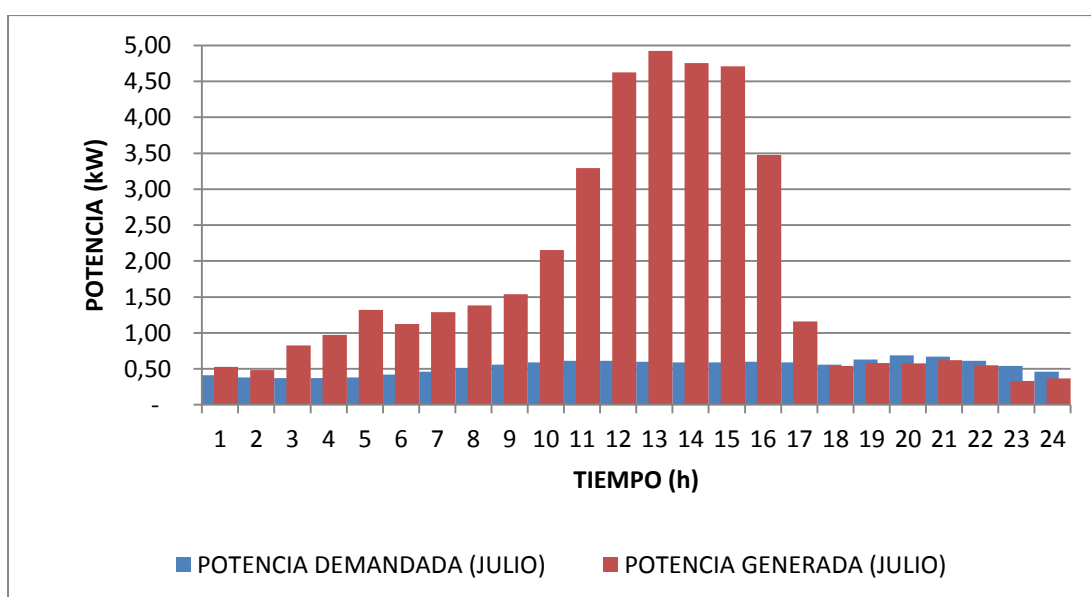


Figura F.74. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Julio)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.30. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Agosto)

AGOSTO						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	4,91	0,40	0,67	-	0,27	0,40
2	4,77	0,38	0,61	-	0,23	0,38
3	5,71	0,37	1,04	-	0,67	0,37
4	6,02	0,37	1,23	-	0,86	0,37
5	6,67	0,38	1,67	-	1,29	0,38
6	6,32	0,42	1,42	-	1,00	0,42
7	6,61	0,46	1,62	-	1,16	0,46
8	6,77	0,50	1,74	-	1,24	0,50
9	7,02	0,55	1,94	-	1,39	0,55
10	7,85	0,59	2,71	-	2,12	0,59
11	9,04	0,61	4,15	-	3,54	0,61
12	10,13	0,60	5,83	-	5,23	0,60
13	10,34	0,59	6,20	-	5,61	0,59
14	10,22	0,59	5,99	-	5,40	0,59
15	10,19	0,59	5,93	-	5,34	0,59
16	9,21	0,58	4,38	-	3,80	0,58
17	6,39	0,58	1,46	-	0,88	0,58
18	4,96	0,56	0,68	-	0,12	0,56
19	5,07	0,61	0,73	-	0,12	0,61
20	5,06	0,67	0,73	-	0,06	0,67
21	5,18	0,65	0,78	-	0,13	0,65
22	4,98	0,60	0,69	-	0,09	0,60
23	4,21	0,53	0,42	0,11	-	0,42
24	4,36	0,46	0,46	-	0,00	0,46
Total kWh/día		12,64	53,07	0,11	40,54	12,53
Total kWh/mes		391,84	1.645,09	3,50	1.256,76	388,34

