

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UN SISTEMA A PEQUEÑA ESCALA
DE GENERACIÓN EÓLICO TIPO PARA IMPLEMENTAR EN EDIFICACIONES**

PRESENTADO POR:

WILLIAM ROBERTO SANCHEZ AMAYA

HENRY WILFREDO UMAÑA BARRIENTOS

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UN SISTEMA A PEQUEÑA ESCALA
DE GENERACIÓN EÓLICO TIPO PARA IMPLEMENTAR EN EDIFICACIONES**

Presentado por:

WILLIAM ROBERTO SANCHEZ AMAYA

HENRY WILFREDO UMAÑA BARRIENTOS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

Msc, e ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

SAN SALVADOR, DICIEMBRE DE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

Msc, e ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, lunes 22 de noviembre de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 8:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director



Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

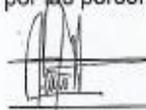


Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
(Docente Asesor)



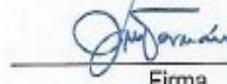
Firma

- DR. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ



Firma

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UN SISTEMA A PEQUEÑA ESCALA DE GENERACIÓN EÓLICO TIPO PARA IMPLEMENTAR EN EDIFICACIONES

A cargo de los Bachilleres:

- SANCHEZ AMAYA WILLIAM ROBERTO

- UMAÑA BARRIENTOS HENRY WILFREDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 7.9

(Siete punto Nueve)

Agradecimientos

En primer lugar quiero expresar mi agradecimiento a Dios por guiar mi camino hasta este punto de mi formación profesional y personal y por proveer todo lo necesario para culminar este proceso, guardándome y dándome las fuerzas necesarias a cada paso del camino.

En segundo lugar agradezco a mis padres Elías Umaña Figueroa y Elba Esperanza Barrientos de Umaña, ya que sin ellos esto no sería posible, han sido una fuente de motivación para seguir adelante en los momentos difíciles, has provisto todo lo necesario para mi formación desde educación básica hasta la universidad, y sobre todo han sido el mejor ejemplo de perseverancia y sacrificio para lograr todas las metas en la vida, han celebrado, han sufrido, han llorado junto a mí, me faltan palabras para expresar todo el agradecimiento hacia ellos.

También agradezco a todos aquellos maestros que a lo largo de mi aprendizaje han sido una fuente de aprendizaje y motivación para profundizar en los conocimientos relacionados con esta hermosa carrera.

Por ultimo pero no menos importante agradezco profundamente a Reinita por brindarnos su apoyo incondicional, no solo en el desarrollo de este trabajo sino en toda la carrera.

Henry Wilfredo Umaña Barrientos.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios Todopoderoso por brindarme la sabiduría para poder de esta manera culminar con mi gran sueño, sin su ayuda no hubiese sido posible. Este triunfo es a mis padres a ellos le doy las gracias por su incondicional apoyo, a mi familia por apoyarme en todos los obstáculos gracias por sus consejos no sé de qué manera agradecer por culminar este triunfo, ellos estuvieron ahí en todo momento de este camino a la Sra. Reina vides, por apoyarnos y brindarnos su valiosa colaboración.

William Roberto Sánchez Amaya.

Contenido

Índice de ilustraciones.....	VII
Índice de tablas.	VIII
INTRODUCCION.....	X
OBJETIVOS.....	XI
OBJETIVO GENERAL	XI
OBJETIVO ESPECIFICOS.	XI
Justificación.....	XII
1. ENERGÍA EÓLICA.....	1
1.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	1
1.2 INCONVENIENTES CON LA ENERGÍA EÓLICA.....	2
1.2.1 Factor de planta.....	2
1.2.2 Aspectos técnicos	3
1.2.3 Hueco de tensión.....	3
1.3 Consideraciones medioambientales	3
1.4 Factores de costes de la energía eólica.	4
1.5 Circulación general de los vientos en el planeta.....	5
1.6 Distribución o perfil del viento cerca del suelo.....	7
1.7 Energía eólica en El salvador.....	9
1.7.1 Ubicación geográfica y clima de El Salvador	9
1.7.2 Antecedentes de la determinación del potencial eólico en El Salvador	11
1.8 Determinación del potencial eólico adecuado.	14
1.8.1 La clase de potencia del viento	15
1.8.2 Cuantificación del recurso de viento.....	16
1.9 Principios de operación de un aerogenerador.	17
1.10 Tipos de aerogeneradores	17
1.10.1 Turbinas eólicas de eje vertical – tipo Savonius.....	18
1.10.2 Turbinas eólicas de eje horizontal.....	20
1.11 Componentes de los que consta un aerogenerador de eje horizontal.	21
1.11.1 La góndola o nacelle.....	21

1.11.2	El buje del rotor.....	21
1.11.3	El rotor.....	21
1.11.4	Eje de baja velocidad.....	21
1.11.5	Eje de alta velocidad.....	21
1.11.6	Generador eléctrico.....	22
1.11.7	Mecanismo de orientación.....	22
1.11.8	Controlador electrónico.....	22
1.11.9	Sistema hidráulico.....	22
1.11.10	Unidad de refrigeración.....	22
1.11.11	Anemómetro y la veleta.....	22
1.12	Rango de potencia de las turbinas eólicas.....	22
1.13	Partes de una turbina eólica.....	24
1.13.1	Hélice o palas.....	24
1.13.2	Buje.....	25
1.13.3	Generador.....	26
1.13.4	Soporte o torre.....	26
1.13.5	Góndola.....	27
1.14	Marco regulatorio de energías renovables en el salvador.....	27
1.14.1	Ley general de electricidad.....	27
1.14.2	Reglamento de la ley general de electricidad.....	29
1.14.3	Política nacional de energía.....	29
1.14.4	Reglamento de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.....	29
2.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.....	30
2.1	ESTUDIO DE LOS DATOS DE VIENTO EN LA ZONA METROPOLITANA DEL GRAN SAN SALVADOR.....	30
2.2	Extrapolación de datos.....	32
2.3	Análisis estadísticos.....	37
2.4	Elaboración de tabla de frecuencia.....	39
2.4.1	Histograma de frecuencias relativas.....	39
2.4.2	Frecuencia relativa acumulada “menor o igual que”.....	40
2.4.3	Frecuencia relativa acumulada “mayor que”.....	41
2.5	Cálculos de los parámetros de weibull.....	41

2.5.1	Expresión de la ley de Weibull.....	41
2.5.2	Expresión aproximada para el cálculo de k.	42
2.5.3	Expresión de velocidad media anual para parámetro c.....	42
2.6	Parámetros de interés energético.	44
2.7	Cálculo del potencial eólico disponible.....	46
2.7.1	Calculo densidad de potencia eólica para un año:.....	47
2.8	Cálculo de energía eólica disponible.....	47
2.9	Factibilidad económica.	48
3.	Diseño del aerogenerador	49
3.1	Calculo del diámetro de aspas y altura de la torre.	49
3.2	Selección de perfil aerodinámico.....	57
3.3	Selección de generador.....	64
3.3.1	Generador de flujo radial.	65
3.3.2	Generador de flujo axial.	65
3.3.3	Generador de flujo transversal.....	66
3.4	Requerimientos de operación en turbinas eólicas de pequeña escala.	67
3.5	Acondicionamiento de potencia.	70
3.5.1	Cortocircuito del generador (CROWBAR).....	71
3.5.2	El rectificador.....	72
3.5.3	El convertidor CC/CC.	72
3.5.4	Inversor.....	72
3.6	Selección de equipos para acondicionamiento de potencia.	73
3.6.1	Selección del rectificador o convertidor AC/DC.	73
3.6.2	SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	74
3.7	Separación entre aerogeneradores.	76
3.7.1	Estela de los aerogeneradores.	76
3.8	Condiciones de carga en un rotor eólico.	77
4.	Aerogenerador de eje vertical.....	79
4.1.1	Consideraciones técnicas.	79
4.2	Aerogeneradores savonius.....	80
4.2.1	Eficiencia del rotor savanius.	81
4.2.2	Características del aerogenerador savonius.	82

.....	82
4.3 Aerogeneradores Darrieus.....	82
4.3.1 Características principales de turbinas Darrieus.....	83
4.3.2 Darrieus tipo H o Giromill.....	83
4.4 Elección generador eólico vertical tipo savonius.....	84
4.4.1 Tipos de molinos de viento tipo savonius.....	84
4.4.2 Parámetros geométricos de la turbina tipo savonius.....	84
4.4.3 Velocidad en punta de alabe (TSR).....	85
4.4.4 Coeficiente de potencia para un aerogenerador de eje vertical (Cp).....	86
4.4.5 Área de barrido.....	86
4.4.6 Potencia nominal.....	87
4.4.7 Potencia total extraída.....	87
4.4.8 Numero de alabes y módulos.....	88
4.4.9 Determinación de las dimensiones del rotor.....	88
5. Simulaciones y análisis de resultados.....	91
5.1 Convertidor espalda con espalda (back to back).....	91
5.1.1 Puente de diodos, convertidor DC/DC e inversor controlado.....	92
5.1.2 Convertidor espalda con espalda (rectificador controlado e inversor controlado.....	92
5.2 Modelado del sistema.....	94
5.2.1 Turbina de viento.....	94
5.3 Modelado del generador PMSG.....	95
5.4 Control del lado del generador.....	97
5.5 Control del lado de la red.....	99
5.6 Descripción del modelo de simulación.....	101
5.6.1 Modelo de generador síncrono de imanes permanentes.....	102
5.6.2 Modelo del rectificador.....	104
5.6.3 Modelo del inversor.....	104
5.6.4 Modelo para el filtro LC.....	105
5.7 Resultado de simulaciones.....	109
6. Conclusiones.....	115
7. Bibliografías.....	118

8. Anexos.....	119
8.1 Anexo A	119
8.2 Anexo B; Análisis de factibilidad.	123
9. Definiciones, Abreviaturas y acrónimos.	125

Índice de ilustraciones.

Ilustración 1.1 Circulación general de los vientos	5
Ilustración 1.2 Ejemplos de perfiles de vientos con diferentes obstáculos cerca del suelo	8
Ilustración 1.3 Efecto de los obstáculos sobre las velocidades del viento en un sitio determinado.....	9
Ilustración 1.4 Ubicación geográfica de El salvador, en la América Central	9
Ilustración 1.5 Sitios con potencial eólico en el salvador.....	14
Ilustración 1.6 Mapa eólico realizado por NREL.....	15
Ilustración 1.7 Sustentación aerodinámica en la superficie de una pala.....	17
Ilustración 1.8 Aerogenerador Savonius.	18
Ilustración 1.9 Aerogenerador de eje vertical tipo- Darrieus.....	19
Ilustración 1.10 Partes principales de un aerogenerador.	21
Ilustración 1.11 Curva de P/P_0 en función de V_2/V_1	24
Ilustración 1.12 hélices de aerogeneradores horizontales.	25
Ilustración 1.13 Buje de una turbina eólica.....	25
Ilustración 1.14 Góndola de turbina eólica y sus partes.	27
Ilustración 2.1 Grafica de velocidad de viento para la estación de ilopango E04.....	31
Ilustración 2.2 Gráfica de velocidad de viento para la estación de la UES E61.....	32
Ilustración 2.3 Histograma de frecuencias relativas.	40
Ilustración 2.4 Frecuencia relativa acumulada “menor o igual que”	40
Ilustración 2.5 Frecuencia relativa acumulada “mayor que”	41
Ilustración 2.6 Grafico de la función P (v).	43
Ilustración 3.1 Comparación de las potencias disponibles ideal y real.	56
Ilustración 3.2 Sección de la pala de un aerogenerador, con énfasis en el perfil aerodinámico.	58
Ilustración 3.3 Forma y detalles del perfil S1210.	61
Ilustración 3.4 Comportamiento del perfil S1210 en un campo de fluido.....	61
Ilustración 3.5 Relación entre el coeficiente de sustentación y arrastre, a la izquierda. En la Ilustración de la derecha observamos la relación entre el coeficiente de sustentación y el ángulo de ataque.....	62
Ilustración 3.6 GSIP de flujo radial.	65
Ilustración 3.7 GSIP de flujo axial.	66
Ilustración 3.8 GSIP de flujo transversal.....	66
Ilustración 3.9 Potencia nominal vs RPM de generadores comerciales.	67
Ilustración 3.10 Rango de voltaje de entrada en inversores comerciales.	68
Ilustración 3.11 Voltaje de circuito abierto de un generador síncrono de imanes permanentes.	69
Ilustración 3.12 Potencia de salida del generador de imanes permanentes.....	69
Ilustración 3.13 Especificaciones generales del generador seleccionado.	70
Ilustración 3.14 Vista lateral del generador.	70
Ilustración 3.15 Esquema de configuración tipo de sistema completo.	71
Ilustración 3.16 Características de diseño del inversor DMWG5KSTL.	74
Ilustración 3.17 Vista lateral del sistema completo.	75

Ilustración 3.18 Proceso de formación de una estela aguas abajo del rotor de una turbina eólica.	76
Ilustración 3.19 Separación entre aerogeneradores de un parque eólico.....	77
Ilustración 3.20 Rotor expuesto a diferentes velocidades de viento.....	78
Ilustración 4.1 Turbina savonius.....	80
Ilustración 4.2 Diagrama de fluidos de viento savonius modificado	81
Ilustración 4.3 Eficiencia de rotores, Cp vs TSR.....	82
Ilustración 4.4 Turbina Darrieus.....	83
Ilustración 4.5 Rotor tipo H o Giromill.	84
Ilustración 4.6 Tipo de molinos de viento tipo savonius.....	84
Ilustración 4.7 Parámetros geométricos a considerar den rotor savonius.	85
Ilustración 5.1 Convertidor con puente de diodos.....	92
Ilustración 5.2 Convertidor espalda con espalda.	93
Ilustración 5.3 Convertidor espalda con espalda.	94
Ilustración 5.4 Diagrama de bloques del control de lado de la máquina.....	99
Ilustración 5.5 Diagrama de bloques de control del lado de la red.	100
Ilustración 5.6 Modelo de turbina eólica en Simulink.....	101
Ilustración 5.7 curva de salida de potencia del aerogenerador.....	102
Ilustración 5.8 Modelo completo del PMSG.	103
Ilustración 5.9 Modelo eléctrico del PMSG.....	103
Ilustración 5.10 Modelo mecánico del PMSG.	104
Ilustración 5.11 Modelo del rectificador.....	104
Ilustración 5.12 Modelo del inversor.	105
Ilustración 5.13 Modelo del filtro LC en simulink.....	105
Ilustración 5.14 Modelo completo del sistema en simulink.	106
Ilustración 5.15 Diagrama de bloques de control del lado de la máquina.	107
Ilustración 5.16 Diagrama de bloques de control de lado de la red.	108
Ilustración 5.17 Bus 2 a la salida del generador.....	109
Ilustración 5.18 Bus 3 a la salida del inversor.	110
Ilustración 5.19 Bus 1 acoplado con la red.....	111
Ilustración 5.20 Bus DC.....	112
Ilustración 5.21 Monitoreo del control de la máquina.	113
Ilustración 5.22 Monitoreo del control de la red.....	114

Índice de tablas.

Tabla 1.1 Coeficiente de fricción de Hellmann, para diferentes tipos de terreno.....	8
Tabla 1.2 Régimen de vientos en el salvador	11
Tabla 1.3 Áreas de mayor potencial eólico, de acuerdo a estudio de la UPES.	12
Tabla 1.4 Datos obtenidos en el estudio para el plan maestro a diversas alturas.....	14
Tabla 1.5 Tipos de viento definidos según NREL.....	15
Tabla 1.6 clases y longitudes de rugosidad de acuerdo al atlas eólico europeo.	16
Tabla 1.7 Características de los aerogeneradores de 2 y de 3 palas.....	20

Tabla 2.1 Resumen de velocidades de viento para estaciones 04 y 61.	31
Tabla 2.2 Datos para la extrapolación de velocidad del viento de mes de enero del año tipo, para estación E04.	33
Tabla 2.3 Datos para extrapolación de velocidades del viento del mes de enero del año tipo, para estación E61.	33
Tabla 2.4 Extrapolación de datos de viento para el mes de enero del año tipo, estación E04.	34
Tabla 2.5 Extrapolación de datos de viento para el mes de enero del año tipo, estación E61.	36
Tabla 2.6 Resumen de promedios extrapolados a 50m para ambas estaciones.	36
Tabla 2.7 Resumen de promedios extrapolados a 20m para ambas estaciones	37
Tabla 2.8 Resumen de promedios extrapolados a 35m para ambas estaciones	37
Tabla 2.9 Valores estadísticos a diferentes alturas de velocidad de viento.	38
Tabla 2.10 Frecuencia relativa y frecuencia relativa acumulada.	39
Tabla 2.11 Valores de la función $P(v)$	42
Tabla 2.12 Valores de la función $P(v)$	43
Tabla 2.13 Valores de energía disponible a diferentes alturas.	48
Tabla 3.1 Relaciones $V_{mp}/\langle v \rangle$ y $[v^*]/\langle v \rangle$ (distribución weibull parámetro k)	53
Tabla 3.2 Potencia con $D= 5m$	54
Tabla 3.3 Comparación de perfiles aerodinámicos estudiados.	60
Tabla 3.4 Variación de los coeficientes de arrastre y sustentación con el ángulo de ataque. ..	64
Tabla 3.5 Características principales del convertidor.	74
Tabla 3.6 Parámetros de operación del inversor del inversor DMWG5KSTL.....	75
Tabla 4.1 Características de algunas baterías.	88

INTRODUCCION

En el presente estudio se desarrolla el diseño de un sistema tipo de un aerogenerador de baja potencia, se parte de una investigación teórica acerca de los sistemas de generación eólica, sus componentes, ventajas, desventajas, etc. Con el fin de aportar un amplio panorama sobre dichos sistemas. Además, se incluye la base teórica sobre la circulación de los vientos y la manera en que se realiza el estudio de los mismos para realizar un emplazamiento eólico y obtener resultados favorables técnica y económicamente.

En el segundo capítulo se desarrolla un estudio estadístico sobre los datos de viento brindados por el Ministerio de medio ambiente y recursos naturales (MARN), enfocándose en determinar la factibilidad técnica para realizar un emplazamiento eólico en la zona de interés (las edificaciones del gran san salvador), tomando en cuenta variables como la velocidad de los vientos, dirección de los mismos y potencia disponible.

En el tercer capítulo se aborda a detalle el diseño de un aerogenerador de baja potencia, partiendo de los resultados obtenidos en el capítulo dos, se plantea una potencia que se pretende de obtener anualmente y a partir de este dato se obtiene el área a utilizar junto con los demás factores de interés como lo son el perfil eólico, el tipo de generador y acumuladores, cabe señalar que el diseño se enfoca principalmente en las partes eléctricas del sistema y en aquellas mecánicas que resultan indispensables para el correcto dimensionamiento del aerogenerador.

Estudiaremos distintos diseños de aerogeneradores y que mejor se adapte a las condiciones de trabajo, poder mejorar considerablemente la matriz energética del país y poder diseñar y de esta manera seleccionar bajo las condiciones de viento adecuadas a la que fuera sometido un aerogenerador de baja potencia adecuando bajo condiciones de diseño, estudiar la factibilidad de este mismo y que alcance los requerimientos necesarios para suplir las necesidades de diseño.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL

- ✓ Estudio de factibilidad y diseño de un sistema de generador eólico a pequeña escala tipo para implementar en edificaciones.

OBJETIVO ESPECIFICOS.

- ✓ Recolección de información sobre velocidades de viento a diferentes alturas de registros de estaciones meteorológicas ya existentes.
- ✓ Elección del tipo de turbina eólica bajo parámetros de diseño.

Justificación

La energía eléctrica es uno de los recursos más importantes para el desarrollo sostenible del ser humano, por lo cual la búsqueda de sistemas de generación que sean renovables y limpias representa uno de los objetivos principales de nuestras sociedades. Según los estudios realizados hasta el momento se determina que nuestro país es propicio para el desarrollo de la tecnología de generación eólica, construir parques eólicos representa grandes inversiones de tiempo y dinero y una manera de aprovechar eficientemente nuestro potencial eólico sin generar costos extremadamente elevados es utilizar generadores eólicos a pequeña escala, la cual podría representar una alternativa nueva para la generación de energía eléctrica a pequeñas demandas.

1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se encuentra entre las fuentes de energías renovables y se origina mediante las corrientes de viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que luego se transforma en otras formas útiles de energía para los diferentes usos del ser humano. El calentamiento no uniforme de la superficie terrestre debido a la radiación solar, origina los vientos. Alrededor del 1 y el 2 % de la energía que proviene del sol, se convierte en viento. Durante el día, los continentes transfieren una mayor cantidad de energía solar al aire que las masas de agua, haciendo que este se caliente y se expanda, volviéndolo menos denso por lo cual se eleva. El aire más frío y pesado proviene de los mares, océanos y grandes lagos, cuando pone en movimiento pasa a ocupar el lugar dejado por el aire caliente. Así es como la energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Actualmente, el uso principal que se le da a la energía eólica es para producir electricidad a través de aerogeneradores conectados a las grandes redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el salvador para 19 de agosto del 2019, se inicia el primer parque eólico este se construirá en el municipio de Metapán del departamento de Santa Ana, actualmente el proyecto cuenta con un avance del 95% y se proyecta que finalice la construcción en el mes de marzo del 2022, el parque eólico Ventus de 54MW comprende 15 turbinas Vestas, este aumentara en El Salvador la capacidad de generación de energía renovable y evitará la emisión de aproximadamente 200 toneladas de CO2 por año de atmósfera, con este proyecto se pretende cubrir una demanda de 80,000 hogares salvadoreños.

Los últimos estudios demuestran que para el año 2020 se determinó que a nivel mundial se agregaron 114 GW, a la red de generación, lo que representa un aumento de al menos un 82% año tras año y esto marca un récord para las energías limpias, esta investigación fue llevada a cabo por Wood Mackenzie. Donde se asevera que las cifras representan el total más alto registrado a nivel mundial.

1.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA.

- Es un tipo de energía renovable, debido a que su origen es a través de procesos atmosféricos que se originan a través de la energía que llega a la tierra procedente del sol.
- Es energía limpia ya que no requiere de combustión, por lo cual no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes, de esta forma evita el incremento del efecto invernadero y otras posibles repercusiones en el cambio climático.

- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo, en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas o muy empinadas para ser cultivables, etc.
- Puede ser instalada en suelos con múltiples usos, por ejemplo, prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patatas, remolacha, etc.
- Genera múltiples empleos tanto en las plantas de ensamblaje como en la instalación.
- El desarrollo de su instalación es relativamente rápido, entre 4 y 9 meses para instalaciones de gran tamaño y capacidad de generación.
- Su inclusión en una red eléctrica permite, cuando hay condiciones de viento adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Es posible la utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la energía solar fotovoltaica, permite la auto-alimentación de viviendas, logrando autonomías superiores a las 82 horas, con lo cual se puede incluso evitar la necesidad de conectarse a redes de suministro.

1.2 INCONVENIENTES CON LA ENERGÍA EÓLICA

1.2.1 Factor de planta

El mayor problema de consideración en cuanto a la generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores se origina en la **variabilidad de los vientos**, dicha variabilidad radica tanto en las velocidades de los vientos como en la dirección en la que se desplazan los vientos, lo cual afecta directamente en el factor de planta del sistema de generación de energía instalado. Se entiende el factor de planta como el cociente entre la energía real generada por el sistema instalado durante un período (generalmente un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período las 24 horas y los 365 días del año, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos.

El factor de planta indica la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. No debe confundirse con disponibilidad de planta. A nivel mundial los valores típicos de factor de planta para diferentes medios de generación de energía eléctrica son los siguientes:

- Parque eólico: 20-40%.
- Planta fotovoltaica: 17-34%
- Central hidroeléctrica: 60%.
- Central nuclear: 60%-98%.

- Central termoeléctrica a carbón: 70-90%.
- Central de ciclo combinado: 60%
- Central Geotérmica: 15-51%

1.2.2 Aspectos técnicos

Los aspectos técnicos a considerar son los siguientes.

- Para distribuir la electricidad producida por cada parque eólico es necesario construir una línea de alta tensión que sean capaces de conducir el máximo de electricidad que produzca la instalación.
- Uno de los principales inconvenientes técnicos de los aerogeneradores es el denominado hueco de tensión.
- Se requiere de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, sin embargo, existe también una limitación superior: una máquina puede generar al máximo de su potencia, pero si la velocidad del viento sobrepasa las especificaciones técnicas del aerogenerador, es obligatorio desconectarlo de la red o realizar un cambio en la inclinación de las aspas para que estas dejen de girar, debido a que su estructura puede resultar dañada por los esfuerzos presentes en el eje y en la estructura en general.

1.2.3 Hueco de tensión

Es una reducción brusca de la tensión de alimentación de una red eléctrica a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión declarada, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto período de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión tiene una duración de entre 10ms (medio ciclo 50hz) y un minuto. Los huecos de tensión se pueden dar en una, dos o tres fases. Este tipo de inconvenientes pueden superarse incorporando sistemas de almacenamiento al parque Eólico.

1.3 Consideraciones medioambientales

La generación de energía eléctrica con energía eólica supone un efecto muy positivo el cual se refleja en primer plano en los nulos niveles de emisiones de gases contaminantes emitidas, en comparación con las producidas en centrales térmicas.

Fundamentalmente, los impactos medioambientales dependen del emplazamiento seleccionado para la instalación, además de su tamaño y de la distancia a las zonas de concentración de población. Probablemente, el único impacto de carácter negativo es el visual, el cual tiene un carácter muy subjetivo.