Fuente: Propia del autor

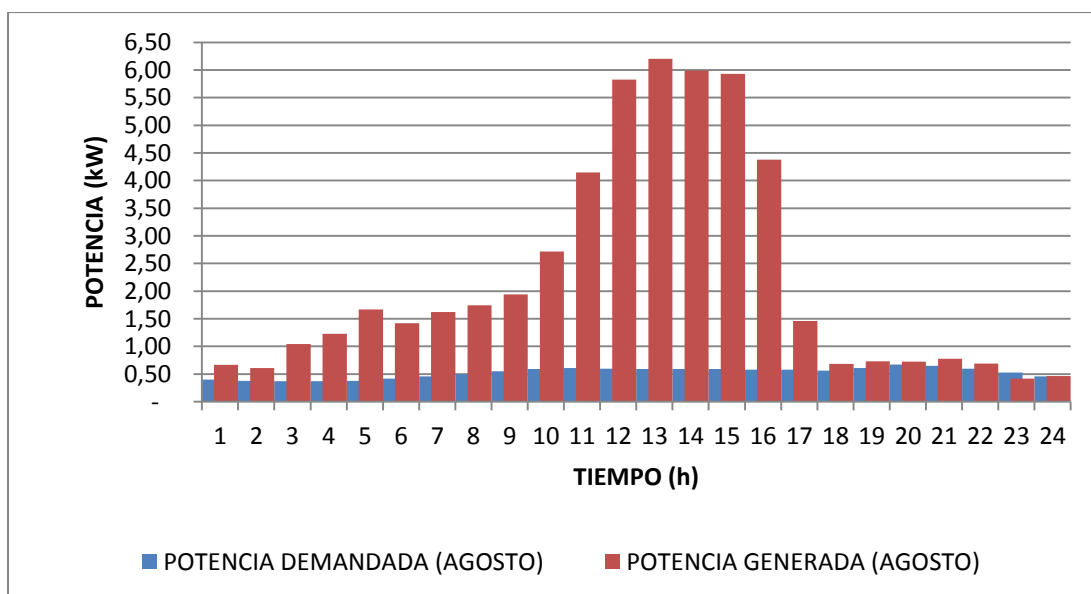


Figura F.75. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Agosto)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.31. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Septiembre)

SEPTIEMBRE						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	3,46	0,41	0,23	0,18	-	0,23
2	3,35	0,39	0,21	0,18	-	0,21
3	4,02	0,37	0,36	0,01	-	0,36
4	4,24	0,37	0,43	-	0,06	0,37
5	4,70	0,37	0,58	-	0,21	0,37
6	4,45	0,38	0,49	-	0,11	0,38
7	4,65	0,38	0,57	-	0,19	0,38
8	4,77	0,42	0,61	-	0,19	0,42
9	4,94	0,47	0,68	-	0,21	0,47
10	5,53	0,50	0,95	-	0,45	0,50
11	6,36	0,52	1,45	-	0,93	0,52
12	7,13	0,52	2,03	-	1,51	0,52
13	7,28	0,51	2,16	-	1,65	0,51
14	7,19	0,49	2,09	-	1,60	0,49
15	7,17	0,48	2,07	-	1,59	0,48
16	6,48	0,47	1,52	-	1,05	0,47
17	4,50	0,47	0,51	-	0,04	0,47
18	3,49	0,47	0,24	0,23	-	0,24
19	3,57	0,55	0,25	0,30	-	0,25
20	3,56	0,60	0,25	0,35	-	0,25
21	3,65	0,58	0,27	0,31	-	0,27
22	3,50	0,54	0,24	0,30	-	0,24
23	2,96	0,47	0,15	0,32	-	0,15
24	3,07	0,42	0,16	0,26	-	0,16
Total kWh/día		11,15	18,49	2,43	9,77	8,72
Total kWh/mes		334,50	554,78	72,84	293,12	261,66