Las alteraciones principales que se dan como consecuencia de la instalación de turbinas eólicas son:

- Impacto sobre la avifauna
- Impacto visual
- Impacto por ruido
- Impacto a la flora y erosión
- Otros (interferencias electromagnéticas, efecto sombra, etc.)

1.4 Factores de costes de la energía eólica.

Un gran avance de la energía eólica es el haber alcanzado la paridad de red (el punto en el que el coste de esta energía es igual o inferior al de otras fuentes de energía tradicionales) a algunas áreas de Europa y de Estados Unidos a mediados de la década del 2000. La caída de los costos continúa impulsando el desarrollo e implementación de esta fuente de energía renovable. El precio del kW/h eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. Sin embargo, la instalación de un parque eólico requiere de una considerable inversión inicial, pero posteriormente a su instalación no presenta gastos tan elevados como otras fuentes de energía cuyos costos de operación son excesivamente altos, inclusive, este coste se ha visto reducido con la mejora tecnológica de las turbinas más recientes.

Para determinar el coste de la unidad de energía producida en instalaciones eólicas se requiere de un cálculo bastante complejo. Para su evaluación se deben tener en cuenta diversos factores, entre los cuales se destaca:

- El coste inicial o inversión inicial: el coste del aerogenerador incide en aproximadamente el 60 o 70 %. El costo medio de una central eólica es, hoy, de unos \$1,454.5 por kW de potencia instalada (en Europa) y variable según la tecnología y la marca que se vayan a instalar. En el Salvador el parque Eólico de la empresa Ventus Ubicado en las afueras de la ciudad de Metapán con una potencia de 54 MW tiene un costo de \$85.8 millones de dólares, es decir \$1583.33 por KW instalado.
- La vida útil de la instalación (aproximadamente de 20 años) y la amortización de este costo tiene períodos de recuperación de la inversión de entre 7 Y 10 años.
- Los costos financieros.
- Los costos de operación y mantenimiento anual (variables entre el 1 y el 3 % de la inversión).

- La energía global producida en un período de un año, es decir, el factor de planta de la instalación. Esta se define en función de las características del aerogenerador y de las características del viento en el lugar donde se ha emplazado. Este cálculo es bastante sencillo puesto que se usan las curvas de potencia certificadas por cada fabricante y que suelen garantizarse entre el 95 y el 98 % según cada fabricante. Para algunas de las máquinas que llevan ya funcionando más de 20 años se ha llegado a alcanzar el 99 % de la curva de potencia.

1.5 Circulación general de los vientos en el planeta.

Cuando se calienta el aire en el Ecuador, asciende y es sustituido por el aire más próximo a los polos, formándose así la llamada circulación por celda de Hadley, la cual se vuelve inestable a unos 30° de latitud y da lugar a unos vientos generales. Pero este flujo no se proyecta de manera directa sobre los polos debido a la fuerza de Coriolis la cual se origina como consecuencia del movimiento de rotación de la tierra, que modifica su curso; por lo que esta fuerza depende directamente de la velocidad del viento y de la rotación de la tierra, por lo que las masas de aire caliente se desplazan por esta circunstancia hacia el este; la circulación general es semejante y simétrica en cada uno de los dos hemisferios, (ver ilustración 1.1), yendo de oeste a este en el hemisferio norte.

El eje principal de esta circulación es una corriente en chorro que se produce por encima de los 10 km a una presión de 300 mbar; se trata de un viento del oeste que, en el hemisferio norte, se localiza hacia el paralelo 45°, siendo su velocidad media de 200 km/h, pero puede llegar a sobrepasar los 500 km/h.

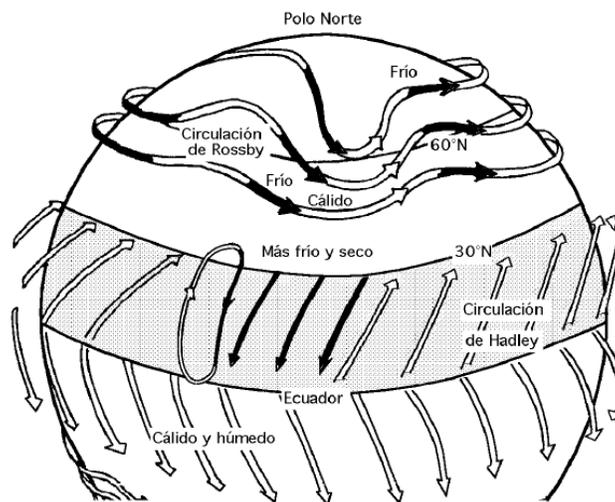


Ilustración 1.1 Circulación general de los vientos

A lo largo del eje del chorro circulan múltiples corrientes de aire las cuales se mueven a velocidades diferentes. El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que tanto la presión de la atmósfera, como la del aire, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones o ciclones), debido a la aceleración de Coriolis.

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio norte existe un centro anticiclónico en el polo, un eje de depresión hacia los 60°N, un eje anticiclónico hacia los 30°N, conocido como cinturón subtropical, y una banda de depresión hacia el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

Un esquema de vientos generales es el siguiente:

- Entre 90°N y 60°N, aire ártico (muy frío) (Circulación de Rossby).
- Entre 60°N y 40°N, aire polar (frío).
- Entre 40°N y 5°N, aire tropical (templado).
- Entre 5°N y 5°S, aire ecuatorial (cálido).

En el límite de estas diferentes masas de aire existen zonas conflictivas o zonas frontales; así se puede decir que:

- Entre el aire ártico y el aire polar existe el frente ártico.
- Entre el aire polar y el aire tropical, existe el frente polar.
- Entre el aire tropical y el aire ecuatorial, existe la zona de convergencia intertropical, en la que soplan vientos regulares (alisios) del nordeste, (Corriente de Hadley).

Las múltiples masas de aire, al igual los ejes de depresión (60°) y anticiclónicos (30°), se desplazan según las estaciones en el sentido del movimiento aparente del sol en el hemisferio norte, en invierno una traslación general hacia el norte, y en verano hacia el sur. En el hemisferio sur sucede lo contrario; estos vientos se denominan monzones.

Sin embargo, las condiciones generales de los vientos son modificadas localmente por temporales y gradientes de temperatura originados por los desiguales calentamientos de superficies de tierra y agua o por diversos accidentes orográficos; puede considerarse que los vientos son dirigidos por determinados centros de acción de la atmósfera, siendo lo más frecuente que su desplazamiento sea en sentido horizontal.

1.6 Distribución o perfil del viento cerca del suelo

La manera de determinar el perfil de velocidad cerca del suelo se puede realizar de manera abreviada utilizando la más común de todas las expresiones, es decir la ley exponencial de Hellmann la cual relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y es expresada en la ecuación siguiente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Dónde:

v: Velocidad a la altura *H*.

*v*₀: Velocidad a la altura *H*₀ (frecuentemente referida a una altura de 10m).

α: Coeficiente de fricción o exponente de Hellman.

El coeficiente se determina en función de la topografía sobre la cual se está midiendo la velocidad del viento, usualmente se utiliza un valor de 1/7 para terrenos abiertos. Además de debe considerar que este parámetro puede experimentar variaciones para un mismo sitio desde un valor de 1/7 durante el día hasta 1/2 durante la noche. A la ecuación anterior también se le conoce como la ley de potencia y cuando el valor de *α* es igual a 1/7, se le denomina, ley de potencia de un séptimo.

En la ecuación anterior, el parámetro *α* se determina empíricamente y se puede utilizar la ecuación para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10m hasta 100m o 150m siempre y cuando no haya obstáculos en forma de picos agudos a lo largo del terreno. El exponente *α* experimentara variaciones con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, lo anterior se ha comprobado en análisis realizados en varias partes del mundo por ejemplo como se muestra en la ilustración 1.2 Existen tablas de valores del exponente de Hellmann, las cuales se dan en función de la rugosidad del terreno y que en general dan los datos indicados en la tabla 1.1:

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción (<i>α</i>)
Lagos, océanos, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivos, setos o vallas, y arbustos	0.20

Campos boscosos con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Tabla 1.1 Coeficiente de fricción de Hellmann, para diferentes tipos de terreno

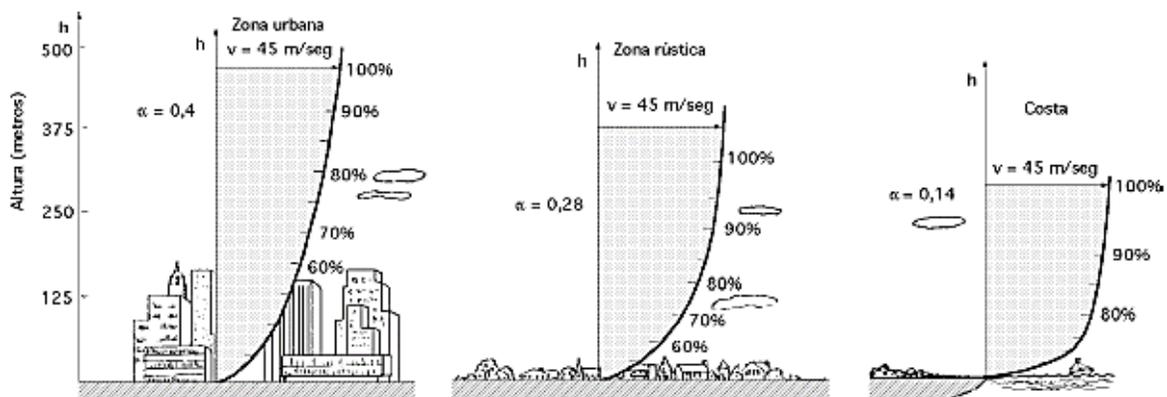


Ilustración 1.2 Ejemplos de perfiles de vientos con diferentes obstáculos cerca del suelo

Un factor esencial en las instalaciones para aerogeneradores es la torre ya que se encarga de mantener a la turbina sobre la turbulencia del aire que existe cerca de la tierra debido a obstáculos tales como montañas, edificios y árboles. Una regla empírica consiste en instalar una turbina de viento en una torre con la parte inferior de las aspas del rotor al menos 9m sobre cualquier obstáculo que esté a 90m de la torre a la redonda

Subir un generador de 10 kW de una torre de 18m de altura a una torre de 30m reflejara un incremento del 10% en el costo del sistema, pero se logra producir 29% de más potencia.

Al subir las alturas de las torres sobre el nivel de la tierra en los sitios de viento, se incrementan las velocidades del viento. Este fenómeno, se denomina en la industria del viento como “*wind shear*”, el cual presenta una oportunidad para mejorar la parte económica de una inversión eólica al disponer de turbinas de viento en torres más altas.

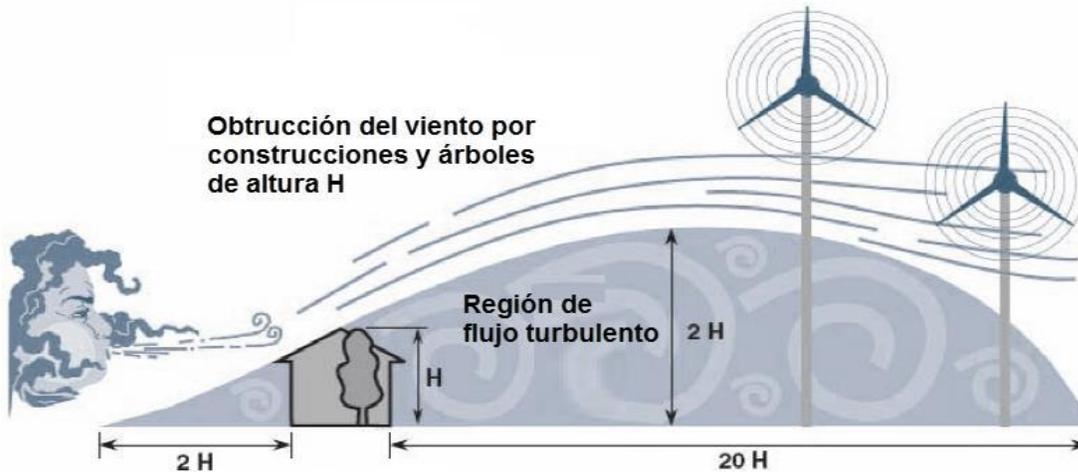


Ilustración 1.3 Efecto de los obstáculos sobre las velocidades del viento en un sitio determinado

1.7 Energía eólica en El salvador.

1.7.1 Ubicación geográfica y clima de El Salvador

El Salvador es el país más pequeño y más densamente poblado de Centroamérica (ver ilustración 1.4), tiene su meridiano estándar en 89° oeste y latitud 13°. La superficie terrestre es de 21,041 Km². El país se conforma por una meseta central recortada por valles fluviales, entre los que destaca el valle del río Lempa, su cauce fluvial de mayor longitud. Esta meseta está flanqueada por dos cadenas montañosas de origen volcánico: la primera corre paralela al océano pacífico y la segunda constituye la frontera con Honduras. Posee una estrecha llanura costera en el pacífico de menos de 24 Km de anchura. En el extremo norte se localizan altas y escarpadas montañas. La meseta central tiene una altitud promedio de 600m. El punto más alto del país es el volcán de Santa Ana, con 2,385m, situado en la cadena costera.

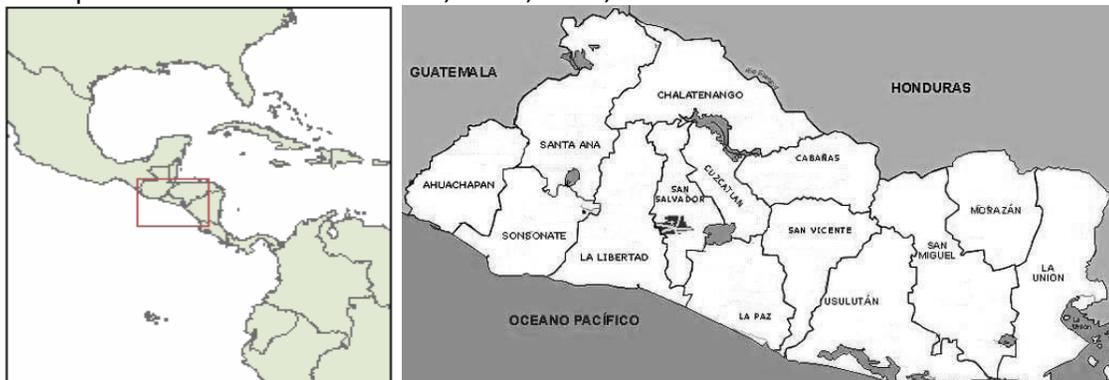


Ilustración 1.4 Ubicación geográfica de El salvador, en la América Central

Desde el punto de vista climatológico, El Salvador se encuentra situado en la parte exterior del Cinturón Climático de los Trópicos, caracterizado por tener unas propiedades térmicas casi constantes durante todo el año y dos estaciones muy marcadas, una lluviosa y otra seca. Otra característica del clima en El Salvador son los vientos alisios, descritos en la tabla siguiente, predominantes de rumbo aproximando NE y los Nortes, que transportan aire frío procedente del Ártico hacia los trópicos. Se puede observar, también, un buen desarrollo del sistema que lleva aire del mar hacia tierra y sus zonas inmediatas.

Tipo de viento	Descripción
<p>Vientos alisios de carácter regional</p>	<p>El Salvador está sometido a la influencia de los vientos alisios, que son los más constantes de todo el planeta. Estos soplan en la dirección NE desde las regiones de altas presiones de las latitudes medias hacia la zona de calmas ecuatoriales o frente intertropical. Estos vientos afectan con mayor intensidad las zonas de mayores alturas del territorio.</p>
<p>Vientos de carácter local: brisas mar-tierra</p>	<p>Poseen dos direcciones, la primera se produce en sentido mar-tierra durante el día, debido al gran calentamiento que se opera en la superficie terrestre, que provoca una zona de menor presión. Mientras, sobre la superficie del océano Pacífico, se encuentra más fría, y se genera una zona de mayor presión, lo que provoca la circulación del aire. Estas brisas marinas pueden llegar a penetrar hasta unos 100Km tierra adentro, llegando hasta el valle medio del río Lempa. Por la noche se produce el fenómeno contrario, debido a la rápida pérdida del calor del continente, y el mayor calentamiento de la masa de agua del océano.</p>
<p>Vientos de carácter local: brisas montaña-valles</p>	<p>Estos vientos poseen dos direcciones en función del momento del día. Durante el día las zonas más altas del país se calientan más rápido que los valles y mesetas, por lo que se generan vientos locales que soplan desde</p>

los valles y mesetas hacia las zonas montañosas (brisas del valle). Cuando llega la noche las zonas altas del país se enfrían rápido, mientras que las zonas bajas (valles y mesetas) pierden lentamente el calor acumulado durante el día, por lo que las brisas soplan desde las zonas montañosas hacia los fondos de los valles y mesetas (brisas de montaña).

Tabla 1.2 Régimen de vientos en el salvador

1.7.2 Antecedentes de la determinación del potencial eólico en El Salvador

Históricamente no se han realizado muchos estudios sobre la determinación del potencial eólico en El Salvador. Uno de los pocos con los que se cuenta corresponde a “El viento en Centroamérica” realizado por NRECA en la década de los años 80. Las principales conclusiones de este estudio para el caso de El Salvador fueron:

- Se instalaron estaciones en tres sitios distintos para realizar mediciones de potencial eólico: ubicados en zona sur del departamento de Santa Ana, al este del lago de Coatepeque; zona sur-oeste del departamento de la Libertad; y zona centro-oeste del departamento de San Miguel, limítrofe con el departamento de Usulután. Mediciones con sensores de velocidad y de dirección a 15 y 30 metros de altura en torres de tipo NRG.
- Se utilizó la información de 71 estaciones meteorológicas ubicadas la región centroamericana que medían velocidad del viento. Las alturas se homogenizaron a 30 metros de altura utilizando la ecuación descrita anteriormente en este documento, en donde el coeficiente de rugosidad es igual a 1/7. En algunas estaciones se corrigieron los datos por un factor de deterioro del equipo de medición.
- En El Salvador existe un fuertemente marcado patrón de viento estacional. El primero es el patrón general de vientos de la región (alisios) el cual alcanza su mayor velocidad entre los meses de octubre a febrero. El otro sistema importante en la región es el de las brisas del mar que se contrapone al sistema general y el cual alcanza sus mayores velocidades en los meses de abril a septiembre.
- La región salvadoreña no dispone de zonas de altas velocidades de viento; las más altas se ubicarían en la parte central hacia el norte (5-6 m/s). En el resto del país se observan

velocidades entre 4-5 m/s con un patrón constante a lo largo del año. Estas velocidades son a 30m sobre el nivel de la superficie de la tierra.

En la sección diagnóstico-clima del “*Plan Nacional de Ordenamiento y Desarrollo Territorial*” referencia dos estudios que tratan sobre la determinación del potencial eólico en El Salvador. Las principales conclusiones de cada uno de ellos se presentan a continuación:

A. “Extracción de agua subterránea con energía eólica en El Salvador” (realizado en la UPES en 1987).

El objetivo fue elaborar el mapa eólico de El Salvador para utilizar esta energía en la extracción de aguas subterráneas. Utilizando la información de 20 estaciones meteorológicas para las mediciones de velocidades del viento determinó que las velocidades más altas de 15 minutos se dan entre noviembre y marzo con valores de 13.9 m/s en la costa, llegando incluso a alcanzar los 47.2 m/s en las cimas de las montañas, por encima de la cota de los 1,600 msnm. Luego de analizar los resultados estadísticos se infiere que en la mayoría de las estaciones el promedio de la velocidad del viento oscila entre los 2.22 – 3.61 m/s. Del estudio anterior, las estaciones que presentan las mayores velocidades medias anuales se presentan en la tabla 1.3 que se muestra a continuación:

Código	Nombre y departamento.	Velocidad media anual (m/s)	Densidad de potencia media anual (W/m ²)	Densidad de energía media anual (kWh/m ²)
A-35	Cerro Verde (Santa Ana)	4.39	116	1040
A-31	Planes de Montecristo (Santa Ana)	3.14	70	629
Z-4	La Galera (Morazán)	2.86	57	519

Tabla 1.3 Áreas de mayor potencial eólico, de acuerdo a estudio de la UPES.

B. “Primer plan nacional de desarrollo energético integrado 1988-2000”, (publicado en enero de 1988 por la CEL).

Las conclusiones son similares a las obtenidos por el estudio de la UPES. La mayoría de estaciones de medición del viento tienen densidades de energía anual comprendidas entre 100 – 500 kWh/m² y sólo tres de las 20 estaciones están por encima de 500 kWh/m², destacándose la del Cerro Verde con 1,040 kWh/m².

También se puede hacer mención de un estudio que se realizó en noviembre de 1994 Alexandre de Lemos Pereira del Centro Brasileiro de Energía Eólica realizó con apoyo de la UCA, MARN y la CEL el estudio “*Site selection for wind power project in El Salvador*” (La elección del lugar para el proyecto de energía eólica en El Salvador). Este proyecto se ejecutó con fondos del proyecto SWERA-UCA y con el apoyo del laboratorio de SIG de la UCA. Las principales conclusiones de este estudio fueron:

Después de aplicar los criterios establecidos en ese programa, ubicaron cuatro sitios importantes con potencial eólico: Metapán, se localizó una pequeña cresta en la loma de Santa Cruz, cerca de la ciudad de Metapán a 600 msnm (14.345140 N y 89.477977 O); San Isidro, localizado en un valle relativamente plano cerca de la villa de San Isidro a una altitud de 780 msnm (13.793907 N y 89.559193 O); La Hachadura localizada cerca de la frontera con Guatemala a lo largo de la carretera CA2 en la costa, a una altitud de 50 msnm (13.853474 N y 90.082879 O); y Monteca localizado a 900 msnm en una planicie cercana a la frontera con Honduras con acceso difícil desde la ciudad de Santa Rosa de Lima (13.87799 N y 87.85512 O).

El equipo de estudio de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), coordinados por medio del Consejo Nacional de Energía (CNE), ejecutó el “Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en la República de El Salvador”. Como resultado del estudio se elaboró el mapa del potencial eólico en todo el país, cuyo objetivo principal es el de identificar áreas con potencial eólico idóneo. Como resultado del análisis del potencial eólico en El Salvador, se han reconocido las siguientes zonas de gran potencial:

- Área montañosa del suroeste (área al sur de la cordillera Apaneca-Illamatepec).
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cordillera Alotepeque-Metapán).
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cadena interior, hacia la frontera).

Para realizar el mapa se utilizaron referencias de altura y los niveles de altura para calcular el potencial eólico de los mapas que se elaboraron en este estudio son de 30, 50 y 80 metros sobre el nivel del suelo. Del estudio antes mencionado se presenta en la tabla 1.4 y en la ilustración 1.5 que se muestra a continuación en donde se muestran los datos obtenidos de 12 puntos de medición que se utilizaron.

Punto o área	Latitud (Grados)	Longitud (Grados)	Altitud (metros)	Velocidad media anual del viento (m/s)			Potencia anual del viento (W/m ²)		
				30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	13.6181	- 89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1,010.2
2	13.7569	- 89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1,036.7

3	13.8403	-	1,796	8.20	8.52	8.69	1,072.2	1,231.2	1,348.9
		89.8079							
4	13.8727	-	1,925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
		89.6875							
5	13.8449	-	2,096	8.19	8.48	8.55	1,100.8	1,237.1	1,281.8
		89.6273							
6	14.1134	-	1,318	8.22	8.87	9.33	806.0	1,013.6	1,193.8
		89.7245							
7	14.4236	-	2,214	8.61	8.95	9.08	1,183.2	1,363.3	1,460.1
		89.3773							
8	14.2477	-	1,266	7.26	7.81	7.96	1,029.6	1,287.6	1,402.6
		89.0069							
9	14.1458	-	1,447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
		88.9144							
10	14.1273	-	1,178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
		88.8773							
11	14.1181	-	1,101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
		88.8773							
12	13.8727	-	1,001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1,103.1
		87.7986							

Tabla 1.4 Datos obtenidos en el estudio para el plan maestro a diversas alturas

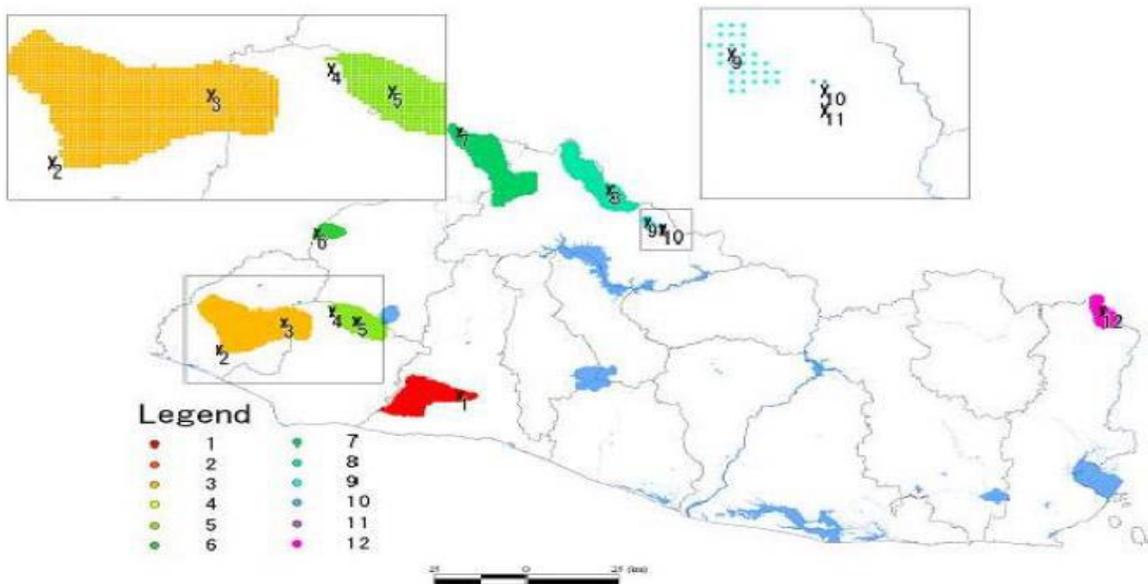


Ilustración 1.5 Sitios con potencial eólico en el salvador.

1.8 Determinación del potencial eólico adecuado.

Para considerar el diseño de una turbina eólica se tienen dos opciones en cuanto a los valores de referencia a tomar, en específico los valores de velocidad del viento en una zona específica, Cerro Verde. La primera opción es el estudio realizado en el Proyecto SWERA – El Salvador y como segunda opción se tiene el estudio realizado por la Agencia de Cooperación

Internacional de Japón (JICA) para el “Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en la República de El Salvador”.

Se tomaran como referencia el estudio del proyecto SWERA-El salvador, ya que estos se verifican con instrumentos a alturas menores (15-30 metros) en comparación con los datos obtenidos por JICA (30 – 80 metros); dado el bajo factor de planta para el que se diseña la turbina y por las facilidades de construcción y económicas en etapas siguientes.

1.8.1 La clase de potencia del viento

Se define como el rango de densidades de potencia del viento (en watts por metro cuadrado de área barrida por el rotor, es decir, un área perpendicular al flujo de viento) a la clase de potencia de viento, esto a una altura dada sobre el nivel del suelo. NREL ha desarrollado estos mapas valiéndose de un sistema computarizado de mapeo analítico y empírico que combina con modelos matemáticos una variedad de conjuntos de datos de clima. El mapa eólico de El Salvador desarrollado por NREL en el 2004 aparece en la ilustración 1.6 que se muestra a continuación y posteriormente en la tabla aparecen las clases de viento encontradas en los estudios realizados por NREL.

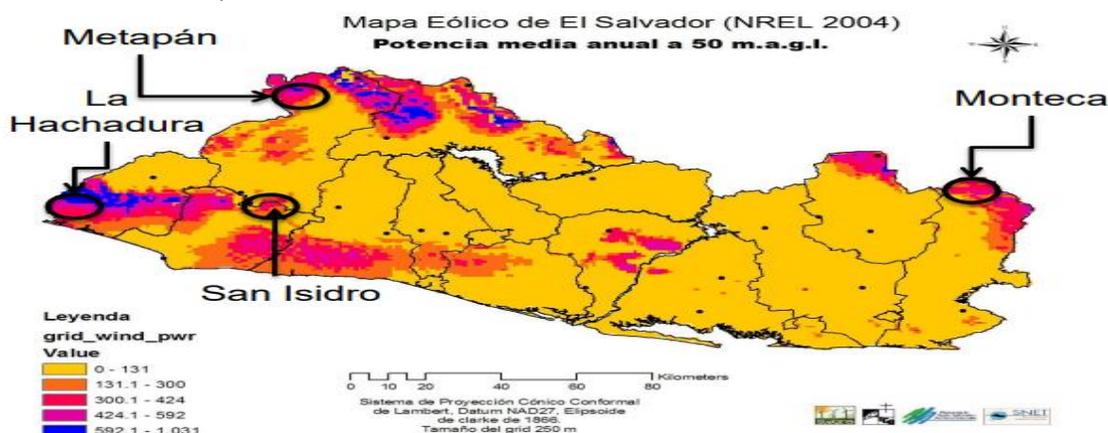


Ilustración 1.6 Mapa eólico realizado por NREL

Clase	Potencial del Recurso	Velocidad del viento m/s 30 m de altura	Densidad de potencia del viento W/m2 30 m de altura	Velocidad del viento m/s 50 m de altura	Densidad de potencia del viento W/m2 50 m de altura
1	Pobre	0.0 - 5.1	0 - 160	0 - 5.6	0 - 200
2	Marginal	5.1 - 5.9	160 - 240	5.6 - 6.4	200 - 300
3	Considerable	5.9 - 6.5	240 - 320	6.4 - 7.0	300 - 400
4	Bueno	6.5 - 7.0	320 - 400	7.0 - 7.5	400 - 500
5	-	7.0 - 7.4	400 - 480	7.5 - 8.0	500 - 600
6	-	7.4 - 8.2	480 - 640	8.0 - 8.8	600 - 800
7	-	8.2 - 11.0	640 - 1600	8.8 - 11.9	800 - 2000

Tabla 1.5 Tipos de viento definidos según NREL

1.8.2 Cuantificación del recurso de viento.

Datos deseables de mediciones de viento cercanas al sitio de interés son:

- Promedio mensual de la velocidad del viento.
- Elevación del sitio
- Rosa de viento (dato de la frecuencia de la velocidad y dirección del viento, que muestran direcciones en las que el viento es más fuerte y más débil). Las rosas de viento son una especie de huella meteorológica. Un vistazo a la rosa de vientos es extremadamente útil para situar turbinas eólicas.
- Exposición del sitio (terreno local, montañas, valles, cobertura vegetativa y estructuras construidas por el hombre). Un sitio bien expuesto es aquel que no tiene influencias de árboles o edificios.
- Rugosidad de la superficie (ver tabla 1.6).
- Alturas sobre el nivel del suelo.
- Recuperación de datos (número de horas de datos válidos versus total de horas posibles).

Rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Tipo de paisaje
0	0.0002	Superficie del agua.
0.5	0.0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0.1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0.4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3.5	0.8	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1.6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Tabla 1.6 clases y longitudes de rugosidad de acuerdo al atlas eólico europeo.

1.9 Principios de operación de un aerogenerador.

Una turbina eólica o aerogenerador, es una turbomáquina motora que intercambia una cantidad de movimiento con el viento, haciendo girar un rotor. En estas máquinas, la energía cinética del aire en movimiento proporciona energía mecánica a un rotor o hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, convirtiendo la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Los aerogeneradores pueden ser de “sustentación” o de “resistencia” en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como “fuerza motriz”. Para poder entender estos principios del aerogenerador nos referiremos a las turbinas de uso extendido en la actualidad, es decir, las de “sustentación” en ellas a diferencia de las de “resistencia”, el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión de la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica sobre la superficie de la pala como se puede observar en la ilustración 1.7.

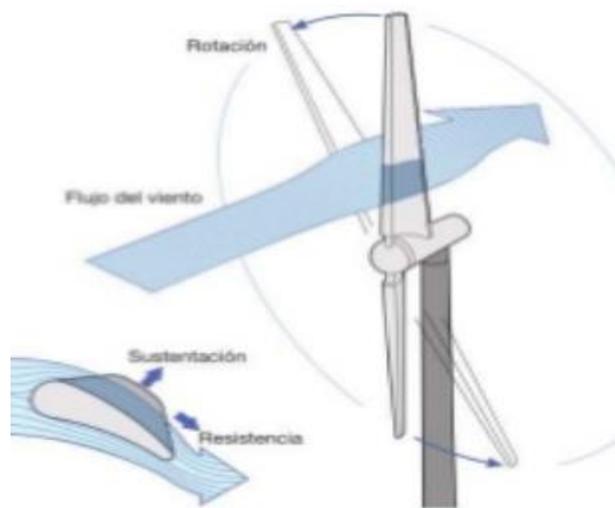


Ilustración 1.7 Sustentación aerodinámica en la superficie de una pala

Clasificación de las turbinas según la disposición de su eje.

1.10 Tipos de aerogeneradores

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden clasificarse en dos grupos:

- Aerogeneradores de eje vertical-VAWT (Vertical Axiz Wind Turbine)
- Aerogeneradores de eje horizontal- HAWT (Horizontal Axiz Wind Turbine)

Estos aerogeneradores VAWT, representan el 1% del total, mientras que se encuentran subdividas en:

- Aerogeneradores del tipo Savonius.
- Aerogeneradores del tipo Darrieus.
- Aerogeneradores híbridos Darrieus-savonius.

Entre los aerogeneradores HAWT, estos representan el 99% y se clasifican en:

- Aerogeneradores a barlovento (upwind).
- Aerogeneradores a sotavento (downwind).

Entre los aerogeneradores de eje horizontal el 99% de ellos son de 3 palas mientras que solamente el 1% son de dos palas.

1.10.1 Turbinas eólicas de eje vertical – tipo Savonius.

Las turbinas eólicas o aerogeneradores de eje vertical, son aquellas en las que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. El modelo Savonius como se muestra en la ilustración 1.8, es el modelo más simple y este consta de dos o cuatro chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro. Estas también se denominan “aerogeneradores de resistencia” ya que el par motor sobre el eje esta generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.



Ilustración 1.8 Aerogenerador Savonius.

Ventajas principales de los aerogeneradores Savonius son:

- Aerogenerador lento.
- Poca eficiencia.
- Utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado.

- Necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables.
- Necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador.
- Valido para aplicaciones de poca potencia.
- Poco ruido.

Aerogenerador de eje vertical tipo – Darrieus.

Patentado por G.J.M. Darieusen en 1931, como podemos ver en la ilustración 1.9, es el modelo de aerogeneradores de eje vertical de más éxito comercial. Consiste en un eje vertical asentado sobre el rotor, con dos o más finas palas en una curva unidas al eje por los dos extremos, el diseño de las palas es simétrico y similar a las alas de un avión, el modelo de curva utilizado para la unión de las palas entre los extremos del rotor es el de Troposkien, aunque puede utilizarse también catenarias. Evita las necesidades de diseños complejos en las palas como los necesarios en los generadores de eje horizontal, permitiendo mayores velocidades que las del rotor Savonius, aunque sin alcanzar las generadas por los modelos de eje horizontal, pero este necesita de un sistema externo de arranque.

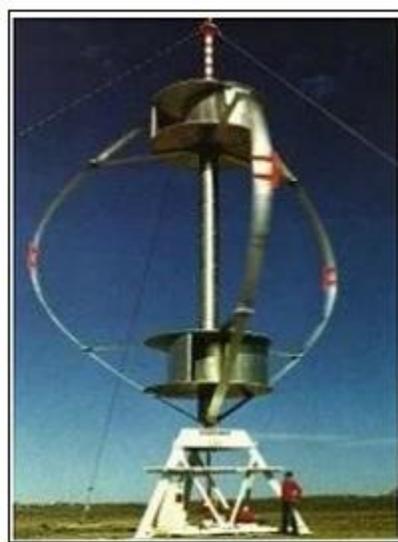


Ilustración 1.9 Aerogenerador de eje vertical tipo- Darrieus.

Las principales características de los aerogeneradores Darrieus son:

- Aerogenerador rápido.
- Eficiencia menor que los aerogeneradores de eje horizontal, debido también a que una gran parte de la superficie de las palas giran en las proximidades del eje a poca velocidad.
- Adaptación a los cambios de dirección del viento.
- Es funcional con vientos de poca magnitud.

- Necesita de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de uno de los valores aceptables.
- Necesidad de un dispositivo mecánico que controle el paro del aerogenerador.
- Es utilizable para aplicaciones de gran potencia.
- Es capaz de funcionar con vientos turbulentos.
- El multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse a nivel del suelo.
- Elevadas fluctuaciones del par mecánico motor.

1.10.2 Turbinas eólicas de eje horizontal.

Las turbinas eólicas o aerogeneradores de eje horizontal, donde estos aerogeneradores pueden ser de dos o tres palas dado que la velocidad de rotación disminuye al crecer el número de palas se detallan algunos parámetros en la tabla 1.7, mientras que el par aumenta, los rotores de dos palas giran más rápidamente que los de tres (40 rpm de media frente a 30 rpm de los tripala), de manera que el ruido es un poco mayor y a su vez se caracterizan en que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Esta es la tecnología que se ha impuesto, por su eficiencia y confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias. También se denominan HAWT (de sus siglas en inglés, horizontal axis wind turbine).

Dos palas	Tres palas
Menos coste del rotor y menor peso.	Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas.
Más ruidoso. (Velocidad periférica mayor).	Mayor estabilidad mecánica. (Fuerzas giroscópicas equilibradas).
Instalación más simple. (Ensamblaje en la tierra de la torre.)	Par motor más uniforme.
Mayor complejidad de diseño. (Necesita un buje basculante).	Menor impacto visual.

Tabla 1.7 Características de los aerogeneradores de 2 y de 3 palas.

Ventajas de las turbinas de eje horizontal

- Este tipo de generador está más aprobado por su mantenimiento es mucho más cómodo y que las piezas y la instalación es mucho más rentable.
- Su rendimiento es más rentable que el de eje vertical.

Desventajas de las turbinas de eje horizontal

- Necesitan de un mástil de 10 metros de alto como mínimo.
- Exigen un control cuidadoso, de lo contrario, son propensas a la fatiga de material y los daños estructurales.
- Hay que tener en cuenta que su instalación se debe hacer en áreas abiertas y sin obstáculos.

1.11 Componentes de los que consta un aerogenerador de eje horizontal.

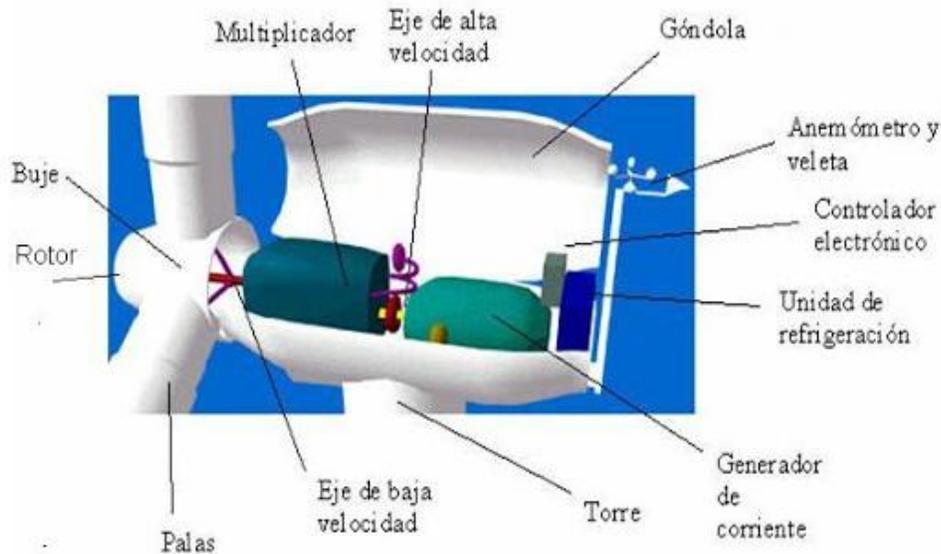


Ilustración 1.10 Partes principales de un aerogenerador.

1.11.1 La góndola o nacelle.

Es el chasis principal del aerogenerador se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica.

1.11.2 El buje del rotor.

Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto el trasmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola. La unión al eje debe de ser de forma rígida.

1.11.3 El rotor.

Las palas del rotor, construidas principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del equipo.

1.11.4 Eje de baja velocidad.

Este conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 10 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

1.11.5 Eje de alta velocidad.

El eje gira aproximadamente a 1500 revoluciones por minuto (r.p.m), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de

emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores del mantenimiento de la turbina.

1.11.6 Generador eléctrico.

Suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 6 y 12MW.

1.11.7 Mecanismo de orientación.

Es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

1.11.8 Controlador electrónico.

Tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación.

1.11.9 Sistema hidráulico.

Es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

1.11.10 Unidad de refrigeración.

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico.

1.11.11 Anemómetro y la veleta.

Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundos. El ordenador pasara por el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

1.12 Rango de potencia de las turbinas eólicas.

Las pequeñas turbinas están en el rango de 20 W a 100 kW. Las microturbinas (10 a 500 watts) se usan en una variedad de aplicaciones tales como carga de baterías de vehículos de recreación y lanchas. Las turbinas de 1 a 10 kW se usan en aplicaciones para bombeo de agua. Las turbinas para uso residencial varían en tamaño de 400 W a 100 kW dependiendo de la electricidad que se quiera generar. Una turbina de viento de 1.5 kW llenaría las necesidades de un hogar que requiera de 340 kWh por mes en algún lugar de El Salvador con una velocidad media anual de 6.25 m/s.

La potencia en el viento en W/m^2 es el parámetro fundamental que determina el éxito en un proyecto de viento. La producción de energía del viento a partir de una turbina cambia en proporción al cubo de la velocidad del viento.

La ley de betz y la máxima eficiencia de conversión dice que sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

La lógica indica que es imposible sustraer toda la energía cinética del aire, ya que de otro modo después de pasar por el aerogenerador el aire adquiriría velocidad cero, y dejaría de haber flujo de aire.

Se considera, hecho bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $[(v_1 + v_2)/2]$.

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo es:

$$\dot{m} = \rho A [(v_1 + v_2)/2]$$

Dónde:

\dot{m} : Flujo másico

ρ : Densidad del aire

A : Área barrida por el rotor

$[(v_1 + v_2)/2]$: Velocidad del viento promedio a través del área del rotor.

La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Sustituyendo, en la expresión anterior de potencia, la \dot{m} de la ecuación de masa de corriente se obtiene la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = \frac{\rho}{4} (A) (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Ahora, se compara este resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área A , sin ningún rotor que bloquee el viento. Llamamos a esta potencia P_0 :

$$P_0 = \frac{\rho}{2} A v_1^3 \quad (\text{Ec. 1.4})$$

La relación entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right)\right) \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Se puede dibujar la siguiente gráfica:

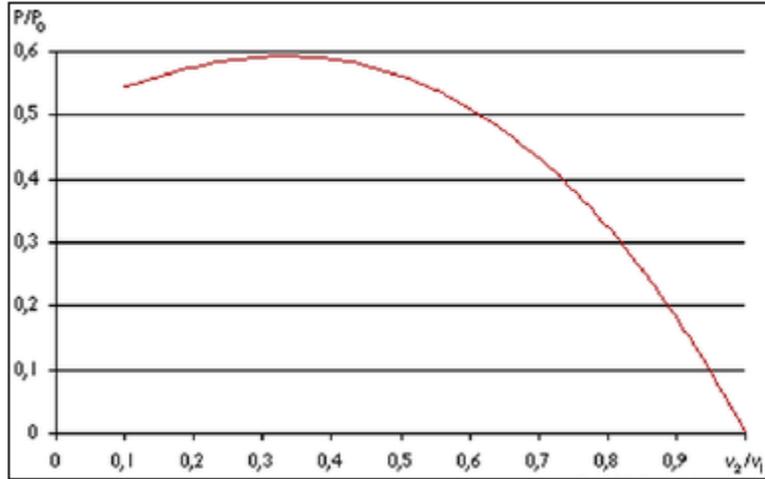


Ilustración 1.11 Curva de P/P_0 en función de v_2/v_1

Se observa que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces ó $16/27$ de la potencia total del viento.

El Teorema de Betz plantea un tipo de limitación semejante al teorema de Carnot que establece que el rendimiento que se puede obtener de un combustible en un motor de combustión será siempre inferior o igual a: $(T_0 - T_1)/T_0$. Por tanto, el rendimiento térmico nunca puede llegar a ser del 100%.

1.13 Partes de una turbina eólica

1.13.1 Hélice o palas

Son las responsables de capturar el viento y transmitir su potencia al buje mediante la rotación. Por lo general, están fabricadas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para dar mayor resistencia y vida útil. Materiales como la madera combinada con resina epóxica, o bien el aluminio y las aleaciones de acero, son por lo general solo usados en turbinas muy pequeñas dado que son pesados y vulnerables a la fatiga.

Pueden medir longitudes en el rango desde 1 metro hasta 100 metros y van conectados al buje del rotor. Como elemento arquitectónico se busca que sean fáciles de fabricar, y estructuralmente se busca que sean capaces de resistir las cargas a las que serán sometidas. Por lo general, los perfiles usados son los mismos que se utilizan en la industria aeronáutica y dependen de los fabricantes y las investigaciones realizadas por estos para mejorar sus características aerodinámicas. Su cantidad en una turbina es variada, pero por lo general son

una, dos o tres dependiendo de la potencia que se desea generar. Además, existen turbinas multipalas empleadas fundamentalmente en los molinos de viento para el bombeo de agua.



Ilustración 1.12 hélices de aerogeneradores horizontales.

1.13.2 Buje

Corresponde a un elemento de unión entre las palas (mediante un sistema de bridas y pernos) y el eje principal (mediante acoplamientos y anillos contractores). Se encarga de transmitir la fuerza del viento al interior de la góndola. En el caso de una turbina con tres palas la unión tanto de las palas y el eje debe ser de forma rígida.

Por lo general está fabricado de acero fundido o hierro. Si la turbina eólica posee caja multiplicadora, el buje se conecta al árbol de baja velocidad de la caja multiplicadora, convirtiendo la energía del viento en energía rotacional. Si la turbina es de conexión directa, el buje transmite la energía directamente al generador.



Ilustración 1.13 Buje de una turbina eólica.

La unión de las partes como frontal, hélices y buje es lo que se conoce como rotor. Gran parte de los rotores en la actualidad son horizontales y pueden contener articulaciones. Dentro de estas la principal y más conocida es la de cambio de paso, el cual permite cambiar el ángulo de ataque de las palas para regular la potencia extraída del viento en cada instante. Además, desempeña un rol en como freno aerodinámico.

1.13.3 Generador

Pieza encargada de convertirla energía mecánica de giro producida por el rotor en energía eléctrica. Para turbinas de gran potencia, se emplean generadores asincrónicos doble alimentados, en los cuales la velocidad de rotación puede ser variada, a diferencia de generadores asincrónicos convencionales. Los últimos se emplean más, ya que pueden conectarse directamente a la red y son más robustos y de menor mantenimiento. Además existe un tercer tipo de generadores, conocidos como generadores sincrónicos.

Hay diferencias entre los generadores sincrónicos y asincrónicos. Por lo general, un generador sincrónico no es posible conectarlo directamente a la red de corriente alterna con frecuencia constante, ante lo cual se hace necesario un elemento intermedio entre ambos conocido como convertidor de frecuencias. Pese a la presencia de un elemento intermedio, la ventaja de este tipo de generadores es que generan una mayor eficiencia de la turbina y una mejor compatibilidad con la red.

Los generadores eólicos de velocidad variable tienden a ser más tolerantes en su funcionamiento ante una falla, ya que pueden variar la velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor. La importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor (Santos, Castro y Martinez, 2012).

Finalmente, en términos eléctricos en los generadores grandes (es decir cuya potencia rodea los 100-150 kW) el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna. Esta corriente, luego se envía mediante un transformador (por lo general ubicado en la torre) para así elevar el voltaje entre los 10 a 30 mil voltios. La cantidad de voltios a transformar, dependerá de las norma de la red eléctrica dada la ubicación de la turbina.

1.13.4 Soporte o torre

Corresponde a un elemento estructural que sirve como soporte tanto como para la góndola y el rotor. Por lo general, suele medir entre 40 y 60 metros y está hecha de acero u hormigón armado (o bien una mezcla de ambos). Además, normalmente está hueca por dentro para permitir el acceso el acceso a la góndola.

Funcionalmente soporta todo el peso del aerogenerador, manteniendo elevado el eje horizontal de la turbina a una altura tal que le permita acceder a velocidades del viento mayores, pues en los puntos más cercanos al terreno se tiene que las velocidades son más bajas y con presencia de turbulencias.

1.13.5 Góndola

Contiene los componentes principales del generador y otros elementos, se utiliza como cubierta para proteger las distintas piezas de la turbina. En general, el personal de servicio puede acceder al interior de la góndola desde la torre.

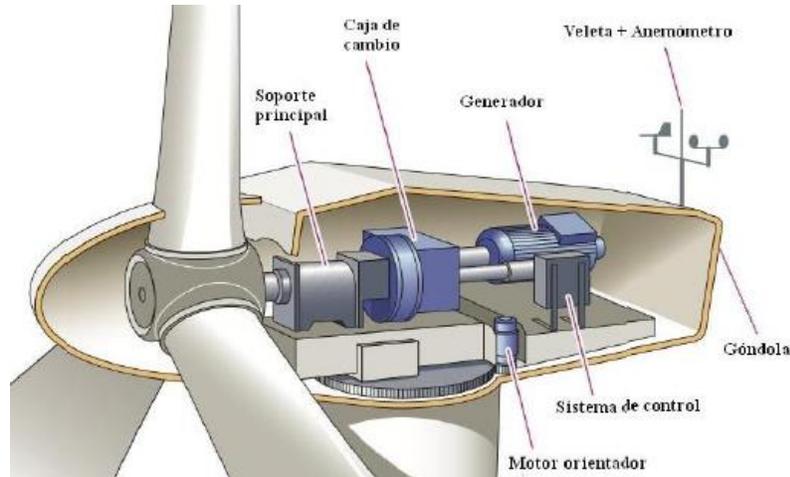


Ilustración 1.14 Góndola de turbina eólica y sus partes.

1.14 Marco regulatorio de energías renovables en el salvador

Existen normativas vigentes que avalan la forma correcta de realización de proyectos e inversiones que impliquen uso de energías renovables en nuestro país, de forma de incentivar el aumento de estos proyectos y normar a las entidades interesadas en invertir en los mismos. A continuación, se detallan los documentos más importantes:

1.14.1 Ley general de electricidad

Esta ley, vigente desde el año 1996, se encarga de normar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

La aplicación de los artículos contenidos en esta ley, tomará en cuenta los siguientes objetivos:

- a. Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;

- b. Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley;
- c. Uso racional y eficiente de los recursos;
- d. Fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población; y,
- e. Protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), será la responsable del cumplimiento de las disposiciones de esta ley.

“Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad”.

Este cuerpo legal, vigente desde el año 2007, tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

También establece el fomento del uso de fuentes renovables de energía, con el fin de contribuir a la protección del medio ambiente, al uso de los recursos renovables existentes en el país y al suministro eléctrico de calidad.

Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la esta Ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía, establecidas en el Art. 1 de esta Ley, gozarán de los siguientes beneficios e incentivos fiscales:

- a. Durante los diez primeros años gozaran de exención del pago de los derechos arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales para la generación de energía eléctrica, incluyendo la construcción de la línea de su transmisión necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución eléctrica.
- b. La exención del pago de los derechos arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de hasta 20 megavatios (MW) y deberá ser solicitada al Ministerio de Hacienda 15 días antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
- c. Exención del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de cinco (5) años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW) y de diez (10) años en el caso de los proyectos de menos de 10 megavatios MW; en ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.

- d. Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las “Reducciones Certificadas de Emisiones” (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a esta Ley.

1.14.2 Reglamento de la ley general de electricidad.

Este reglamento desarrolla los procedimientos necesarios para el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Electricidad. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es la responsable de su cumplimiento.

1.14.3 Política nacional de energía

Vigente desde el año 2009, los lineamientos y objetivos de la Política Energética Nacional dirigen su alcance para constituirse en un instrumento configurador de un nuevo escenario energético de mediano y largo plazo (2010-2024), que posibilite la ampliación de la capacidad y cobertura energética, mediante factores de eficiencia, optimización y ahorro. Asimismo, pretende contribuir al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.

El Consejo Nacional de Energía, como ente rector de la política energética y en sus facultades que por ley se le otorgan, ha definido los objetivos y la visión estratégica de la Política Energética Nacional mediante análisis sólidos y coherentes en un proceso de participación ciudadana a través del Comité Consultivo de carácter permanente del CNE.

Un aspecto importante para la elaboración de esta política es el conocimiento de la estructura actual del sector energético dentro de un marco comparativo de evolución y análisis, tanto de manera aislada como con el resto de los países centroamericanos.

1.14.4 Reglamento de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.

Este reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones pertinentes de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, así como establecer los procedimientos necesarios para su aplicación. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es la responsable de su cumplimiento.

2. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

La determinación de la factibilidad del proyecto se realizará a partir del análisis y estudio de las vías que se detallan a continuación, estudio de los datos de viento en la zona metropolitana de san salvador, determinación del potencial eólico y potencia disponible, determinación de costos del proyecto y disponibilidad de la tecnología a utilizar.

2.1 ESTUDIO DE LOS DATOS DE VIENTO EN LA ZONA METROPOLITANA DEL GRAN SAN SALVADOR.

Para efectos de elaborar un proyecto de tipo eólico es necesario realizar múltiples estudios, los cuales se centran principalmente en la velocidad y dirección del viento, de los cuales se obtiene las características principales del potencial eólico y sobre todo la potencia disponible en un determinado punto para ser convertida en potencial eléctrica.

Debido a la variabilidad del viento y para obtener resultados sólidos y confiables se deben llevar a cabo mediciones de velocidad y dirección de viento de 10 a 30 años en la zona de interés o donde se plantea instalar el generador. Sin embargo, un estudio de esa magnitud llevaría demasiado tiempo, por lo cual es posible valerse de datos meteorológicos, los cuales están disponibles en las instituciones correspondientes de cada país, y aplicando estadística obtener el promedio para un año tipo de todos los datos disponibles, ya que estos, aunque no se encuentren en el lugar exacto de la instalación, proveen de un excelente patrón de comparación y descripción de las características del viento en la zona de interés.

En base a lo anterior, es posible reducir la jornada de medición en el lugar de interés, a un año, realizando mediciones que promedien la velocidad del viento cada diez minutos, y realizar en análisis estadístico para este conjunto de datos, con el fin de describir el potencial eólico del mismo y a la vez comparar con los datos obtenidos para el año tipo.

Para la elaboración del estudio del viento en la zona metropolitana de San Salvador, se recurrió al ministerio de medio ambiente y recursos naturales MARN el cual mediante el servicio nacional de estudios territoriales SNET nos proporcionó los datos de velocidad y dirección del viento en las estaciones ubicadas en Ilopango (estación 04) y la estación ubicada en el campus de la universidad Nacional de El Salvador (estación 61) las cuales están ubicadas a 2m de altura sobre el nivel del suelo. Los datos corresponden a los períodos abarcados entre enero de 2006 a mayo de 2019, es decir se tiene un registro de más de 13 años para realizar la descripción de las características del viento en la región.

Debido a que se dispone de una gran cantidad de datos, en este documento, solo se incluirá en la tabla 2.1 esta contiene los promedios mensuales de velocidad y dirección del viento, dicha tabla se detalla a continuación, en la misma se incluyen los datos de la estación 04 y 61.

promedio de velocidad para el año tipo en m/s				
Mes/Estación	4	Dirección	61	Dirección
Enero	2.8	39.7	1.2	79.2
Febrero	2.5	76.2	0.9	74.0
Marzo	2.5	83.5	1.1	76.6

Abril	2.1	99.7	0.7	97.8
Mayo	1.8	103.7	1.0	85.6
Junio	1.7	85.6	0.5	85.1
Julio	1.8	50.8	0.4	60.9
Agosto	1.8	67.6	0.4	64.7
Septiembre	1.7	82.6	0.4	75.3
Octubre	1.9	69.3	0.3	53.9
Noviembre	2.6	45.9	0.4	53.7
Diciembre	2.6	36.7	0.6	67.1

Tabla 2.1 Resumen de velocidades de viento para estaciones 04 y 61.

En seguida se presentan la ilustración 2.1 y 2.2 que contiene la representación gráfica de la velocidad para ambas estaciones, en las cuales se puede observar que dicha velocidad no supera los 3 m/s.



Ilustración 2.1 Grafica de velocidad de viento para la estación de ilopango E04.

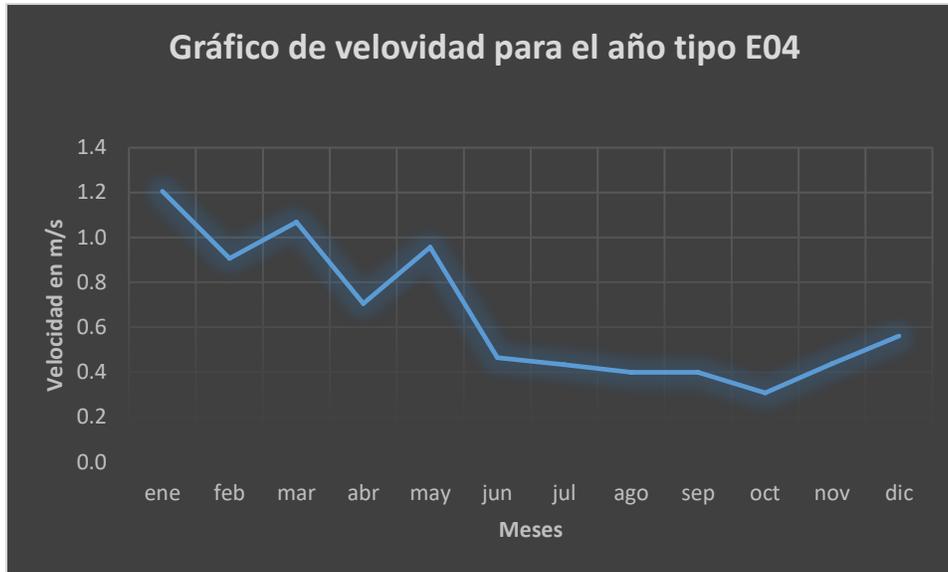


Ilustración 2.2 Gráfica de velocidad de viento para la estación de la UES E61.

2.2 Extrapolación de datos.

La ubicación de las estaciones meteorológicas supone un problema en la lectura de los datos de viento ya que se encuentran a 2m de altura, mientras que las edificaciones en las cuales se pretende instalar el dispositivo tienen una altura en promedio de 50 metros de altura; esto implica la necesidad de extrapolar los datos obtenidos a una altura superior.

Aunque hay múltiples modelos matemáticos de extrapolación de datos, el que mejor se ajusta para la variabilidad del viento es la Ley potencial, la cual ejecuta la transformación de los valores de referencia elevándolos a una potencia que toma en cuenta, elementos como la altura y la rugosidad de la superficie.

La expresión matemática para la extrapolación de datos de viento de la ley potencial es la siguiente:

$$v = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

En Donde:

V= Velocidad del viento.

V_{ref} = Velocidad de referencia.

h= Altura

h_{ref} = Altura de referencia

α = Índice de rugosidad de la superficie.

El valor que toma el exponente α en cada situación dependerá de la rugosidad de la superficie, así como de la estabilidad atmosférica. Toma valores dentro de un rango entre 0.05 y 0.5.

Varía de zonas urbanas, donde es mayor, 0.41, a zonas suburbanas, 0.28 o zonas de campo, 0.14 - 0.15. En este trabajo se ha tomado como exponente 0.145 correspondiente a zonas de campo (Beychok, 1994). Es habitual también el exponente 1/7 muy similar.

Para la zona metropolitana de San Salvador se utilizará un valor de coeficiente de rugosidad de 0.41 ya que se trata de una zona urbana.

Para llevar a cabo el proceso de extrapolación de los datos de viento se utilizará una hoja de cálculo de Excel, en la cual serán introducidos los datos promedio de la velocidad para cada mes del año tipo, y se obtendrá la velocidad para diferentes alturas, siendo la más baja de 1 m y la más alta de 50 m. A continuación se muestran las tablas utilizadas para la extrapolación de los datos para el mes de enero del año tipo.

Datos para E04	
velocidad ref	2.8
h ref	2
lambda	0.41

Tabla 2.2 Datos para la extrapolación de velocidad del viento de mes de enero del año tipo, para estación E04.

Datos para E61	
velocidad ref	1.2
h ref	2
lambda	0.41

Tabla 2.3 Datos para extrapolación de velocidades del viento del mes de enero del año tipo, para estación E61.

Velocidad promedio año tipo E4		
V/Vref	altura	velocidad
0.75	1	2.11
1.00	2	2.80
1.18	3	3.31
1.33	4	3.72
1.46	5	4.08
1.57	6	4.39
1.67	7	4.68
1.77	8	4.94
1.85	9	5.19
1.93	10	5.42
2.01	11	5.63

2.08	12	5.84
2.15	13	6.03
2.22	14	6.22
2.28	15	6.40
2.35	16	6.57
2.40	17	6.73
2.46	18	6.89
2.52	19	7.05
2.57	20	7.20
2.62	21	7.34
2.67	22	7.48
2.72	23	7.62
2.77	24	7.76
2.82	25	7.89
2.86	26	8.01
2.91	27	8.14
2.95	28	8.26
2.99	29	8.38
3.04	30	8.50
3.08	31	8.61
3.12	32	8.73
3.16	33	8.84
3.20	34	8.95
3.23	35	9.05
3.27	36	9.16
3.31	37	9.26
3.34	38	9.36
3.38	39	9.46
3.42	40	9.56
3.45	41	9.66
3.48	42	9.76
3.52	43	9.85
3.55	44	9.94
3.58	45	10.04
3.62	46	10.13
3.65	47	10.22
3.68	48	10.30
3.71	49	10.39
3.74	50	10.48

Tabla 2.4 Extrapolación de datos de viento para el mes de enero del año tipo, estación E04.

Velocidad promedio año tipo E61		
V/Vref	altura	velocidad
0.32	1	0.90
0.43	2	1.20
0.51	3	1.42
0.57	4	1.59
0.62	5	1.75
0.67	6	1.88
0.72	7	2.01
0.76	8	2.12
0.79	9	2.22
0.83	10	2.32
0.86	11	2.41
0.89	12	2.50
0.92	13	2.59
0.95	14	2.66
0.98	15	2.74
1.01	16	2.81
1.03	17	2.89
1.06	18	2.95
1.08	19	3.02
1.10	20	3.08
1.12	21	3.15
1.15	22	3.21
1.17	23	3.27
1.19	24	3.32
1.21	25	3.38
1.23	26	3.43
1.25	27	3.49
1.26	28	3.54
1.28	29	3.59
1.30	30	3.64
1.32	31	3.69
1.34	32	3.74
1.35	33	3.79
1.37	34	3.83
1.39	35	3.88
1.40	36	3.93
1.42	37	3.97
1.43	38	4.01
1.45	39	4.06

1.46	40	4.10
1.48	41	4.14
1.49	42	4.18
1.51	43	4.22
1.52	44	4.26
1.54	45	4.30
1.55	46	4.34
1.56	47	4.38
1.58	48	4.42
1.59	49	4.45
1.60	50	4.49

Tabla 2.5 Extrapolación de datos de viento para el mes de enero del año tipo, estación E61.

Una vez realizada la extrapolación para todos los meses del año tipo, se tiene las siguientes tablas que muestra los promedios de las velocidades a diferentes alturas.

Velocidad promedio del año tipo a 50 m para año tipo				
	E04		E61	
Mes	Velocidad	Dirección	Velocidad	Dirección
Enero	10.48	39.74	4.49	79.20
Febrero	9.36	76.18	3.37	73.97
Marzo	9.36	83.48	4.12	76.57
Abril	7.86	99.74	2.62	97.77
Mayo	6.74	103.67	3.74	85.65
Junio	6.36	85.64	1.87	85.13
Julio	6.74	50.84	1.50	60.92
Agosto	6.74	67.62	1.50	64.68
Septiembre	7.11	82.63	1.50	75.33
Octubre	7.11	69.31	1.12	53.87
Noviembre	9.73	45.94	1.50	53.67
Diciembre	9.73	36.73	2.25	67.06

Tabla 2.6 Resumen de promedios extrapolados a 50m para ambas estaciones.

Velocidad promedio del año tipo a 20 m para año tipo				
	E04		E61	
Mes	Velocidad	Dirección	Velocidad	Dirección
Enero	7.20	39.74	3.08	79.20
Febrero	6.43	76.18	2.31	73.97
Marzo	6.43	83.48	2.83	76.57
Abril	5.40	99.74	1.80	97.77
Mayo	4.63	103.67	2.57	85.65
Junio	4.37	85.64	1.29	85.13

Julio	4.63	50.84	1.03	60.92
Agosto	4.63	67.62	1.03	64.68
Septiembre	4.88	82.63	1.03	75.33
Octubre	4.88	69.31	0.77	53.87
Noviembre	6.68	45.94	1.03	53.67
Diciembre	6.68	36.73	1.54	67.06

Tabla 2.7 Resumen de promedios extrapolados a 20m para ambas estaciones

Velocidad promedio del año tipo a 35 m para año tipo				
	E04		E61	
Mes	Velocidad	Dirección	Velocidad	Dirección
Enero	9.05	39.74	3.88	79.20
Febrero	8.08	76.18	2.91	73.97
Marzo	8.08	83.48	3.56	76.57
Abril	6.79	99.74	2.26	97.77
Mayo	5.82	103.67	3.23	85.65
Junio	5.50	85.64	1.62	85.13
Julio	5.82	50.84	1.29	60.92
Agosto	5.82	67.62	1.29	64.68
Septiembre	6.14	82.63	1.29	75.33
Octubre	6.14	69.31	0.97	53.87
Noviembre	8.41	45.94	1.29	53.67
Diciembre	8.41	36.73	1.94	67.06

Tabla 2.8 Resumen de promedios extrapolados a 35m para ambas estaciones

2.3 Análisis estadísticos.

El análisis estadístico parte de calcular los datos elementos principales como lo son el promedio, la desviación estándar y la intensidad de turbulencia.

Velocidad media o estacionaria (promedio):

$$\langle v \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Desviación estándar:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \langle v \rangle)^2} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Intensidad de la turbulencia:

$$I_t = \frac{\sigma}{\langle v \rangle} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Para la estación 04:

Velocidad promedio: $\langle v \rangle = 8.11 \text{ m/s}$

Desviación estándar $\sigma = 1.499810426$

Intensidad de turbulencia $I_t = 0.184964704$

Para la estación 61:

Velocidad promedio: $\langle v \rangle = 2.46 \text{ m/s}$

Desviación estándar $\sigma = 1.177622871$

Intensidad de turbulencia $I_t = 0.477974781$

A partir de este punto se aplicarán los cálculos estadísticos únicamente a los valores de velocidad para estación 04 debido a que al realizar la interpolación para la estación 61 y calcular su velocidad promedio a una altura de 50m se obtiene un valor que apenas supera el valor de calma para la mayoría de generadores eólicos comerciales.

En la tabla 2.9 se muestran los resultados de velocidades promedio y los cálculos anteriores para las diferentes alturas a las que se han realizado las respectivas extrapolaciones de velocidad.

Velocidad promedio/ Altura	20m	35m	50m
$\langle v \rangle$	5.57	7.01	8.11
σ	1.0301015	1.29550622	1.177622871
I_t	0.18493743	0.18494022	0.477974781

Tabla 2.9 Valores estadísticos a diferentes alturas de velocidad de viento.

2.4 Elaboración de tabla de frecuencia.

Para obtener las gráficas de frecuencia relativa y frecuencia relativa acumulada, se organizan los datos de la manera siguiente.

Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada "menor o igual que"	Frecuencia relativa acumulada "mayor que"
$6 \leq v \leq 7$	6.5	123	0.337	0.337	0.663
$7 < v \leq 8$	7.5	91	0.249	0.586	0.414
$8 < v \leq 9$	8.5	0	0.000	0.586	0.414
$9 < v \leq 10$	9.5	120	0.329	0.915	0.085
$10 < v \leq 11$	10.5	31	0.085	1.000	0.000
Total		N=365	1.000		

Tabla 2.10 Frecuencia relativa y frecuencia relativa acumulada.

Para la tabla:

Centro de la clase: v_i (m/s)

Frecuencia de clase: n_i (días)

Frecuencia relativa acumulada: $f = n_i/N$

Frecuencia relativa acumulada "menor o igual que": F_i

Frecuencia relativa acumulada "mayor que": $F'_i = 1 - F_i$

A partir de la tabla 2.7 es posible obtener gráficas como el histograma de las frecuencias relativas y las de frecuencia relativa acumulada menor o igual que y mayor que.

2.4.1 Histograma de frecuencias relativas.

A través de esta figura se tiene una percepción del porcentaje de tiempo, las velocidades de mayor alcance se mantienen durante el año tipo.

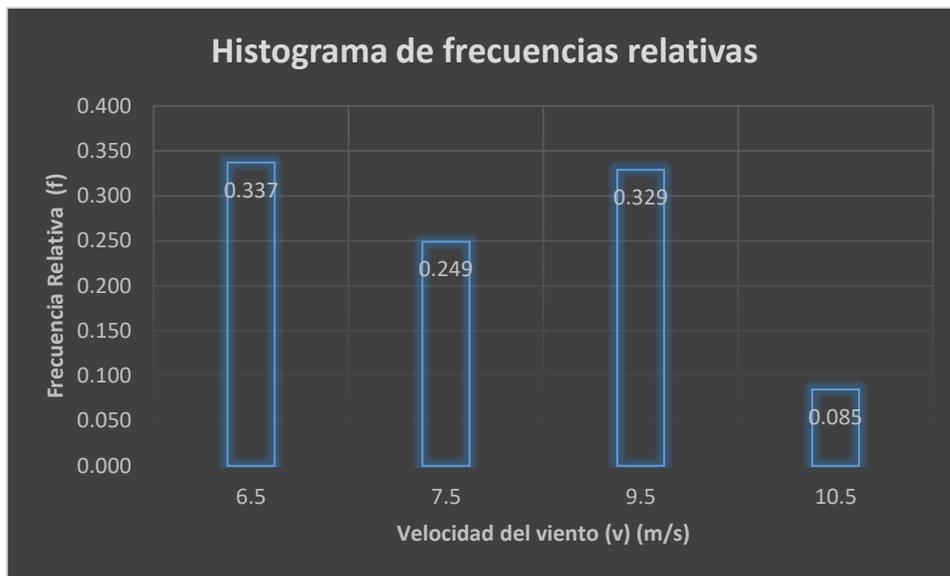


Ilustración 2.3 Histograma de frecuencias relativas.

2.4.2 Frecuencia relativa acumulada “menor o igual que”.

A partir de la ilustración 2.4 se puede observar que; la velocidad que supera las calmas es de 5.5 m/s, es decir la velocidad dominante se mantiene en un rango que va de 5.5 m/s a 10.5 m/s.

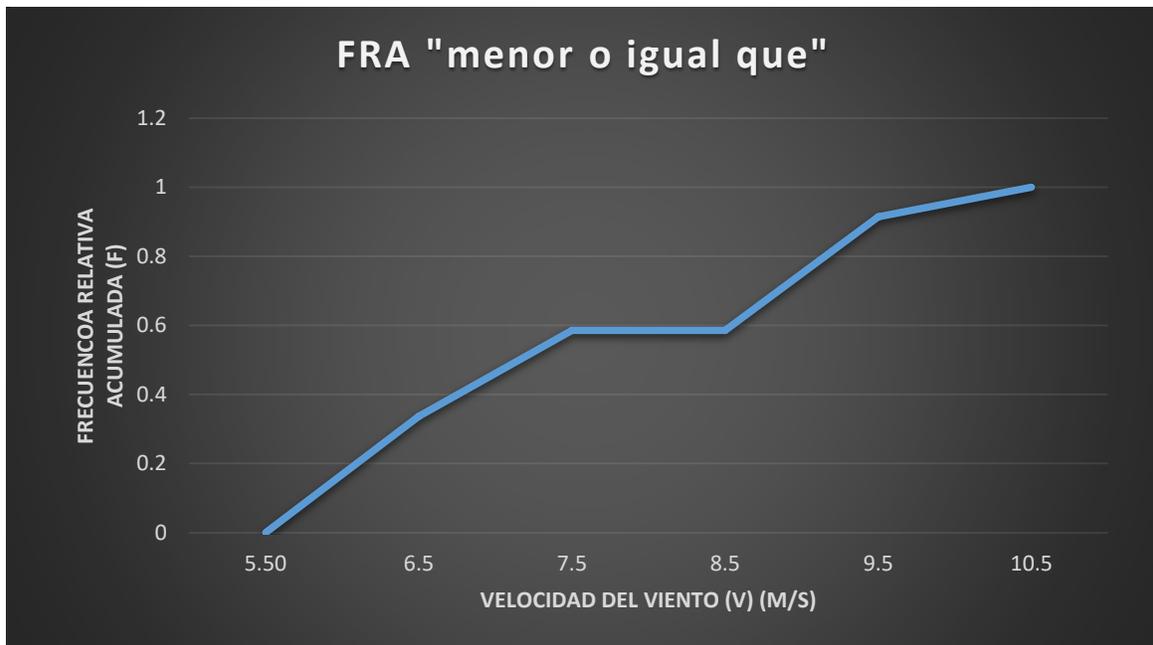


Ilustración 2.4 Frecuencia relativa acumulada “menor o igual que”

2.4.3 Frecuencia relativa acumulada "mayor que"

Para la ilustración 2.5 se puede observar que por lo menos es 40% de los 365 días considerados, la velocidad promedio es mayor que 7.5 m/s.

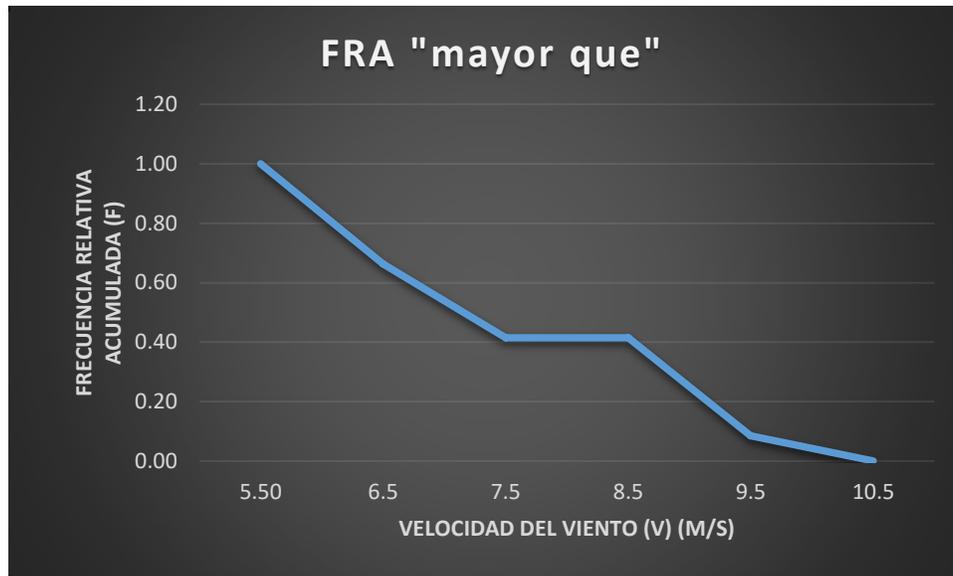


Ilustración 2.5 Frecuencia relativa acumulada "mayor que"

2.5 Cálculos de los parámetros de weibull.

Una correcta y adecuada caracterización del potencial eólico pasa por conocer la distribución de la ley de Weibull y para ello es necesario calcular los parámetros; factor de escala "c" y factor de forma "k", para se hará uso de la expresión aproximada para el cálculo de k y posteriormente se calculara el parámetro c utilizando la velocidad promedio y la función gamma, para conocer estos parámetros es fundamental conocer la velocidad promedio y la desviación estándar, las cuales fueron calculadas con anterioridad.