Fuente: Propia del autor

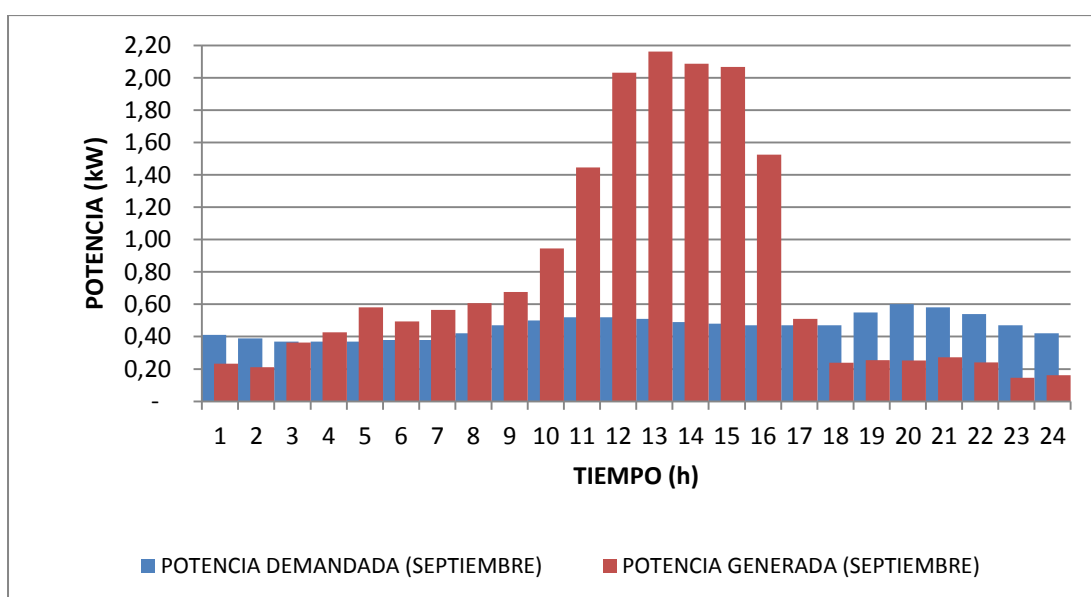


Figura F.76. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Septiembre)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.32. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Octubre)

OCTUBRE						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,73	0,34	0,11	0,23	-	0,11
2	2,65	0,32	0,10	0,22	-	0,10
3	3,17	0,31	0,18	0,13	-	0,18
4	3,35	0,31	0,21	0,10	-	0,21
5	3,71	0,33	0,29	0,04	-	0,29
6	3,51	0,42	0,24	0,18	-	0,24
7	3,67	0,46	0,28	0,18	-	0,28
8	3,76	0,48	0,30	0,18	-	0,30
9	3,90	0,52	0,33	0,19	-	0,33
10	4,36	0,55	0,47	0,08	-	0,47
11	5,02	0,57	0,71	-	0,14	0,57
12	5,63	0,58	1,00	-	0,42	0,58
13	5,75	0,56	1,06	-	0,50	0,56
14	5,68	0,56	1,03	-	0,47	0,56
15	5,66	0,57	1,02	-	0,45	0,57
16	5,12	0,60	0,75	-	0,15	0,60
17	3,55	0,61	0,25	0,36	-	0,25
18	2,75	0,64	0,12	0,52	-	0,12
19	2,81	0,69	0,13	0,56	-	0,13
20	2,81	0,68	0,12	0,56	-	0,12
21	2,88	0,65	0,13	0,52	-	0,13
22	2,76	0,60	0,12	0,48	-	0,12
23	2,34	0,52	0,07	0,45	-	0,07
24	2,42	0,45	0,08	0,37	-	0,08
Total kWh/día		12,32	9,10	5,35	2,13	6,97
Total kWh/mes		381,92	282,08	165,80	65,96	216,12

Fuente: Propia del autor

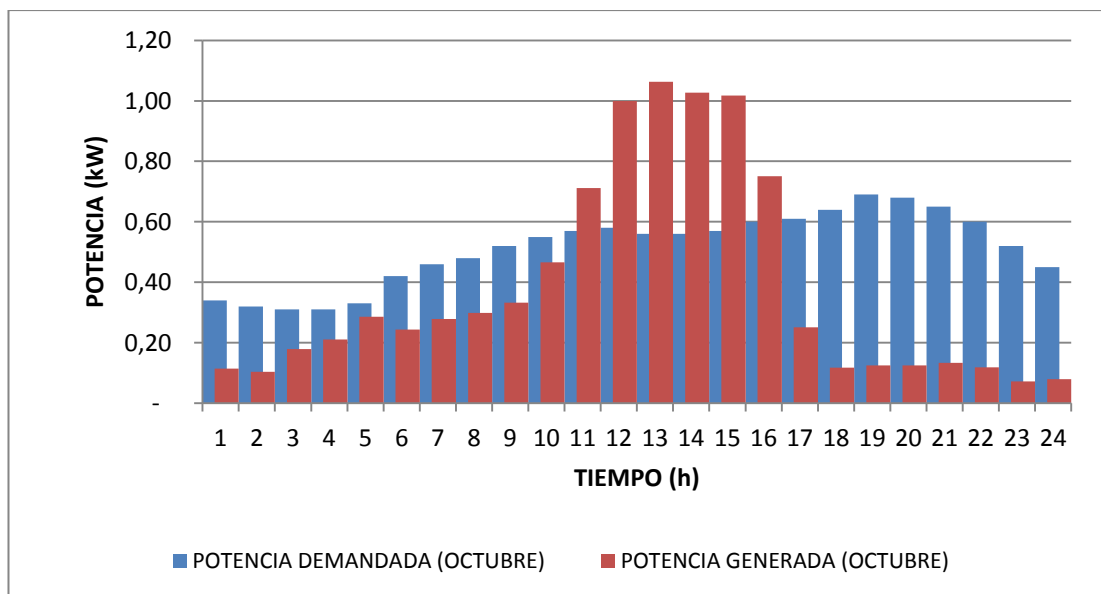


Figura F.77. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Octubre)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.33. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Noviembre)

NOVIEMBRE						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,37	0,41	0,07	0,34	-	0,07
2	2,30	0,39	0,07	0,32	-	0,07
3	2,75	0,38	0,12	0,26	-	0,12
4	2,90	0,38	0,14	0,24	-	0,14
5	3,21	0,39	0,19	0,20	-	0,19
6	3,04	0,47	0,16	0,31	-	0,16
7	3,18	0,52	0,18	0,34	-	0,18
8	3,26	0,53	0,19	0,34	-	0,19
9	3,38	0,57	0,22	0,35	-	0,22
10	3,78	0,59	0,30	0,29	-	0,30
11	4,35	0,61	0,46	0,15	-	0,46
12	4,88	0,62	0,65	-	0,03	0,62
13	4,98	0,60	0,69	-	0,09	0,60
14	4,92	0,60	0,67	-	0,07	0,60
15	4,91	0,61	0,66	-	0,05	0,61
16	4,43	0,63	0,49	0,14	-	0,49
17	3,08	0,61	0,16	0,45	-	0,16
18	2,39	0,61	0,08	0,53	-	0,08
19	2,44	0,67	0,08	0,59	-	0,08
20	2,44	0,69	0,08	0,61	-	0,08
21	2,49	0,67	0,09	0,58	-	0,09
22	2,40	0,62	0,08	0,54	-	0,08
23	2,02	0,53	0,05	0,48	-	0,05
24	2,10	0,46	0,05	0,41	-	0,05
Total kWh/día		13,16	5,92	7,48	0,24	5,68
Total kWh/mes		394,80	177,70	224,39	7,29	170,41

Fuente: Propia del autor

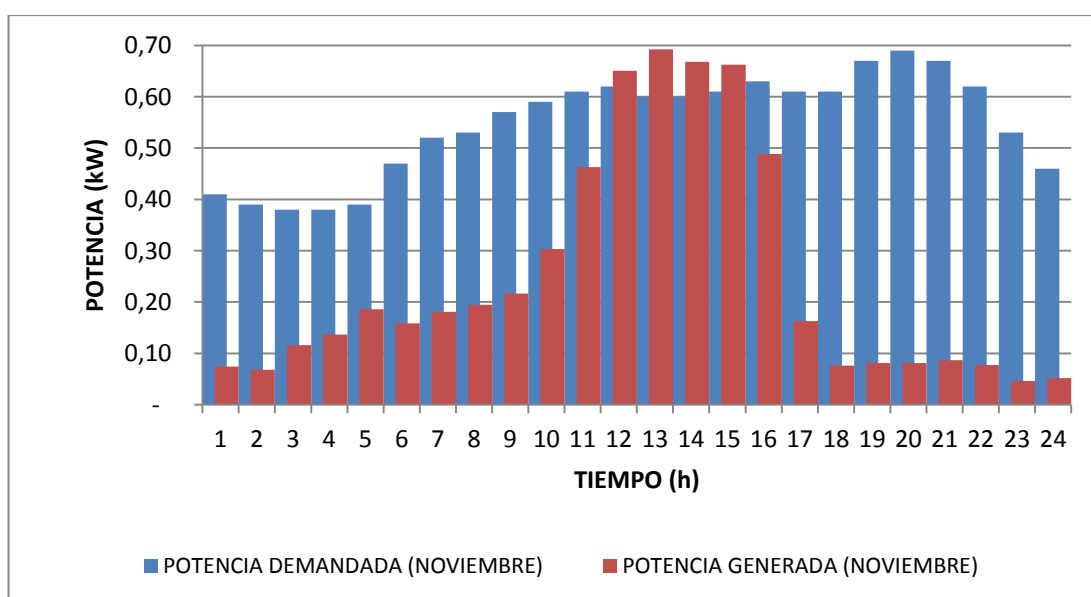


Figura F.78. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Noviembre)