2.5.1 Expresión de la ley de Weibull

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

En donde:

v: velocidad del viento.

p(v): Función de densidad de probabilidad de Weibull

c: Factor de escala (m/s).

k: Factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función p(v).

2.5.2 Expresión aproximada para el cálculo de k.

$$k = 0.9791 \left(\frac{\langle v \rangle}{\sigma} \right)^{1.1058} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$k = 0.9791 \left(\frac{8.11}{1.5} \right)^{1.1058}$$

$$k = 6.3$$

2.5.3 Expresión de velocidad media anual para parámetro c.

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$c = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

$$c = \frac{8.11}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{6.3} \right)}$$

$$c = \frac{8.11}{\Gamma(1.16)}$$

Para $\Gamma(1.16) = 0.92980$

$$c = \frac{8.11}{0.92980}$$

$$c = 8.7 \text{ m/s}$$

En la siguiente tabla se muestra el cálculo de los parámetros de Weibull a diferentes alturas, de los cuales vale la pena destacar que el parámetro de forma k, no cambia con la altura, ello prueba que a pesar de las extrapolaciones se mantiene la esencia de los datos originales y aporta confiabilidad al proceso de cálculo estadístico.

Parámetros Weibull/ Altura	20m	35m	50m
K	6.3	6.3	6.3
c	5.99	7.52	8.7

Tabla 2.11 Valores de la función P(v).

Conociendo los valores de k y c , es posible calcular la probabilidad de distribución de Weibull utilizando la siguiente expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

En la tabla 2.8 se presenta los resultados para la función $P(v)$, al ingresar los valores de velocidad, para los cuales se tomó un rango de $[1, 13]$ m/s que es alrededor de donde oscilan los datos de velocidad del viento recopilados.

v	p(v)
1	0.000008
2	0.000299
3	0.002562
4	0.011696
5	0.037296
6	0.091785
7	0.177418
8	0.257468
9	0.251277
10	0.136804
11	0.031340
12	0.002026
13	0.000021

Tabla 2.12 Valores de la función $P(v)$.

Podemos observar en la ilustración 2.6 de la función $P(v)$.

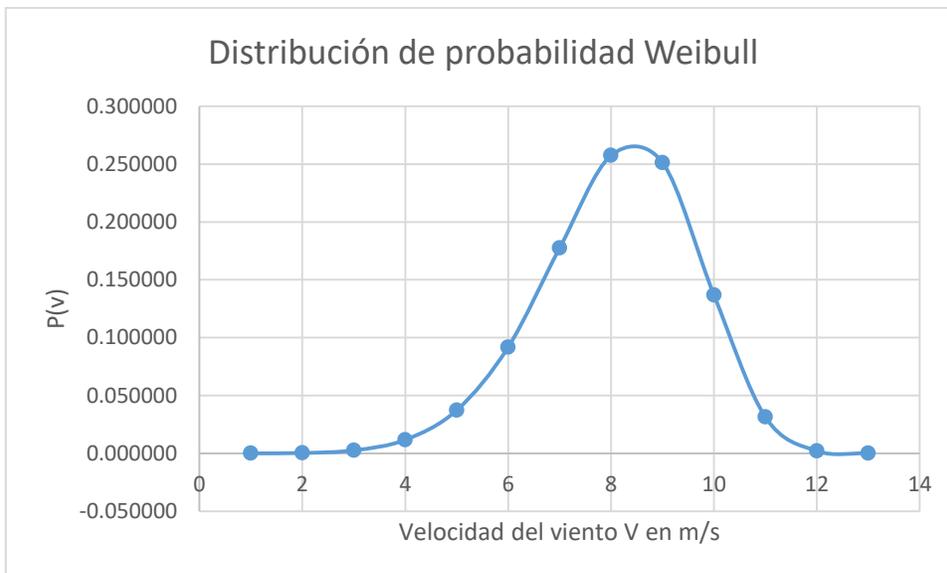


Ilustración 2.6 Gráfico de la función $P(v)$.

2.6 Parámetros de interés energético.

Media anual del cubo de las velocidades $\langle v^3 \rangle$.

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$\langle v^3 \rangle = (8.7)^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{6.3}\right)$$

$$\langle v^3 \rangle = (8.7)^3 \Gamma(1.48)$$

$$\langle v^3 \rangle = (8.7)^3 (0.88575)$$

$$\langle v^3 \rangle = 583.269$$

Velocidad eficaz.

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$v^* = \langle 583.269 \rangle^{\frac{1}{3}}$$

$$v^* = 8.36$$

Velocidad media anual/parámetro c:

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{6.3}\right) = \Gamma(1.16)$$

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = 0.9298$$

Desviación estándar/Velocidad media anual

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{6.3}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{6.3}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma(1.32)}{\Gamma^2(1.16)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = 0.186629$$

Factor de energía.

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$F_e = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{6.3}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{6.3}\right)}$$

$$F_e = \frac{\Gamma(1.48)}{\Gamma^3(1.16)}$$

$$F_e = 1.10$$

Relación entre la velocidad eficaz v^* y velocidad media anual $\langle v \rangle$.

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = F_e^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = (1.10)^{\frac{1}{3}}$$

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = 1.03$$

Relación entre la mediana y la velocidad media anual.

$$\frac{\bar{v}}{\langle v \rangle} = \frac{(\ln 2)^{\frac{1}{k}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

$$\frac{\bar{v}}{\langle v \rangle} = \frac{(\ln 2)^{\frac{1}{6.3}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{6.3}\right)} = \frac{(\ln 2)^{\frac{1}{6.3}}}{\Gamma(1.16)}$$

$$\frac{\bar{v}}{\langle v \rangle} = 1.02$$

2.7 Cálculo del potencial eólico disponible.

La potencia eólica disponible del caudal de aire que atraviesa la sección transversal de un emplazamiento eólico viene dada por:

$$P_d = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Se sabe que la masa es:

$$m = \rho Av \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Por lo cual la potencia eólica disponible se puede expresar como:

$$P_d = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Densidad de potencia eólica disponible por unidad de área:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3 \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Para calcular la densidad de potencia es necesario conocer la densidad del aire la cual depende de factores como como la temperatura y la altura, para ello se utilizará la siguiente expresión, y se utilizaran valores de temperatura media para la zona metropolitana de san salvador de 24°C.

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Dónde:

h: Es la altura sobre el nivel del mar en el punto de interés.

t: Es la temperatura en °C.

Para nuestro punto de interés tenemos:

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)}$$

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{24 + 273} \right) e^{-\left(\frac{615}{8435}\right)}$$

$$\rho = 1,104.35 \text{ kg/m}^3$$

2.7.1 Cálculo de densidad de potencia eólica para un año:

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} (1,104.35)(583.27)$$

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = 324 \text{ W/m}^2$$

Según los cálculos realizados se obtendría una potencia promedio de 324W por unidad de área lo cual representa una cantidad significativa en para la zona en la que se plantea realizar el emplazamiento eólico.

2.8 Cálculo de energía eólica disponible.

Se define como la energía total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un tiempo (T) determinado, y viene dado por la fórmula:

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = \frac{\langle P_d \rangle}{A} T \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Para el potencial eólico obtenido previamente, podemos calcular la densidad de energía eólica a lo largo de un año:

$$\frac{\langle E_d \rangle}{A} = 324 \times 8760 = 2,838.24 \text{ KWh/m}^2$$

Es decir, se dispone de 2,838.24 KWh por cada m² en la turbina del rotor, este dato corresponde a la energía máxima que se podría extraer del rotor, si toda la energía disponible en el viento se pudiese aprovechar, sin embargo, el límite de Betz establece que la máxima potencia extraíble es alrededor del 59% de la que se dispone en el viento y si se agregan las pérdidas mecánicas y eléctricas, el régimen de potencia real extraíble ronda entre el 45% y el 50% para la mayoría de sistemas eólicos.

En otras palabras, la energía real extraíble rondaría los 1,277.21 KWh/m², lo cual representa una cantidad importante de energía, para un generador eólico por lo cual se puede concluir que es factible a nivel técnico el montaje de un generador eólico a 50 m de altura en las edificaciones del gran San Salvador

En la tabla 2.13 se muestran los resultados de los cálculos de la densidad de potencia, energía disponible anual y energía real disponible anual para las alturas consideradas de 20, 35 y 50 metros.

Potencial eólico/ Altura	20m	35m	50m
<i>cubo de velocidad</i>	153.065	303.812	583.269
Densidad de potencia	84W/m ²	167W/m ²	324W/m ²
Energía disponible	735 KWh/m ²	1462.92 KWh/m ²	2,838.24 KWh/m ²
Energía real dispon.	330.75 KWh/m ²	658.31 KWh/m ²	1277.21 KWh/m ²

Tabla 2.13 Valores de energía disponible a diferentes alturas.

2.9 Factibilidad económica.

Para determinar la factibilidad económica es necesario realizar previamente un boceto del diseño preliminar con sus respectivas partes e implicaciones, algo que aún no se ha llevado a cabo hasta este punto, es por ello que en el anexo B se incluye todo lo relacionado al análisis de factibilidad económica.

3. Diseño del aerogenerador

Este capítulo está enfocado en el estudio de aerogeneradores de eje horizontal, especialmente orientado en el diseño de las palas, partiendo de los datos de viento correspondientes al capítulo anterior, para posteriormente comparar nuestro diseño con aerogeneradores ya fabricados para su funcionamiento en pequeña escala.

Como se ha plasmado en el capítulo anterior se dispone de una potencia de viento prometedor a la altura estudiada, sin embargo; también se debe considerar que las estructuras no aerodinámicas de los edificios tienen a provocar turbulencias en el movimiento del viento, por ello para el diseño del aerogenerador se debe tomar en cuenta el uso de una torre que ayude a evitar estas turbulencias, pero que el edificio sea capaz de soportar dicha torre.

3.1 Calculo del diámetro de aspas y altura de la torre.

Para el diseño del aerogenerador partiremos definiendo la capacidad del mismo tomando en cuenta los factores anteriormente descritos, además de la potencia disponible.

En primer lugar, calcularemos el área de barrido de las palas. Para determinar el área de barrido es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$A = \frac{2 * E_d}{n_{ea} * k_t * T * \rho * v^3} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

En donde:

E_d = Energía eléctrica demandada anual (W/año)

η_{ea} = Rendimiento eléctrico global medio anual

k_t = Coeficiente global de energía

T = Periodo de tiempo (8.760 horas anuales)

ρ = Densidad (kg/m³)

v^* = Velocidad eficaz (m/s)

La energía eléctrica que se pretende cubrir con un generador de baja potencia no corresponde a la totalidad de un edificio, sino a una parte de la misma, para ello se propone utilizar una potencia equivalente 3KW con los cual se realizaran los cálculos para determinar las dimensiones del sistema y la factibilidad del mismo en relación a las limitaciones que pueda presentar la edificación en donde se instalaría, por lo tanto:

Para obtener E_d debemos calcular la potencia demandada anual;

$$E_d = 3KW \times 12h = 36 \frac{Kwh}{dia} \times \frac{1 dia}{24h} \times \frac{8760h}{1año}$$

$$E_d = 13,140 \frac{Kwh}{año}$$

La velocidad eficaz se obtiene de la relación entre la velocidad eficaz con la velocidad anual y el factor de energía como sigue:

$$\frac{v^*}{\langle v \rangle} = F_e^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$v^* = F_e^{\frac{1}{3}} * \langle v \rangle$$

$$v^* = 1.03 * 8.11$$

$$v^* = 8.6 \frac{m}{s}$$

Para determinar el rendimiento eléctrico global medio anual no se poseen los suficientes datos, por esta razón se toma un valor de 0,30 que es común para este tipo de aerogeneradores. Este es el mismo caso de los factores de comportamiento (k_c) y de utilización (k_u), que son necesarios para hallar el factor de corrección (k_t), por esta razón se toma que el producto entre k_c , k_i , k_a , k_p , k_u es igual a 0,9, sin embargo, se debe determinar el factor k_d , para hallar el factor de corrección. Las anteriores estimaciones están propuestas en el libro de Ingeniería de la Energía Eólica.

Para seguir el procedimiento se determina el coeficiente de corrección por densidad (k_d) de la siguiente manera:

$$k_d = \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{\frac{h}{8435}} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

En donde:

t = Temperatura (°C)

h = Altura sobre el nivel del mar (msnm)

Reemplazando:

$$k_d = \left(\frac{288}{24 + 273} \right) e^{\frac{658}{8435}}$$

$$k_d = 0.90$$

Para determinar el coeficiente de corrección (k_t) se debe tener en cuenta el producto entre k_c , k_i , k_a , k_p , k_u y k_d , de la siguiente manera:

$$k_t = 0.9 * 0.9$$

$$k_t = 0.81$$

En resumen, disponemos de los datos como sigue;

$$E_d = 13,140 \text{ Kwh/año} \quad \eta_{ea} = 0.3$$

$$v^* = 8.6 \text{ m/s} \quad k_t = 0.81$$

$$\rho = 1.10435 \text{ Kg/m}^3 \quad T = 8760 \text{ h}$$

Con lo cual podemos calcular el área de barrido de las aspas del aerogenerador, retomamos la ecuación (Ec. 3.1).

$$A = \frac{2 * E_d}{n_{ea} * k_t * T * \rho * v^3}$$

Reemplazando;

$$A = \frac{2 * E_d}{n_{ea} * k_t * T * \rho * v^3}$$

$$A = \frac{2 * 13140}{0.3 * 0.81 * 8760 * 1.10435 * 8.11^3}$$

$$A = 20.96 \text{ m}^2 = 21 \text{ m}^2$$

Teniendo el valor del área requerida podemos calcular el diámetro de las aspas, como sigue;

$$D = \sqrt{\frac{4 * 21}{\pi}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$D = 5.2 \text{ m}$$

Para calcular la altura de la torre según el diámetro del aerogenerador se utiliza la siguiente relación;

$$h = 3.8786 * D^{0.7} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Reemplazando;

$$h = 3.8786 * 5.2^{0.7}$$

$$h = 12.3m$$

Una vez conocidos el diámetro y por lo tanto el área de barrido del aerogenerador, se puede obtener la potencia disponible en la zona, utilizando la ecuación;

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

En donde,

P_d = Potencia disponible (W)

ρ = Densidad del aire (kg/m^3)

A = Área de barrido (m^2)

V = Velocidad del viento (m/s)

Reemplazando los valores determinados anteriormente tenemos;

$$P_d = \frac{1}{2} * 1.10435 * 21 * 8.11^3$$

$$P_d = 6.18527KW$$

Sin embargo, como se mencionó previamente, el aerogenerador no puede captar toda la potencia disponible, para conocer la potencia ideal que podría captar el sistema se debe agregar el coeficiente de potencia (C_p) el cual según el límite de Betz es de 59.26%, al introducirlo a la ecuación anterior tenemos;

$$P_{ideal} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * C_p \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$P_{ideal} = \frac{1}{2} * 1.10435 * 21 * 8.11^3 * 0.5926$$

$$P_{ideal} = 3.66529KW$$

Conocido el anterior valor es necesario determinar el coeficiente de potencia para las condiciones dadas, el cual no podrá superar el límite de Betz. El Coeficiente de potencia real puede estar en el rango de 0,45 y 0,5 según el libro Ingeniería de la energía eólica. Teniendo en cuenta la anterior afirmación se asume este coeficiente como 0.5, reemplazando en la ecuación se obtiene que la potencia captada real es:

$$P_{Real} = \frac{1}{2} * 1.10435 * 21 * 8.11^3 * 0.5$$

$$P_{real} = 3.09263KW$$

La velocidad nominal del aerogenerador es el 70% más de la velocidad media anual; en este caso, como se halló al inicio del capítulo la velocidad media anual es 7,06 m/s, por lo tanto, la velocidad nominal es;

$$V_n = (\langle v \rangle * 0.7) + \langle v \rangle \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$V_n = (8.11 * 0.7) + 8.11$$

$$V_n = 13.79 \text{ m/s}$$

Este valor de velocidad es el punto en donde el aerogenerador producirá la mayor cantidad de potencia, es decir, la potencia nominal. Para rectificar el valor obtenido anteriormente, se usará el parámetro $k=6.3$ de la distribución de Weibull hallado en el inicio de este capítulo, con este valor y utilizando la tabla 3.1 se interpolará para encontrar el valor de la relación $V_{mp} / \langle v \rangle$.

k	$V_{mp} / \langle v \rangle$	$[v^*] / \langle v \rangle$
1.2	2.41	1.59
1.4	2.07	1.45
1.6	1.85	1.35
1.8	1.70	1.29
2	1.60	1.24
2.2	1.51	1.21
2.4	1.45	1.18
2.6	1.40	1.15
2.8	1.36	1.13
3	1.33	1.12
3.2	1.30	1.11
3.5	1.26	1.09
4	1.22	1.07
5	1.17	1.05
6	1.13	1.03

Tabla 3.1 Relaciones $V_{mp} / \langle v \rangle$ y $[v^*] / \langle v \rangle$ (distribución weibull parámetro k)

Para el valor del parámetro $K= 6.3$, según el cual se tiene;

$$1.13 = V_{mp} / \langle v \rangle$$

Donde;

k = Parámetro de forma Weibull

V_{mp} = Velocidad del viento para que la potencia sea la máxima

$\langle v \rangle$ = Velocidad media anual (m/s)

El valor V_{mp} es aproximadamente igual a la velocidad nominal ($V_{mp} \approx V_{no \text{ inal}}$), despejando;

$$V_{mp} = 1.13 * \langle v \rangle \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$V_{mp} = 1.13 * 8.11$$

$$V_{mp} = 9.16 \frac{m}{s}$$

De esta manera se determina que la potencia nominal del aerogenerador se encuentra a un intervalo de velocidad de 8 m/s a 10 m/s. Por lo cual se definiría la velocidad nominal del sistema a los 9 m/s.

La variación de la potencia captada hasta llegar a la velocidad nominal para un aerogenerador con 5 m de diámetro se puede observar en la tabla 3.2;

Potencia con diámetro de D=5m			
Velocidad	Potencial disponible	Potencia captada ideal	Potencia real
v/s	KW	KW	KW
2.5	172.55	102.26	86.28
3	298.17	176.70	149.09
4	706.78	418.84	353.39
5	1380.44	818.05	690.22
6	2385.40	1413.59	1192.70
7	3787.92	2244.72	1893.96
8	5654.27	3350.72	2827.14
9	8050.71	4770.85	4025.36
10	11043.50	6544.38	5521.75
11	14698.90	8710.57	7349.45

Tabla 3.2 Potencia con D= 5m.

Se puede observar que al alcanzar la velocidad nominal el sistema llegaría por encima de los 7KW de potencia, es decir casi superando en 150% la potencia de diseño inicial, lo cual resulta muy beneficioso para el sistema ya que con un diseño accesible en el mercado se puede generar una potencia mucho mayor a la esperada y mientras la velocidad se mantenga en sus valores normales estará generando la potencia esperado aproximadamente.

Sin embargo, resulta interesante conocer que tanto se podría optimizar el sistema utilizando una potencia de diseño equivalente 5KW, con el objetivo de maximizar el rendimiento y la potencia que se puede extraer, a continuación se repetirán los cálculos para una potencia de 5KW, partiendo de una ecuación que relaciona el diámetro de las aspas con la potencia nominal.

La siguiente ecuación relaciona la potencia con el diámetro;

$$D = \sqrt[2.1589]{\frac{P_n}{0.1671}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$D = \sqrt[2.1589]{\frac{4}{0.1671}}$$

$$D = 4.82m = 5m$$

Conociendo el diámetro del aerogenerador, se puede hallar el área de barrido del mismo con la siguiente ecuación;

$$A = \frac{\Pi}{4} D^2 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$A = \frac{\Pi}{4} 4^2$$

$$A = 19.64 m^2 = 20m^2$$

Con el nuevo valor de área de barrido se halla la potencia disponible, la potencia captada ideal y la potencia captada real con la velocidad media anual, utilizando las mismas ecuaciones que se usaron previamente.

Potencia disponible para el nuevo valor de área encontrado;

$$P_d = \frac{1}{2} * 1.10435 * 20 * 8.11^3$$

$$P_d = 5.92319w$$

Potencia ideal captada;

$$P_{ideal} = \frac{1}{2} * 1.10435 * 21 * 8.11^3 * 0.5926$$

$$P_{ideal} = 3.51008Kw$$

Potencia rea captada;

$$P_{ideal} = \frac{1}{2} * 1.10435 * 21 * 8.11^3 * 0.5$$

$$P_{ideal} = 2.9616Kw$$

Potencia con diametro de D=4m			
velocidad	potencial disponible	Potencia captada ideal	Porencia real
v/s	KW	KW	KW
2.50	172.55	102.26	86.28
3.00	298.17	176.70	149.09
4.00	706.78	418.84	353.39
5.00	1380.44	818.05	690.22
6.00	2385.40	1413.59	1192.70
7.00	3787.92	2244.72	1893.96
8.00	5654.27	3350.72	2827.14
9.00	8050.71	4770.85	4025.36
10.00	11043.50	6544.38	5521.75
11.00	14698.90	8710.57	7349.45

La tabla 3.3 es idéntica a la tabla 3.2 ya que se obtuvieron exactamente los mismos valores, por lo cual se puede concluir que la potencia nominal ideal será de 3KW.

Con el fin de comparar y observar el comportamiento de las potencias a diferentes valores de velocidad, se grafican los valores obtenidos en las tablas 3.2 y 3.3 obteniendo la ilustración 3.1;

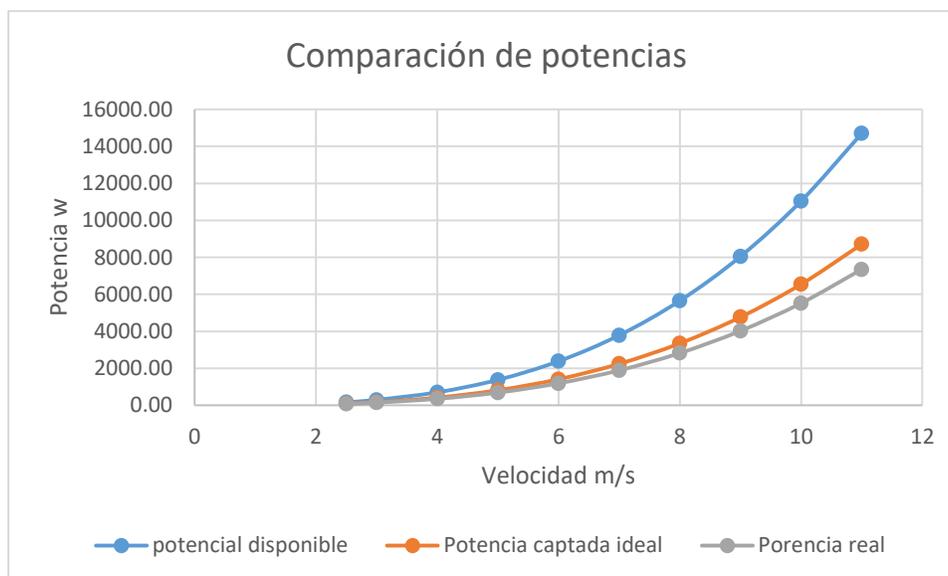


Ilustración 3.1 Comparación de las potencias disponibles ideal y real.

3.2 Selección de perfil aerodinámico.

Las palas o hélices son parte esencial del aerogenerador, estas están en contacto con el viento generando una fuerza aerodinámica, la cual tiene dos componentes: la fuerza de sustentación (l) y la fuerza de arrastre (d). Para la selección de los perfiles es necesario contar con información de datos experimentales realizados en túneles de viento. Debido a que no se cuenta con este sistema de análisis, se va utilizar un software libre llamado "Javafoil" el cual simula datos experimentales.

Los factores que se deben tener en cuenta para encontrar el perfil óptimo del aerogenerador son;

- Coeficientes de sustentación y arrastre, entre mayor sea la sustentación y menor el arrastre será óptimo el perfil. Por lo tanto, se debe verificar que la relación entre Cl/Cd sea el máximo posible.
- Ángulo de ataque α , por medio de gráficos donde se relacione con el coeficiente de sustentación se podrá conocer el valor de este ángulo donde la sustentación sea la más alta posible. El valor máximo de sustentación se alcanza con ángulos de ataque α entre 5° y 15°
- Número de Reynolds (Re), el comportamiento de las palas o hélices es diferente para cada número de Reynolds del fluido. Para determinar esta condición se usa la siguiente ecuación;

$$R_e = \frac{\rho * c * V}{\mu} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde;

R = Número de Reynolds

ρ = Densidad del aire (kg/m^3)

V = Velocidad del viento (m/s)

μ = Viscosidad dinámica (Pa s)

c = Cuerda del perfil (m)

El valor de viscosidad dinámica es $18,08 \cdot 10^{-6}$ Pa s. Cabe decir que para determinar este valor se usó una temperatura de 20°C . Además, para poder obtener el número de Reynolds es necesario conocer la cuerda del perfil c , esta es la medida existente entre el borde de ataque y el borde de fuga. En la ilustración 3.2 se puede observar la cuerda de la pala y demás componentes que completan el perfil aerodinámico;

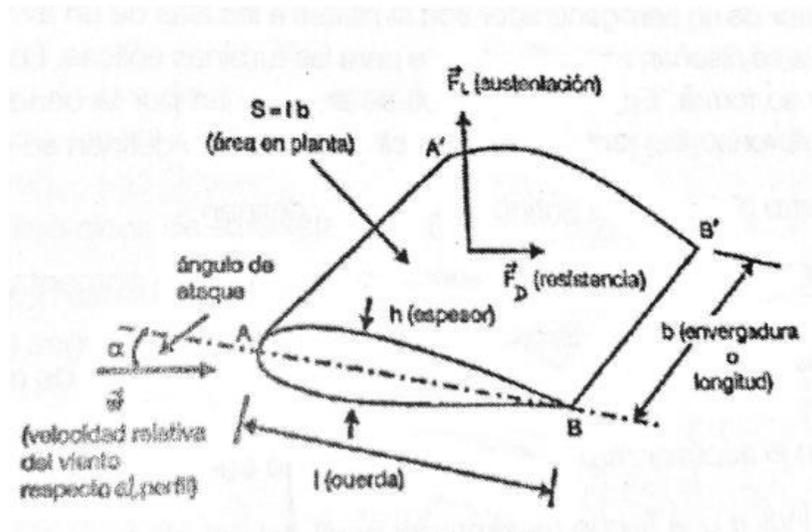


Ilustración 3.2 Sección de la pala de un aerogenerador, con énfasis en el perfil aerodinámico.

Fuente: VILLARRUBIA, López, Miguel, Ingeniería de la Energía eólica, 2013, Barcelona España.

Para obtener el valor promedio de la cuerda se puede utilizar la siguiente ecuación;

$$c = \frac{S * \pi * R}{N} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde;

c = Cuerda del perfil (m)

S = Solidez

R = Radio de la pala (m)

N = Numero de palas

Debido a que no se conoce el valor de solidez, se usa la siguiente relación. Se debe tener en cuenta la velocidad específica o Tip Speed Ratio λ , ya que la siguiente expresión solo puede ser usada para casos en que la velocidad específica sea menor a 10.

Para los generadores tripala, el valor de la velocidad específica " λ " suele rondar entre 5 y 7, por lo cual se tomará un valor de 6 para efectos de diseño.

$$S = \frac{0.872}{\lambda} - 0.086$$

$$S = \frac{0.872}{6} - 0.086$$

$$S = 0.059$$

Una vez conocido este valor procedemos a calcular en valor de la cuerda como sigue;

$$c = \frac{0.059 * \pi * 2.5}{3}$$

$$c = 0.15m$$

Con los valores obtenidos de cuerda y solidez podemos calcular el número de Reynolds a continuación;

$$R_e = \frac{1.10435 * 0.15 * 8.11}{18.08 \times 10^{-6}}$$

$$R_e = 74,405.40$$

Conociendo el valor del número de Reynolds es posible determinar el perfil aerodinámico que utilizara la pala del aerogenerador, para ello se dispone de múltiples herramientas como "AIRFOIL TOOLS" el cual es gratuito y dispone de una amplia gama de perfiles aerodinámicos, sin embargo, para estudiar con más detalle el comportamiento del perfil y conocer sus parámetros principales, se ha utilizado el simulador "JAVAFOIL" en el cual es posible apreciar las curvas de velocidad en el intradós y extrados del perfil, y la relación entre el coeficiente de sustentación y el coeficiente de arrastre, además se puede estudiar el comportamiento de la velocidad alrededor de la superficie del perfil, junto a una múltiple gama de elementos que ayudan a enriquecer el análisis y de esta manera hacer la selección del perfil que mejor se adapte al sistema.

Para la selección del perfil se tomaron en cuenta una múltiple gama de perfiles aerodinámicos, en la tabla 3.4 Se presenta una lista de los perfiles estudiados junto a sus relaciones de C_i/C_d máximos y el ángulo de ataque óptimo, que es en el cual se obtiene éste valor.

Nombre del perfil	Relación $C_i/C_{d_{m\acute{a}x}}$	Ángulo de ataque óptimo α (°)
Naca 4415	35.398	6
Naca 0020	22.419	8
Naca 6515	39.118	5
Naca 0015	24.255	8
Naca 2414	31.408	2
SG6043	46.417	4
S809	29.683	7
FX63-137	12.897	4
S822	30.849	5
Naca63-212	85.313	6
BW-3	36-708	2

A18	37.637	4
S823	39.141	6
S834	34.316	5
SD7037	36.723	5
NACA654-421	31.198	6
CLARK Y	46.273	3
CH10SM	46.424	3
E387	53.705	5.1
FX74-C15-140 MOD	65.918	1
GM15	64.964	4
S1210	69.147	5
NACA 4412	37.697	5.8
NACA 4414	35.435	6.2

Tabla 3.3 Comparación de perfiles aerodinámicos estudiados.

De la tabla 3.4 se puede apreciar que el perfil que muestra una mejor relación de coeficiente de sustentación y de arrastre es el NACA63-212 el cual muestra un valor de 85.313, sin embargo, al observar la curva C_i vs C_d en el software "JAVAFOIL" ésta presenta cambios abruptos en el coeficiente de sustentación a medida que aumenta el ángulo de ataque, es por ello que se descarta este perfil, ya que dichos cambios abruptos pueden generar cargas en las palas del aerogenerador, los cuales pueden la estabilidad de la estructura y además podrían generar pérdida aerodinámica a determinadas velocidades.

En base a lo anterior se optó por el perfil S1210 el cual posee un alto valor en su relación de C_i/C_d y además muestra una variación suave en la curva C_i vs α , además de ser un perfil que se ha empleado previamente en otros proyectos eólicos en otros países como Chile, en la ilustración 3.3, se muestra la forma del perfil obtenida extraída de "AIRFOIL TOOLS" además de sus características principales como sus intervalos de espesor el cual es del 12% al 21.4% de la cuerda, de igual forma el valor máximo de la curvatura, la cual es del 6.7% al 51.1% de la cuerda. Estos valores prueban en primer lugar que, al tratarse de un perfil con alta profundidad, favorecen la estabilidad estructural de la pala y a la vez presenta mayor dificultad en la elaboración del mismo ya que es más complicado elaborar una pala cuyo perfil tiene una curvatura muy pronunciada.

S1210 12% (s1210-il)

S1210 12% - Selig S1210 high lift low Reynolds number airfoil

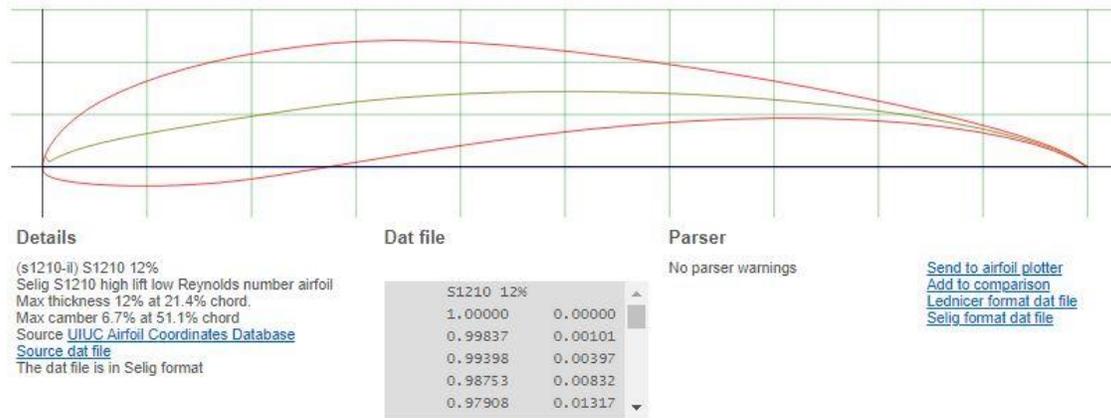


Ilustración 3.3 Forma y detalles del perfil S1210.

A continuación en la ilustración 3.4 se muestra el comportamiento del perfil en un campo fluido junto a la gráfica del coeficiente de sustentación vs el ángulo de ataque, además de la gráfica del coeficiente de sustentación vs el coeficiente de arrastre, todas ellas obtenidas mediante el software Javafoil, en ellos se puede apreciar la manera suave en la que el perfil alcanza su nivel máximo de C_i vs C_d .

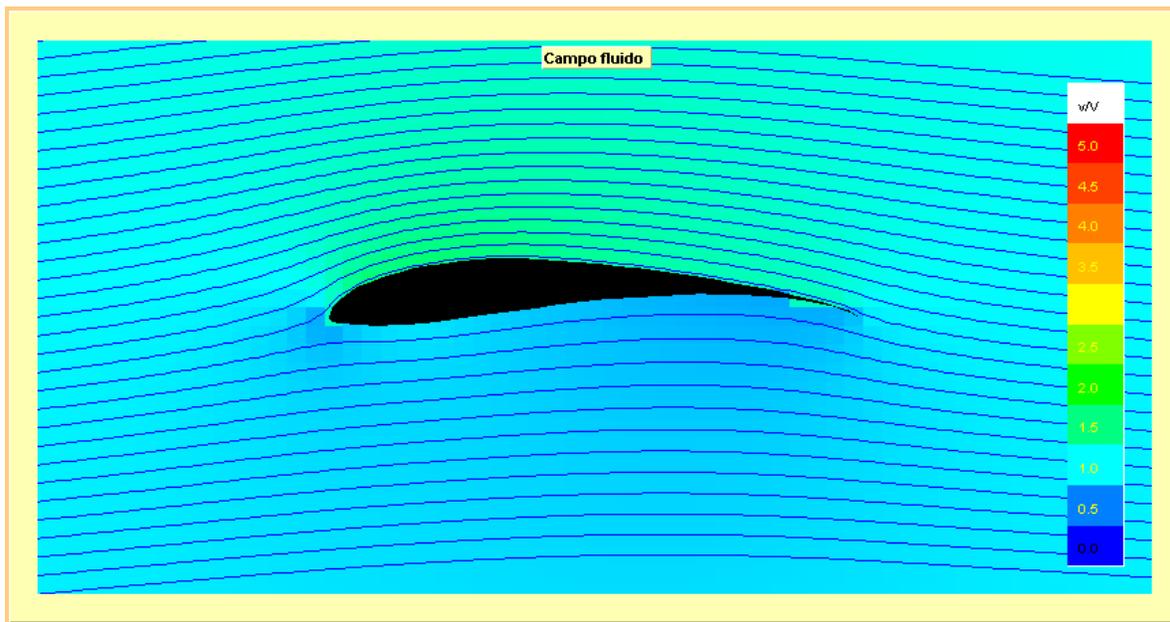


Ilustración 3.4 Comportamiento del perfil S1210 en un campo de fluido.

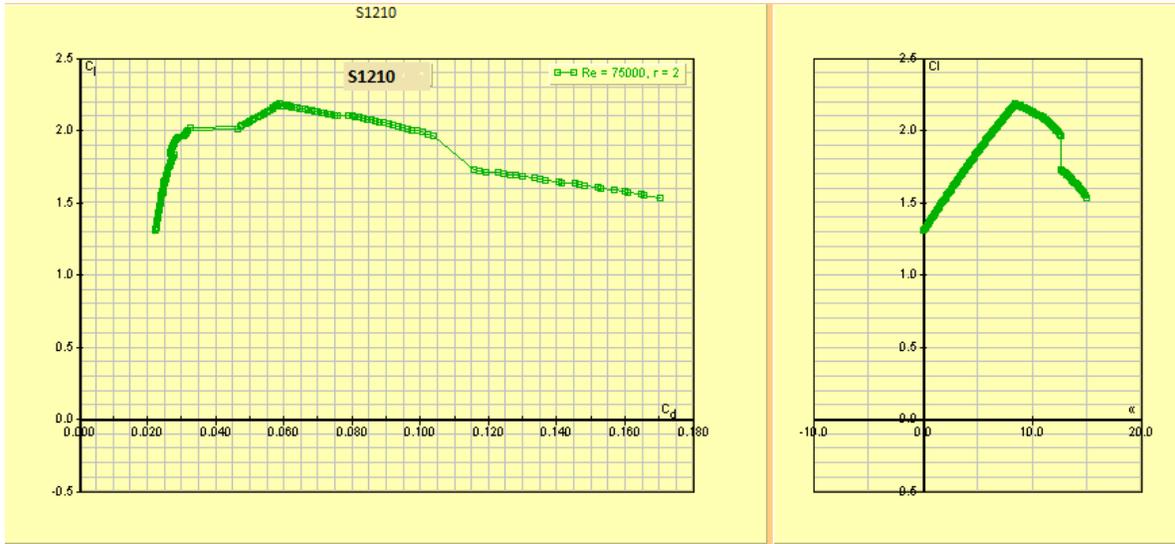


Ilustración 3.5 Relación entre el coeficiente de sustentación y arrastre, a la izquierda. En la ilustración de la derecha observamos la relación entre el coeficiente de sustentación y el ángulo de ataque.

Javafoil también arroja resultados tabulados, los cuales se muestran en la tabla 3.5, de los cuales solo se han tomado las cuatro columnas principales que representan los principales parámetros para la selección del perfil.

α	C_l	C_d	C_l/C_d
0	1.306	0.02222	58.808
0.1	1.307	0.02235	58.506
0.2	1.319	0.02247	58.701
0.3	1.331	0.02258	58.925
0.4	1.342	0.02278	58.927
0.5	1.354	0.02264	59.79
0.6	1.365	0.02274	60.026
0.7	1.377	0.02284	60.273
0.8	1.388	0.02295	60.501
0.9	1.4	0.02316	60.433
1	1.411	0.02297	61.422
1.1	1.423	0.02314	61.482
1.2	1.434	0.02323	61.721
1.3	1.446	0.02338	61.822
1.4	1.457	0.02358	61.791
1.5	1.468	0.0236	62.217
1.6	1.48	0.02344	63.128
1.7	1.491	0.0238	62.659
1.8	1.502	0.02392	62.794

1.9	1.513	0.02389	63.36
2	1.525	0.02411	63.242
2.1	1.536	0.02393	64.172
2.2	1.547	0.0241	64.181
2.3	1.558	0.02433	64.045
2.4	1.569	0.02456	63.898
2.5	1.58	0.02437	64.854
2.6	1.591	0.02459	64.715
2.7	1.602	0.02474	64.78
2.8	1.613	0.02463	65.499
2.9	1.624	0.02486	65.35
3	1.635	0.02502	65.364
3.1	1.646	0.02488	66.17
3.2	1.657	0.02511	65.986
3.3	1.668	0.02534	65.818
3.4	1.679	0.02552	65.774
3.5	1.69	0.02549	66.292
3.6	1.701	0.02601	65.382
3.7	1.711	0.02586	66.175
3.8	1.722	0.0261	65.978
3.9	1.733	0.02606	66.488
4	1.743	0.02625	66.413
4.1	1.754	0.02652	66.148
4.2	1.765	0.02677	65.92
4.3	1.775	0.02671	66.459
4.4	1.786	0.02699	66.166
4.5	1.796	0.02728	65.859
4.6	1.807	0.02716	66.52
4.7	1.817	0.02746	66.182
4.8	1.828	0.02775	65.863
4.9	1.838	0.02663	69.039
5	1.849	0.02673	69.147
5.1	1.859	0.02703	68.772
5.2	1.869	0.02708	69.018
5.3	1.879	0.02721	69.064
5.4	1.89	0.02734	69.107
5.5	1.9	0.02766	68.692
5.6	1.91	0.02778	68.756
5.7	1.92	0.02789	68.839
5.8	1.93	0.02821	68.434

5.9	1.94	0.02849	68.097
6	1.95	0.02892	67.44
6.1	1.961	0.03065	63.981
6.2	1.971	0.031	63.577
6.3	1.981	0.03139	63.096
6.4	1.99	0.03162	62.952
6.5	2	0.03191	62.683
6.6	2.01	0.04659	43.145
6.7	2.02	0.03256	62.033
6.8	2.03	0.04709	43.106
6.9	2.039	0.04759	42.856
7	2.049	0.04893	41.876

Tabla 3.4 Variación de los coeficientes de arrastre y sustentación con el ángulo de ataque.

3.3 Selección de generador.

A medida que se ha desarrollado la tecnología eólica se han establecido distintos de configuraciones para la etapa puramente eléctrica de los sistemas, mediante el uso de estas múltiples configuraciones se ha logrado determinar las ventajas y desventajas de utilizar una en detrimento de otra o mejor dicho cuál de ellas es la más adecuada según el tipo de aplicación o lo que específicamente se pretende lograr, a continuación presentamos algunos de los generadores eléctricos más utilizados en generación eólica:

- ✓ Asíncronos de inducción jaula de ardilla
- ✓ Asíncronos de inducción doblemente alimentado
- ✓ Síncronos de rotor devanado
- ✓ Síncronos de imanes permanentes
 - Flujo Radial
 - Flujo Axial
 - Flujo Transversal.

Si bien, la máquina de inducción doblemente alimentada es el generador más utilizado en aerogeneradores de gran potencia. Vale la pena destacar que, en aerogeneradores de baja potencia, el generador eléctrico más utilizado es el síncrono de imanes permanentes debido a que son máquinas de baja velocidad de operación que no necesitan transmisión.

Es por ello, que se detalla a continuación y con más énfasis los distintos tipos de generadores de imanes permanentes más utilizados en la no tan desarrollada industria de la pequeña eólica.

3.3.1 Generador de flujo radial.

El generador síncrono de imanes permanentes (GSIP) de flujo radial, es el más convencional entre los GSIPs. Su proceso de fabricación está bien establecido, en comparación con el generador axial y transversal. Se consigue incrementar su potencia mediante el aumento de su longitud o diámetro, el estator y rotor están separados por un entrehierro cilíndrico, que idealmente es concéntrico con el eje de giro.

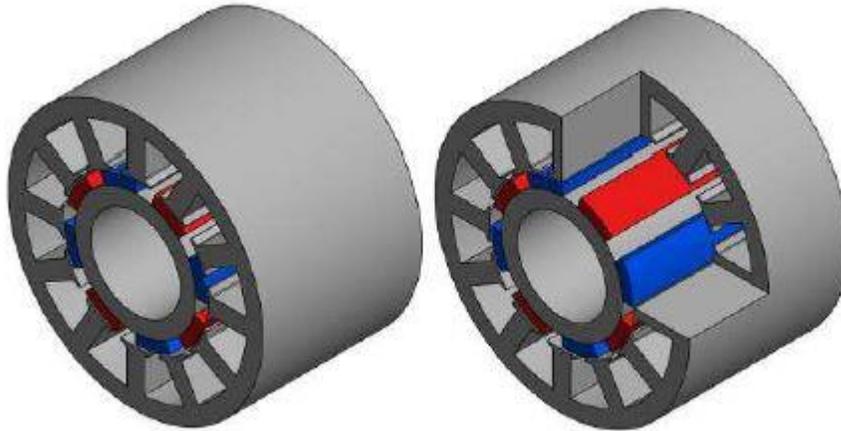


Ilustración 3.6 GSIP de flujo radial.

Debido a que la mayor parte del calor se genera en los devanados del estator, la máquina de rotor interno permite contar con una ruta de enfriamiento más corta. Un número importante de fabricantes de aerogeneradores elige máquinas de rotor interno.

3.3.2 Generador de flujo axial.

En un GSIP de flujo axial, el flujo en el entrehierro cuenta con dirección axial en relación al eje de giro. El rotor tiene forma de disco, con imanes colocados en el perímetro, y el estator tiene ranuras de forma radial. Este diseño se caracteriza por ser más compacto y difícil de fabricación.

En general, las máquinas de flujo axial tienen longitud mucho menor en comparación con las máquinas de flujo radial. Su ventaja principal es la alta densidad de par, por lo que se recomienda para aplicaciones con restricciones de tamaño en dirección axial.

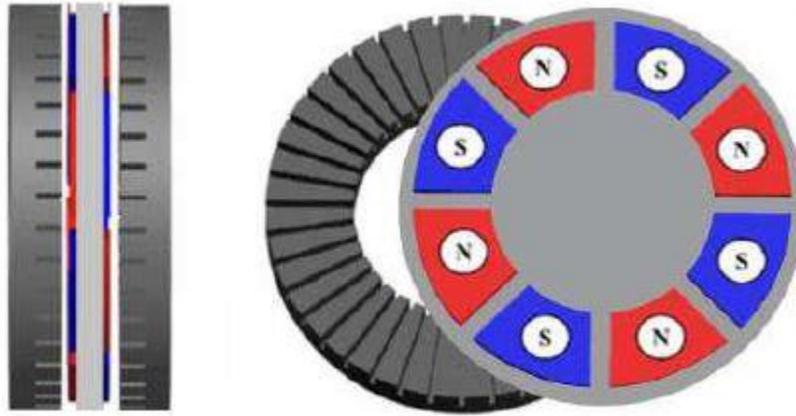


Ilustración 3.7 GSIP de flujo axial.

Una de las desventajas con las máquinas de flujo axial es que no son equilibradas en un solo rotor. Por lo general, para un mejor rendimiento del rotor se acoplan entre dos estatores o viceversa, a diferencia de las máquinas de flujo radial.

3.3.3 Generador de flujo transversal.

Los GSIP de flujo transversal presentan densidad de torque muy alta y un devanado con mayor simplicidad. Por este motivo, es de interés para aplicaciones en la energía eólica. No obstante, las máquinas de flujo transversal tienen desventajas, tales como una ruta del flujo tridimensional, un factor de potencia bajo y una densidad de potencia. Es probable que, por estos motivos, su uso en grandes turbinas eólicas no haya aun sucedido. En pequeños aerogeneradores solo se tiene referencia de su uso a nivel prototipo pre-comercial. Este tipo de generadores tiene una orientación radial de entrehierro y tiene una orientación transversal en el ranurado del estator. La orientación transversal en el estator permite que el área de la bobina sea independiente de la elección del paso del polo.

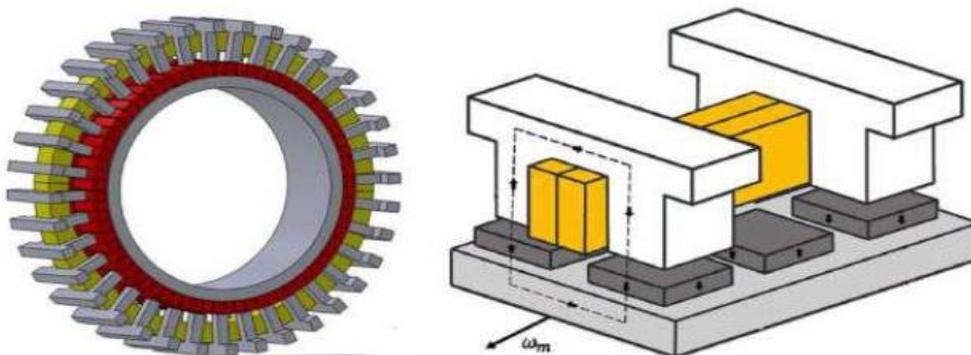


Ilustración 3.8 GSIP de flujo transversal.

3.4 Requerimientos de operación en turbinas eólicas de pequeña escala.

Los aerogeneradores de pequeña escala (≈ 10 kW o inferiores) suelen contar con una configuración de accionamiento directo, sin necesidad de utilizar una transmisión para incrementar la velocidad de operación del generador eléctrico. Esto ayuda a disminuir el costo, peso y mantenimiento del aerogenerador. Sin embargo, representa retos adicionales para el generador eléctrico, debido a que cuanto menor sea la velocidad de operación, mayor será el volumen de la máquina.

Desde el punto de vista del diseño o selección de generadores eléctricos para aerogeneradores de baja potencia, los parámetros que más influyen para determinar su uso son:

- Velocidad de operación
- Voltaje de salida (Inversores o Cargadores de baterías)

Si la velocidad de operación del generador no corresponde a la velocidad de operación del rotor eólico, no podrá ser extraída la energía contenida en el viento. Lo mismo sucede con el voltaje de salida, es decir, debe tener un rango en el cual un inversor red o una carga local pueda extraer la potencia que pueda suministrar el generador.

En la ilustración 3.9 se muestra la velocidad de rotación nominal de aerogeneradores comerciales que tienen capacidades desde 500 W, hasta 10 kW.

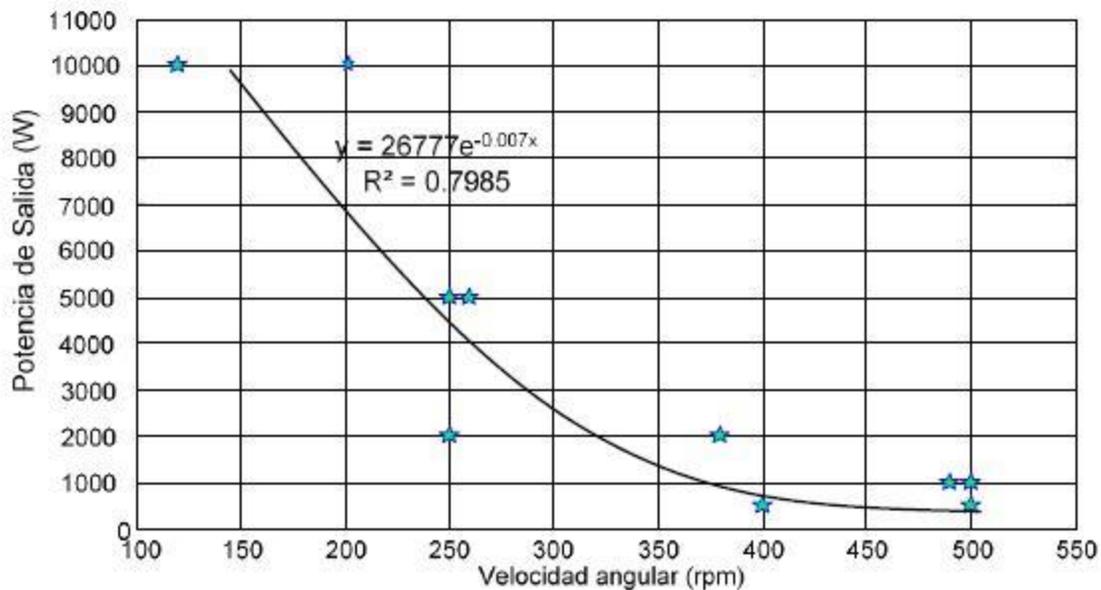


Ilustración 3.9 Potencia nominal vs RPM de generadores comerciales.