Fuente: Propia del autor

Tabla F.34. Análisis energético de un Usuario Tipo con instalación eólica (Diciembre)

DICIEMBRE						
HORA	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)	DEMANDA (kW)	POTENCIA GENERADA (kW)	POTENCIA COMPRADA A LA RED (kW)	POTENCIA VENDIDA A LA RED (kW)	POTENCIA NO COMPRADA A LA RED (kW)
1	2,37	0,36	0,07	0,29	-	0,07
2	2,30	0,34	0,07	0,27	-	0,07
3	2,75	0,33	0,12	0,21	-	0,12
4	2,90	0,33	0,14	0,19	-	0,14
5	3,21	0,34	0,19	0,15	-	0,19
6	3,04	0,43	0,16	0,27	-	0,16
7	3,18	0,49	0,18	0,31	-	0,18
8	3,26	0,50	0,19	0,31	-	0,19
9	3,38	0,54	0,22	0,32	-	0,22
10	3,78	0,56	0,30	0,26	-	0,30
11	4,35	0,58	0,46	0,12	-	0,46
12	4,88	0,59	0,65	-	0,06	0,59
13	4,98	0,57	0,69	-	0,12	0,57
14	4,92	0,57	0,67	-	0,10	0,57
15	4,91	0,57	0,66	-	0,09	0,57
16	4,43	0,58	0,49	0,09	-	0,49
17	3,08	0,60	0,16	0,44	-	0,16
18	2,39	0,61	0,08	0,53	-	0,08
19	2,44	0,68	0,08	0,60	-	0,08
20	2,44	0,71	0,08	0,63	-	0,08
21	2,49	0,69	0,09	0,60	-	0,09
22	2,40	0,63	0,08	0,55	-	0,08
23	2,02	0,55	0,05	0,50	-	0,05
24	2,10	0,47	0,05	0,42	-	0,05
Total kWh/día		12,62	5,92	7,07	0,37	5,55
Total kWh/mes		378,60	177,70	212,09	11,19	166,51

Fuente: Propia del autor

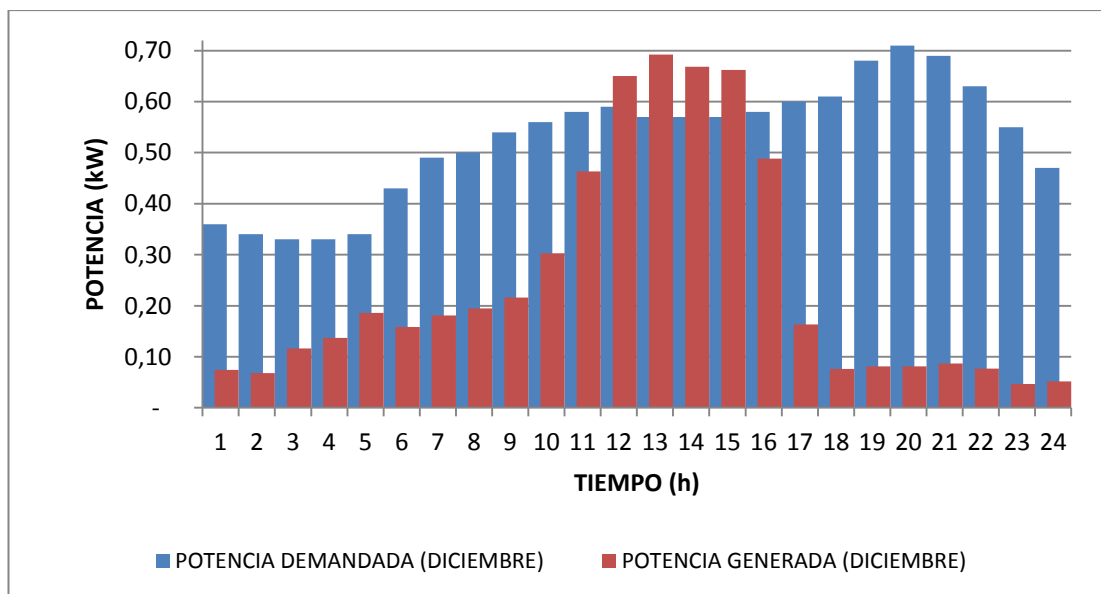


Figura F.79. Demanda (Usuario Tipo) vs. Potencia Generada (Noviembre)

Fuente: Propia del autor