Los aerogeneradores de 500 W a 1 kW suelen tener velocidades nominales de operación entre 400 y 500 rpm. En el caso de aerogeneradores de 2 kW, las velocidades de operación encontradas son de 250 y 375 rpm. Para máquinas de 10 kW, las velocidades de operación, rondan entre las 125 y 200 pm.

La ilustración 3.10 muestra el rango de operación del voltaje de salida del generador en CA (por fase) y su valor correspondiente a la entrada del inversor en CD.

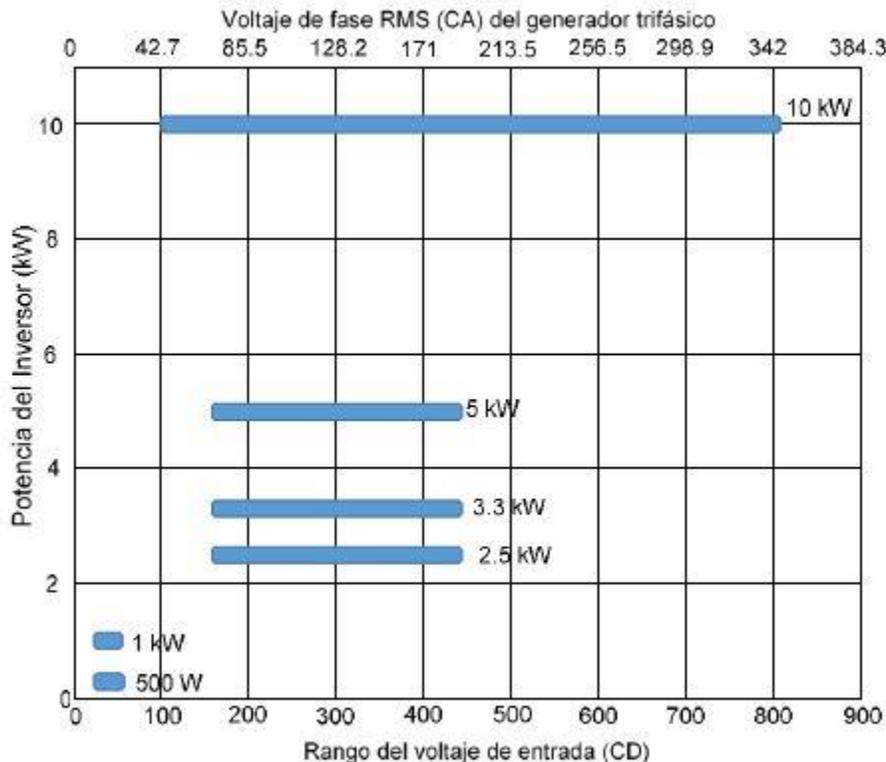


Ilustración 3.10 Rango de voltaje de entrada en inversores comerciales.

Una característica de los aerogeneradores de baja potencia, es que cuentan con un amplio rango de voltaje a la salida del generador (y entrada en CD al inversor), el cual es proporcional a las variaciones de la velocidad del giro. En algunos inversores, la potencia de salida suele asociarse a su voltaje CD de entrada. Por este motivo, para diseñar o seleccionar un generador eléctrico, se debe conocer el rango de voltaje de operación a la entrada del inversor (dentro o fuera de la red).

Como se mencionó anteriormente y una vez determinada la potencia del aerogenerador, la selección de un generador eléctrico comercial, dependerá principalmente de parámetros como la velocidad de operación y el voltaje de salida requerido en la aplicación. La velocidad de operación se encuentra ligada a las características operativas del rotor eólico. El voltaje de salida se asocia a las especificaciones de entrada de los inversores o cargadores de baterías.

La ilustración 3.11 muestra el voltaje de salida de un generador síncrono de imanes permanentes. La potencia de salida se muestra en la ilustración 3.12.

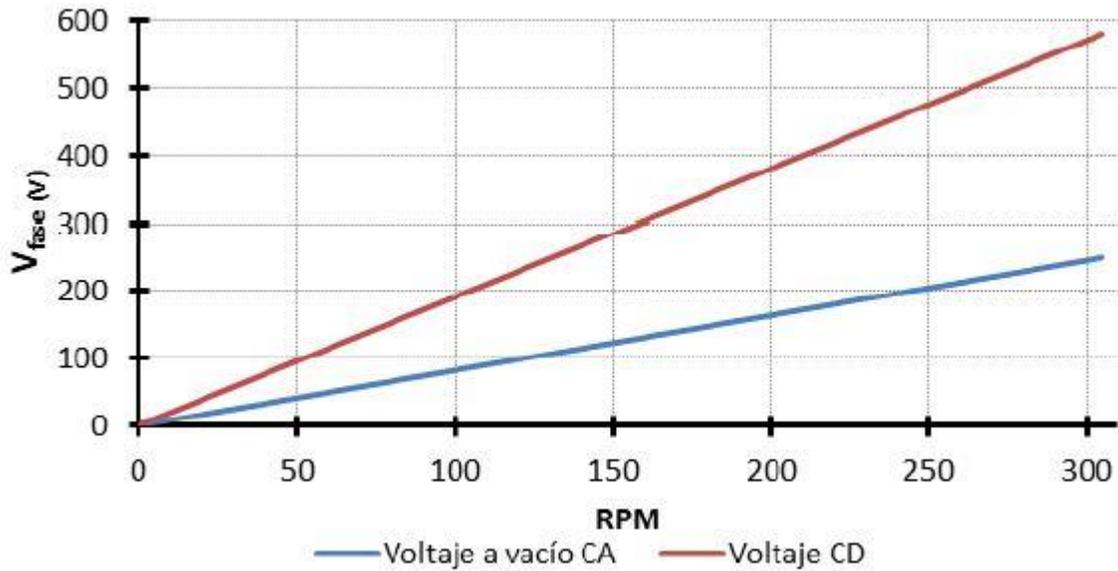


Ilustración 3.11 Voltaje de circuito abierto de un generador síncrono de imanes permanentes.

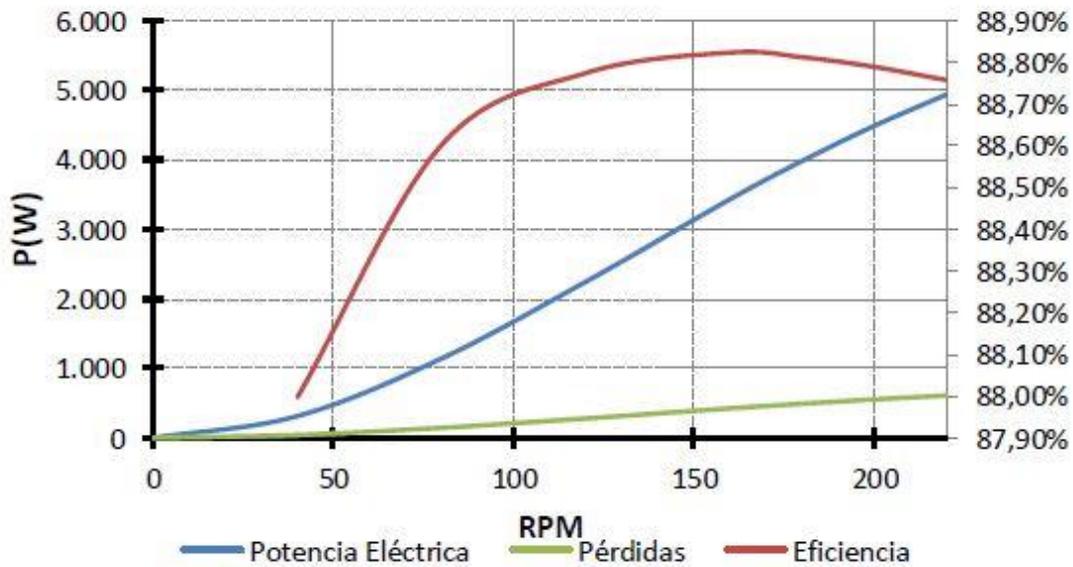


Ilustración 3.12 Potencia de salida del generador de imanes permanentes.

A partir de los datos calculados en base a las mediciones de viento tenemos que seleccionar un generador con una potencia nominal de $P_{nom} = 3kw$ a $5Kw$, ya que al observar la curva de probabilidad de Weibull se puede apreciar que la velocidad del viento oscilará principalmente entre 6 y 10 m/s, y en la tabla 3.4 se determinó la cantidad de potencia real

disponible para las diferentes velocidades de viento, por ello se seleccionara un generador de imanes permanentes que dispone de una potencia de salida de 5Kw.

Actualmente en el mercado se dispone de cierta diversidad de generadores de imanes permanentes para aplicaciones eólicas de baja potencia, especialmente diseñados con un peso y valores de RPM adecuados para obtener la mejor eficiencia energética posible en este tipo de aplicaciones. Para efectos de selección se opta por el siguiente generador, para el cual a continuación se detallan sus parámetros principales.

Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Jiangsu, China	Marca:	R&X
Número de Modelo:	RX-5000PMG	Garantía:	10 años
Certificación:	CE	Modificado para re...	No
Voltaje de salida:	96V/120V/220V	Energía tasada:	5000
RPM:	300		

Ilustración 3.13 Especificaciones generales del generador seleccionado.

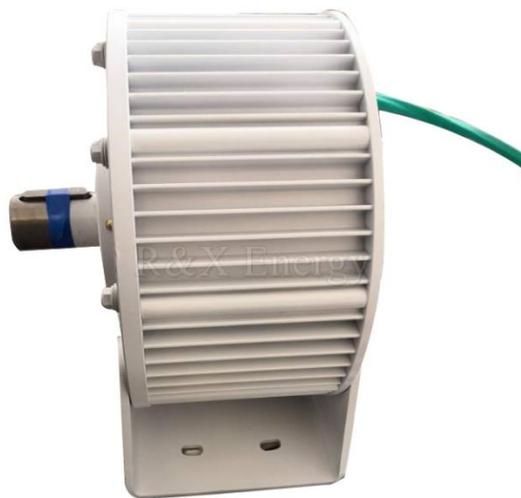


Ilustración 3.14 Vista lateral del generador.

3.5 Acondicionamiento de potencia.

Una vez que la energía cinética del viento es capturada por el rotor y transmitida mecánicamente al generador, que la convierte en energía eléctrica, ésta puede ser también regulada por medio de equipos electrónicos.

Existe una gran variedad en cuanto a las posibles tecnologías, tanto de rotor como de generador eléctrico, incluso en el método de control del aerogenerador, a la hora de elegir aerogenerador de pequeña potencia. Con objeto de limitar un poco la descripción de la electrónica en pequeños aerogeneradores, se selecciona una configuración tipo para el aerogenerador, formada por los siguientes elementos.

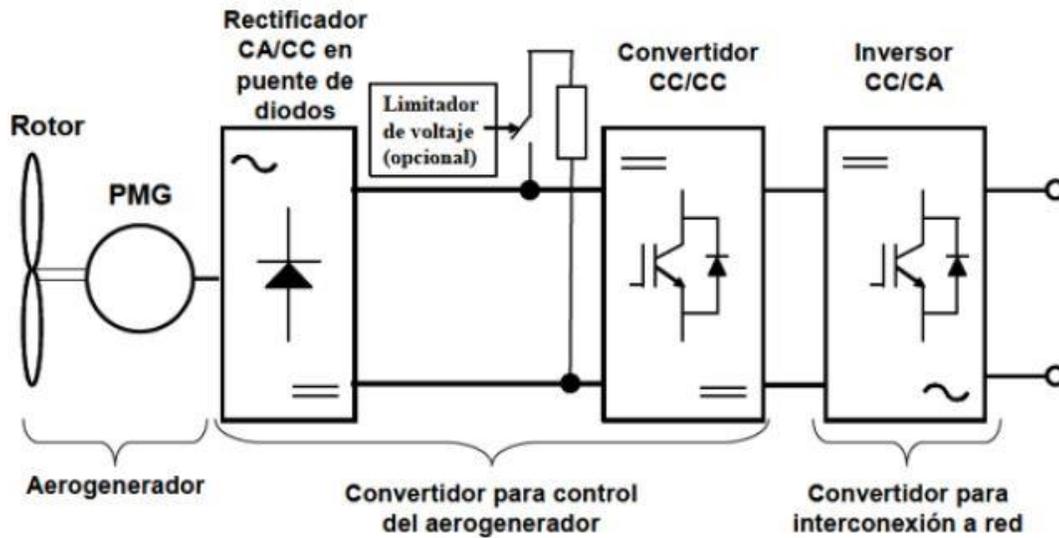


Ilustración 3.15 Esquema de configuración tipo de sistema completo.

Las pequeñas turbinas eólicas normalmente generarán energía usando un alternador de CA trifásico. A continuación, la alimentación de CA se rectifica a CC. El voltaje y la corriente cambiarán con las condiciones cambiantes del recurso eólico. Un pequeño aerogenerador puede ser muy variable con cambios rápidos de voltaje y potencia en respuesta a las ráfagas de viento. La potencia de CC rectificada se conoce a menudo como "corriente continua salvaje", y es la que típicamente regulará los equipos electrónicos de control y protección. A continuación, se describen brevemente los elementos que pueden aparecer en este bloque.

3.5.1 Cortocircuito del generador (CROWBAR).

Una de las características del generador de imanes permanentes, utilizado por la inmensa mayoría de pequeños aerogeneradores, es que se frena al cortocircuitar su salida trifásica. Esta característica es muchas veces utilizada como sistema de frenado. Puesto que supone una maniobra brusca, algunos modelos incluyen una resistencia para que el cortocircuito no sea directo. El cortocircuito se puede en alterna, antes del rectificador, o en continua, a la salida del rectificador. En este último caso hay que tener la precaución de asegurar que no se cortocircuite también la aplicación a la que esté conectado (que podría ser, por ejemplo, una batería).

3.5.2 El rectificador.

La configuración más comúnmente empleada en aerogeneradores de pequeña potencia, está constituida por un generador de imanes permanentes, trifásico, e incluye un rectificador trifásico en puente de diodos. En este caso, al estar constituido por un puente de diodos trifásico, se trata de un rectificador no-controlado.

Los rectificadores trifásicos, tipo puente de diodos, son comúnmente utilizados para aplicaciones de alta potencia, debido a su bajo costo y a que cuentan con un alto factor de utilización para un sistema trifásico. Es decir, tiene una alta relación de potencia de salida en corriente continua, respecto a la potencia eléctrica de entrada en corriente alterna. A la salida del rectificador se suele incluir algún tipo de filtrado para reducir el rizado de la onda rectificada.

3.5.3 El convertidor CC/CC.

Este componente, el convertidor, continua – continua (CC/CC), no está presente en el control de todos los pequeños aerogeneradores, pero la tendencia es que cada vez aparezca con más frecuencia, dado que es el encargado del seguimiento del punto de máxima potencia. Los convertidores CC/CC (continua – continua) son una parte integral de la vida moderna. Mediante ellos se convierte de un nivel de voltaje a otro mediante el uso de alta frecuencia. En este caso se añade un grado de libertad más para el control de aerogenerador. El convertidor CC-CC permite independizar la tensión a la entrada de la tensión a la salida, lo que le permite poder regular la tensión CC a la entrada de forma que obligue al aerogenerador a trabajar en el punto óptimo de funcionamiento, el punto de máxima potencia para esas condiciones, de ahí sea el encargado del seguimiento del punto de máxima potencia. Al mismo tiempo, es capaz de mantener a la salida una tensión CC adecuada para el funcionamiento del sistema. Los convertidores CC/CC son sistemas no lineales de estructura variable, que están sujetos a disturbios como cambios en el voltaje de entrada y cambios en la carga de salida. Hay distintos tipos de convertidores CC/CC:

- Dispositivos para convertir a un voltaje inferior (Convertidor reductor, *Buck*)
- Dispositivos para convertir a un voltaje superior (Convertidor elevador, *Boost*)
- Dispositivo capaz de convertir a un voltaje superior o inferior (Convertidor reductor-elevador, *Buck-Boost*)

3.5.4 Inversor.

El acoplamiento en alterna es válido tanto para configuraciones basadas en baterías, en las que el acoplamiento puede ser en continua (a la batería) o en alterna (a la red formada por el inversor de la batería), como para aplicaciones de conexión a red en alterna, ya sea la red convencional o configuraciones basadas en grupos electrógenos.

pero hay que tener en cuenta dos salvedades importantes para el caso del inversor para acoplamiento en alterna en aplicaciones aisladas:

- ✓ En las especificaciones del inversor, hay que asegurar que el rango de variación de la tensión y de la frecuencia, así como la calidad de red, permitidos sea suficientemente amplio como para trabajar en sistemas aislados, que puede ser mayor que en conexión a una red convencional.
- ✓ En sistemas aislados con baterías con acoplamiento en alterna, existirán dos tipos de inversores que hay que diferenciar con claridad: el inversor de la batería, que es el encargado de formar la red y puede gestionar los demás componentes; y el inversor de conexión en alterna (o los inversores, si hay más de un generador).

3.6 Selección de equipos para acondicionamiento de potencia.

Una vez que se han seleccionado los componentes mecánicos del aerogenerador y se han establecido algunos criterios para la selección de los componentes utilizados en el acondicionamiento de potencia, procedemos a la descripción de los mismos como se detalla a continuación.

3.6.1 Selección del rectificador o convertidor AC/DC.

Disponer de un rectificador destinado para aplicaciones eólicas a nivel nacional es una tarea realmente difícil, por ello al buscar a nivel internacional, aunque las opciones no son precisamente abundantes, se logró encontrar un rectificador diseñado precisamente para aplicaciones eólicas de baja potencia que se ajusta adecuadamente a los parámetros del sistema que pretendemos desarrollar.

El mismo está desarrollado por la empresa LAYER ELECTRONICS la cual es de origen italiano y cuenta con una gama de productos especialmente diseñados para pequeña eólica. En la tabla 3.6 se detallan las características del rectificador el cual incluye un sistema de frenado electrónico, el cual se ocupa de desacelerar inmediatamente el generador de manera muy segura y fiable y, al mismo tiempo, continúa a erogar potencia a las cargas, sin ninguna pérdida de capacidad productiva.

El sistema de frenado electrónico interviene durante un apagón y cuando se está en presencia de fuertes ráfagas de viento. El sistema de frenado evita, además, que el generador gire en sobrevelocidad, garantizando una absoluta silenciosidad de la planta.

Modelo	BR-50
Potencia –KW	5
Entrada	
Fases	Trifásico
Tensión	0-350 Vca

Frecuencia	0-60 Hz
Salida	
Tensión	240 Vcc
Rendimiento	99%
Sistema de frenado	Con control electrónico
Tensión límite	280Vca
Señales	
Led	ON, Manual, Error
Visualizador	Estándar
Conmutador manual	Freno de emergencia.

Tabla 3.5 Características principales del convertidor.

3.6.2 SELECCIÓN DEL INVERSOR.

Para la selección del inversor se aceptará un excedente de potencia del 10% por ello para una potencia nominal de 5KW se tiene:

$$P_{inv} = P_{nom} \times 1.1 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

$$P_{inv} = 50000 \times 1.1$$

$$P_{inv} = 5.5 \text{ KW}$$

Al buscar en el mercado internacional, encontrar inversores para pequeñas aplicaciones eólicas tiene sus complicaciones, ya que la mayoría de inversores están desarrollados para aplicaciones solares fotovoltaicas, y aunque estos pueden ser utilizados en aplicaciones eólicas resulta más conveniente optar por un inversor pensado específicamente para energía eólica.

En la ilustración 3.14 y tabla 3.7 se puede apreciar las características del inversor seleccionado, el cual es trifásico y puede manejar hasta 5.5KW de potencia.

Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Shandong, China	Marca:	Deming
Número de Modelo:	DMWG5KSTL	Tipo:	Inversores DC/AC
Tipo de salida:	Triple	Corriente de salida:	10.2A
Frecuencia de salida:	50HZ/60HZ	Talla:	550*225*770mm
Peso:	59kg	Certificado:	CE Iso9001, CE
Nominal potencia d...	5KW	Garantía:	2 años
Forma de onda de ...	De onda sinusoidal pura de salida	Pantalla:	LCD
MPPT de:	150-700v	MPPT curva de con...	Se puede configurar
La eficiencia:	98% Max	Aplicación:	En la red sistema de energía de viento
Comunicación:	RS232/RS485/USB/GPRS /wifi (opcional)		

Ilustración 3.16 Características de diseño del inversor DMWG5KSTL.

Inversor de turbina eólica en la red	DMWG3KSTL	DMWG5KSTL
Potencia de salida nominal(AC)	3KW	5KW
Máxima potencia de salida(AC)	3,13KW	5,5KW
Voltaje de entrada sonado (CC)	0-800V	0-800V
MPPT Voltage de(DC)	150V-700V	150V-700V
Max corriente de entrada(DC)	6,8Un	11.2A
Corriente nominal	6,2Un	10.2A
THDActual armónica	<3%(a potencia nominal)	
Factor de potencia	> 099	
Max, eficiencia	98%	
Permitido red rango de tensión(AC)	220V/380V/440V/480V(TTres fase)± 20%	
Permitido red rango de frecuencia	50Hz/60Hz ± 10%	
De las condiciones de operación	La entrada de CC y la red eléctrica cumplen los requisitos y el inversor funciona automáticamente	
Tiempo de reinicio después de la falla de alimentación	30s (Ajustable)	

Tabla 3.6 Parámetros de operación del inversor del inversor DMWG5KSTL

En la ilustración 3.17 se muestra el sistema completo en vista lateral, destacando las principales partes que lo componen, desde las aspas del aerogenerador para las cuales se utilizó el perfil aerodinámico S1210, luego se destaca el aerogenerador de imanes permanentes con una potencia nominal de 5KW, además del conjunto rectificador AC/DC y el respectivo inversor encargado de hacer la conexión a la red.

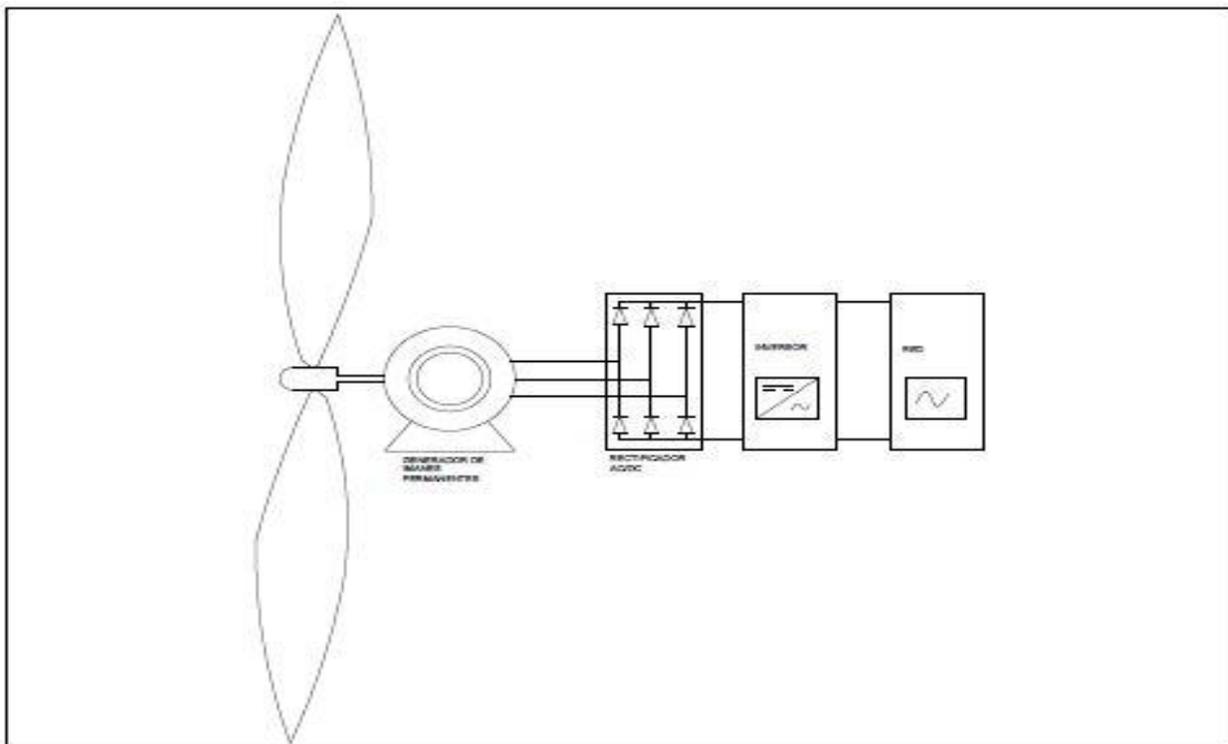


Ilustración 3.17 Vista lateral del sistema completo.

3.7 Separación entre aerogeneradores.

3.7.1 Estela de los aerogeneradores.

Un aerogenerador genera aguas debajo de su rotor una estela que puede producir interferencias con otras máquinas próximas. Este efecto puede llegar a ser importante si no se proyecta de tal manera en el diseño, de tal forma que la colocación y separación entre aerogeneradores sea tal que se minimice este efecto. Como se puede apreciar en la ilustración 3.18 se muestra el proceso de formación de estelas aguas abajo del rotor de una turbina eólica.

Además de la pérdida de energía, dado que el nivel de turbulencia en una estela es mayor que el viento libre, aumentan las cargas variables sobre las máquinas situadas a sotavento de las generadoras de estelas, y causan que la vida de las mismas se acorte por fatiga de materiales. La importancia de estas turbulencias es de tal que, una máquina que en ausencia de estelas cumple con la normativa, deje de hacerlo cuando esté sometida a la interferencia, debido a la mayor turbulencia.

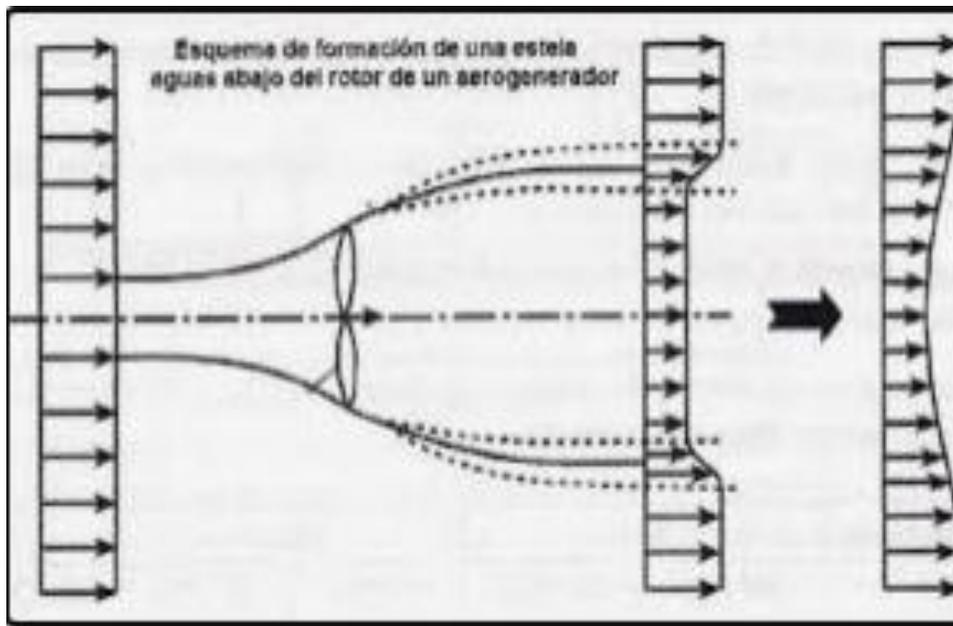


Ilustración 3.18 Proceso de formación de una estela aguas abajo del rotor de una turbina eólica.

Por lo general se recomienda una separación entre aerogeneradores de 3 a 5 veces el diámetro del rotor, perpendicular al viento dominante, mientras que en la dirección del viento dominante de 7 a 10 el diámetro del rotor, para minimizar los efectos de la sombra eólica y de la estela de una turbina sobre otras, en la ilustración 3.19 podemos apreciar las separaciones respectivamente. Las interferencias que provocan los aerogeneradores entre si deben analizarse con detalles para poder optimizar la disposición de las máquinas en el parque. En

los parques eólicos las pérdidas por estela pueden estimarse como máximo en el orden del 5%.

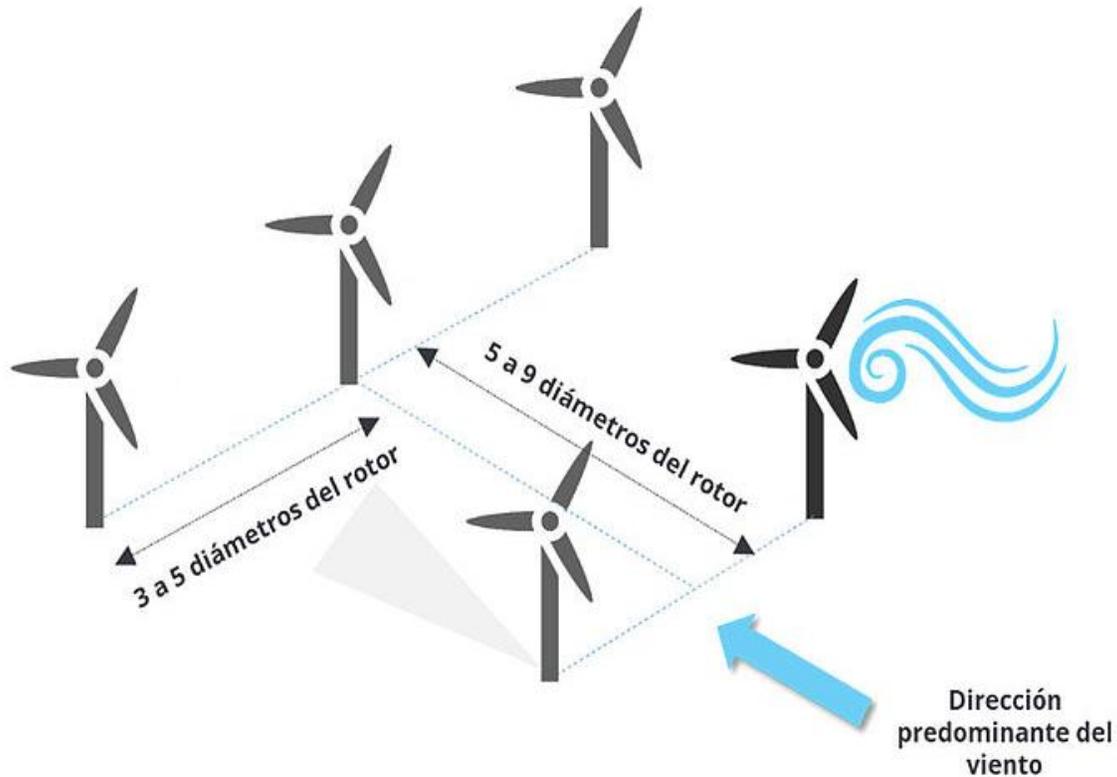


Ilustración 3.19 Separación entre aerogeneradores de un parque eólico.

3.8 Condiciones de carga en un rotor eólico.

La eficiencia del rotor no determina la eficiencia del sistema de energía eólica, cuando el rotor es acoplado a la carga (generador) se reducirá aún más la eficiencia en general.

Donde la curva de potencia de la salida de un sistema que consta de un rotor y el generador, no depende de su eficiencia individual de ambos componentes si no que depende luego de como ellos estén acoplados. La ilustración 3.20 nos da una breve introducción del torque de un rotor expuesto a diferentes velocidades de vientos. Donde las curvas son las de carga/torque que se requieren para hacer girar el generador a diferentes rpm.

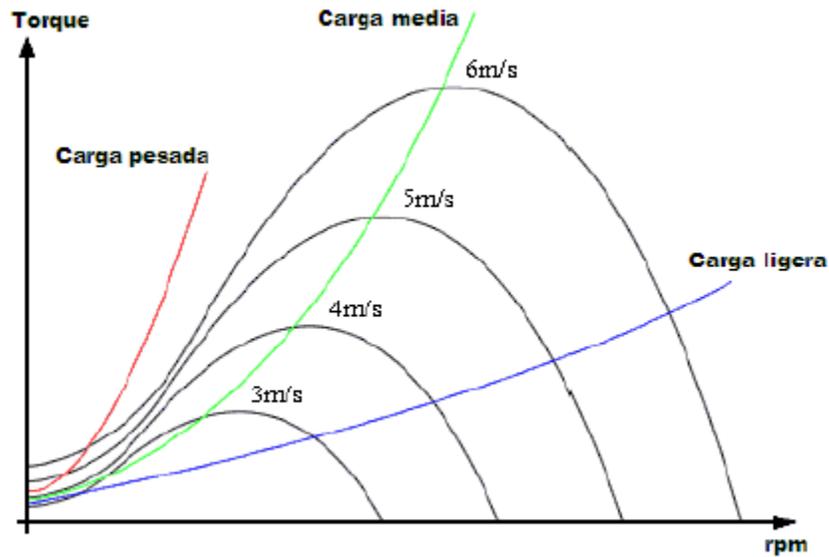


Ilustración 3.20 Rotor expuesto a diferentes velocidades de viento.

Podríamos analizar la curva de torque 6 m/s y la línea de carga media; cuando el rotor está sometido a una velocidad de 6 m/s, este deberá acelerar de cero a las rpm de intersección entre las dos curvas, punto donde el sistema logra la estabilización.

Posteriormente, el rotor producirá torque siguiendo la misma curva hasta que logre el cruce con la curva de torque en la carga para los otros valores de velocidad. Así, mediante el trazado de curvas de torque a varias velocidades, las intersecciones de estas curvas coinciden con el número de revoluciones de funcionamiento real de la turbina a dichas velocidades de arranque.

Sin embargo, la curva de carga a diferentes velocidades de viento no representa la potencia de salida real, esta será más baja debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas ocasionadas por el proceso de conversión energética.

4. Aerogenerador de eje vertical.

Su principal característica es que su eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo, tiene la capacidad de adaptarse a cualquier situación de la corriente de viento por lo que también se les conoce como “Panemonos” que significa a todos los vientos, lo que elimina los mecanismos de orientación. A excepción del rotor Darrieus. Los aerogeneradores de eje vertical operan con vientos de bajas revoluciones (200 RPM). Este mecanismo trabaja por la diferencia de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al viento. Se emplean para generar potencias que van de los 200 W a los 4 MW.

Mientras una de las grandes ventajas que tienen este tipo de aerogeneradores podríamos mencionar las siguientes.

- No necesitan grandes inversiones porque sus dimensiones pueden ser pequeñas y no exigen torre potente o equipamientos como los del eje horizontal. Su instalación y mantenimiento es sencillo, y se podría ubicar en cualquier lugar, tanto en el suelo como en una azotea.
- Aprovechamiento de los vientos turbulentos y de baja altura, así como las irregularidades del terreno, que incrementan la velocidad del viento. Los edificios lo direccionan hacia arriba y pueden llegar a doblar su velocidad, la cual es aprovechada por las turbinas.
- Funcionan de manera silenciosa, bastante indispensable en lugares habitados. Estos se ponen en marcha con pequeñas velocidades de viento en comparación a los de eje horizontal.
- Su alineación vertical reciben vientos de cualquier dirección, y por lo tanto, no requieren ningún sistema de alineamiento del aerogenerador.

Aspectos ambientales.

La producción de un KWH por medio de sistemas aerogeneradores genera un impacto ambiental.

- 4 veces menor que con gas natural.
- 10 veces menor que con plantas nucleares.
- 20 veces menor que con carbón o petróleo.

Esto debido a que el proceso no genera residuos peligrosos, ni productos de emisiones de gases.

4.1.1 Consideraciones técnicas.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja a cualquier dirección de viento por ello se llaman panemonos (todos los vientos). No precisan dispositivos de orientación; trabajan por la diferencia del coeficiente de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al

viento. Esta diferencia de resistencia al viento hace que el rotor sea propenso a girar sobre su eje en una dirección específica. A excepción del rotor Darrieus, los aerogeneradores de eje vertical operan con vientos de baja velocidad donde difícilmente superan las 200 rpm, donde los aerogeneradores horizontales de alta velocidad comienzan a generar a las 1000 rpm. Estos aerogeneradores se emplean para generar potencias que van desde los 200 W a los 4MW. Por lo que no necesita de una torre, generalmente se caracteriza por tener altos torques de partida, el darrieus es la excepción a las características antes mencionadas.

4.2 Aerogeneradores savonius.

El modelo de rotor Savonius es el más simple. Consiste en un cilindro hueco partido por la mitad, en el cual sus dos mitades han sido desplazadas para convertirlas en una S; las partes cóncavas de la S captan el viento, mientras que la parte posterior presentan una menor resistencia al viento, como se puede apreciar en la ilustración 4.1, por lo que este girará en el sentido que menos resistencia ofrezcan.

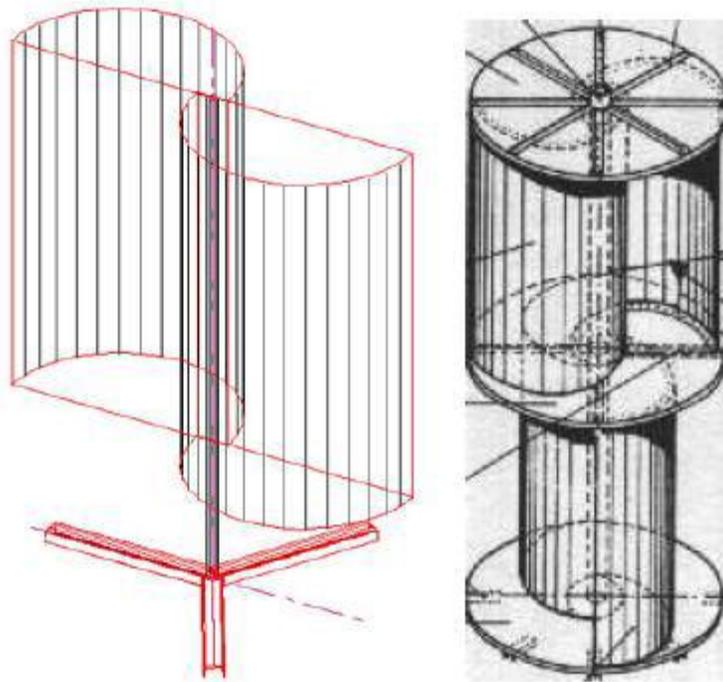


Ilustración 4.1 Turbina savonius.

Este sistema tiene el inconveniente de presentar una sobre presión en el interior de las zonas cóncavas al no poder salir el aire, perjudicando el rendimiento; el sistema queda mejorado separando ambas palas y dejando un hueco entre ambas para que se exista un flujo de aire, como se puede apreciar en la ilustración 4.2.

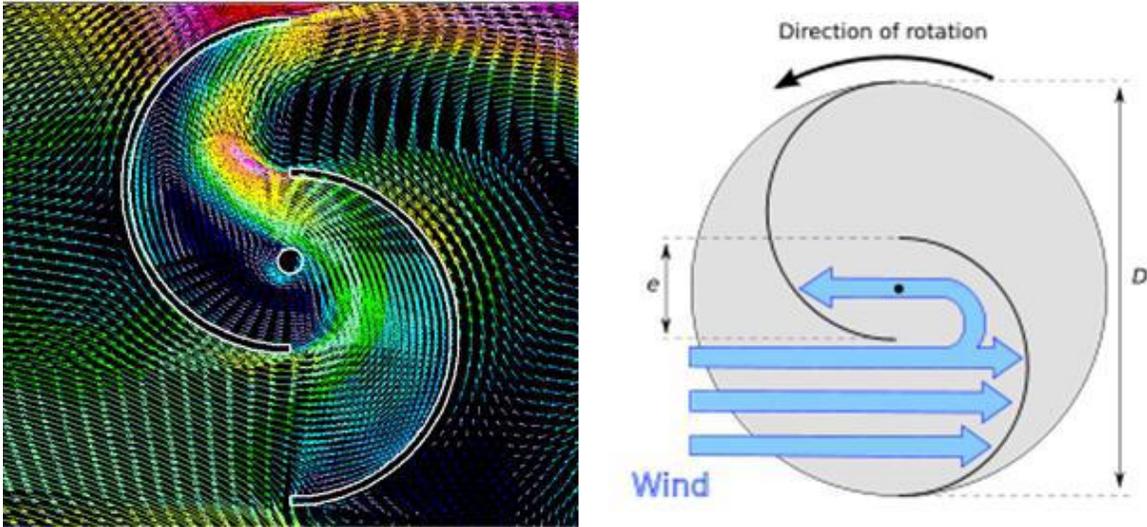


Ilustración 4.2 Diagrama de fluidos de viento savonius modificado

Debido a la gran resistencia al aire que ofrece este tipo de rotor, sólo puede ser utilizado a bajas velocidades. El uso para generación de energía eléctrica requiere de multiplicadores, lo que reduce el rendimiento. Es por tanto útil para aplicaciones de tipo mecánico, como el bombeo de agua.

4.2.1 Eficiencia del rotor savonius.

La capacidad de generar energía por parte de los rotores de tiro vertical depende de varios factores, entre estos factores, el área que se encuentra contra el choque del viento, la velocidad de éste, entre otros, el rotor Savonius no es muy eficiente, pero su bajo costo y su poca necesidad de tecnología las hacen viables para el bombeo de agua en poblaciones rurales y con bajos ingresos económicos, pues éstas generan energía dependiendo de su C_p (Coeficiente de Potencia), el cual varía con la velocidad de la punta de los álabes (*Tip Speed Ratio*, o TSR), que equivale a la velocidad del punto más alejado del eje de rotación, también se puede decir que equivale a la velocidad del viento. En un Savonius ocurre alrededor de $TSR=0,8$. En la ilustración 4.3 se muestra una gráfica de rendimiento de los rotores.

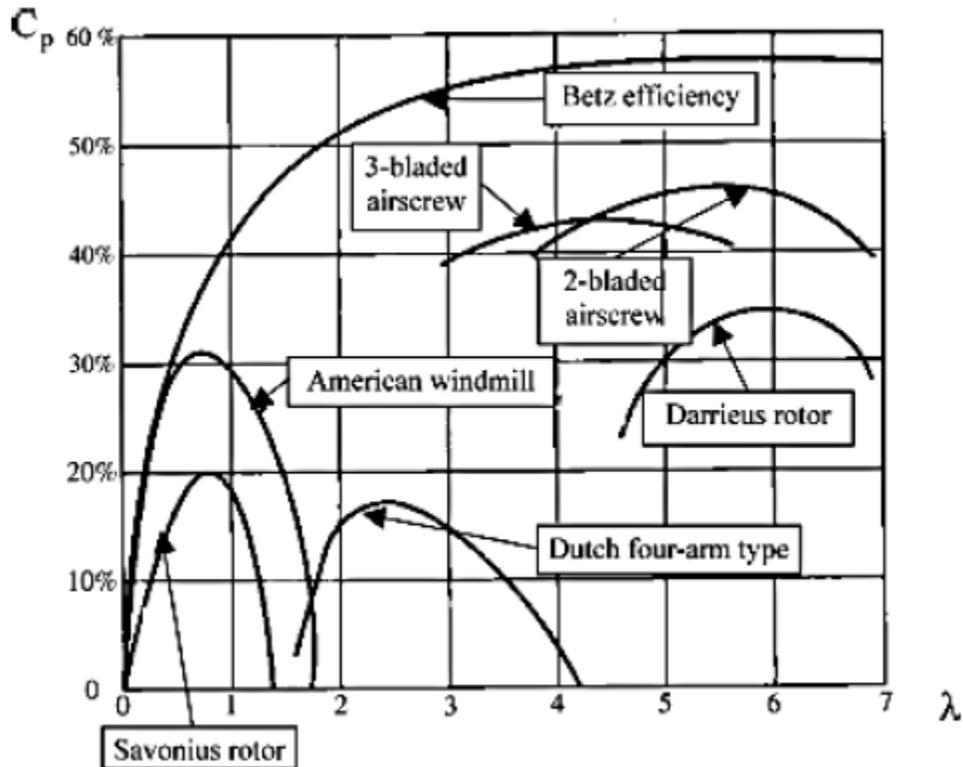


Ilustración 4.3 Eficiencia de rotores, C_p vs TSR.

4.2.2 Características del aerogenerador savonius.

- Turbinas de Arrastre
- Poseen un alto par de arranque sobre su eje
- Eficiencia ($\eta\%$) varía entre 5% - 25% dependiendo características aerodinámicas del diseño y de la velocidad del viento
- Presentan un alto rendimiento ante bajas velocidades de viento
- El máximo C_p obtenido por la maquina depende de los parámetros geométricos de la turbina y el flujo de aire que atraviesa la turbina

4.3 Aerogeneradores Darrieus.

Los rotores Darrieus están formados por álabes, de perfil generalmente biconvexo, unidos rígidamente entre sí rotando alrededor de un eje vertical. La superficie de los álabes puede variar en su geometría, adoptando formas cilíndricas, troncónicas, esféricas o parabólicas.

El comportamiento del rotor Darrieus se debe principalmente al impacto generado por la componente de ascensión del viento en la misma dirección recorrida por las aspas de la turbina, ya que esta fuerza se presenta en la dirección paralela a la del viento, lo que provoca el movimiento de sus álabes.

Estas máquinas rotacionales demandan una velocidad punta mucho más alta, en comparación a las turbinas de arrastre, siendo uno de los inconvenientes más importantes a la hora de su implementación en zonas urbanas, pues requieren de velocidades alrededor de los 7 m/s para obtener su máximo rendimiento. Otra de las desventajas de estas turbinas es la dificultad que tienen para poder romper su inercia, pues el par de arranque es muy reducido. En la práctica las turbinas Darrieus necesitan ser arrancadas. Para comprender mejor la configuración de rotor Darrieus ver la ilustración 4.4.

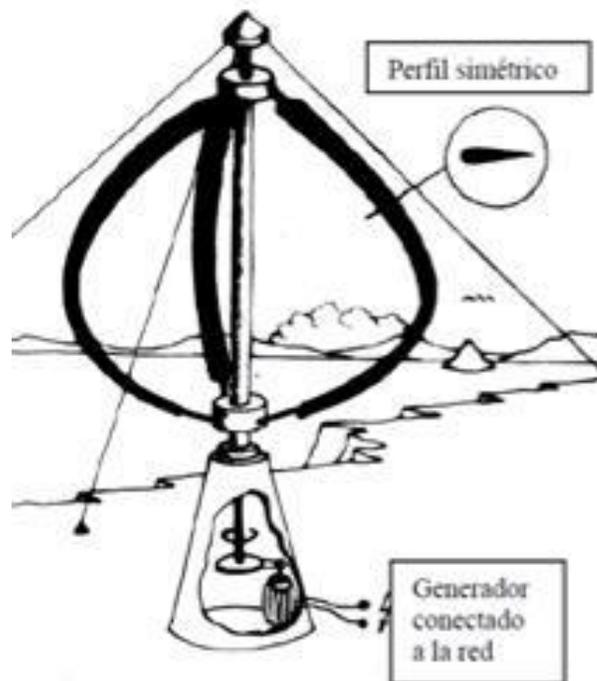


Ilustración 4.4 Turbina Darrieus.

4.3.1 Características principales de turbinas Darrieus.

- Turbinas de Velocidad
- Poseen un bajo par de arranque
- Eficiencias ($\eta\%$) cercana a 35 %
- Presentan un alto rendimiento ante altas velocidades de viento

4.3.2 Darrieus tipo H o Giromill.

Estas turbinas tienen alerones verticales de eje recto, los alerones están orientados mecánicamente con el fin de cambiar el ángulo de ataque tal como se muestra en la ilustración 4.5.

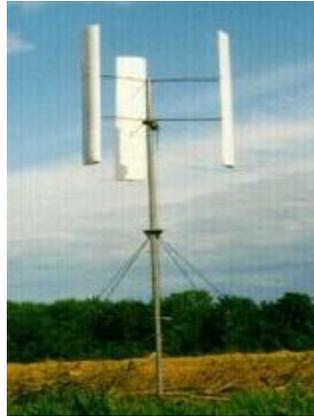


Ilustración 4.5 Rotor tipo H o Giromill.

4.4 Elección generador eólico vertical tipo savonius.

Se ha elegido este aerogenerador por sus especificaciones mencionadas anteriormente el buen funcionamiento depende principalmente de su correcto funcionamiento y este se basa en las condiciones por las que son diseñados cuya finalidad de este aerogenerador es poder trabajar con vientos bajos y una eficiencia de captación de energía adecuada.

4.4.1 Tipos de molinos de viento tipo savonius.

Existen distintas configuraciones para formar un rotor savonius, entre los cuales podríamos encontrar de 2 aspas, 3 aspas y 4 aspas, también podríamos encontrar los semicírculos desfasados en el centro de su eje, como se puede apreciar en la ilustración 4.6

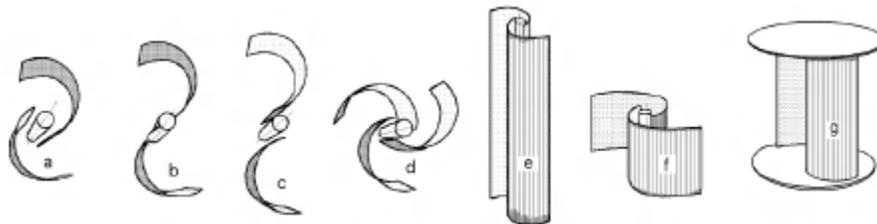


Ilustración 4.6 Tipo de molinos de viento tipo savonius.

4.4.2 Parámetros geométricos de la turbina tipo savonius.

En la ilustración 4.7, podremos observar alguno de los parámetros importantes de un rotor tipo savonius.

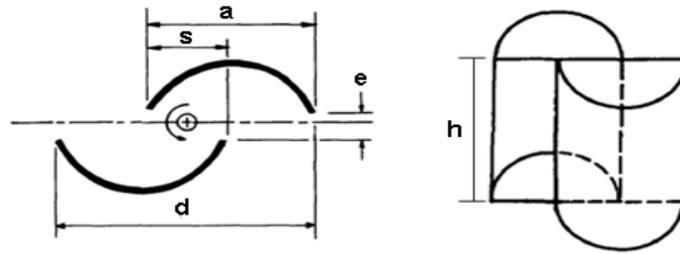


Ilustración 4.7 Parámetros geométricos a considerar den rotor savonius.

Dónde:

a: es el ancho de cada alabe

s: es el traslapo.

d: es la distancia comprendida entre los puntos extremos de un alabe o diámetro.

e: distancia entre alabes.

h: esta representa la altura o largo del alabe.

Para poder encontrar estos parámetros se toma en cuenta ciertas consideraciones donde se establece que para un óptimo diseño del aerogenerador tipo savonius la relación s/d iría entre los valores de 0.1 a 0.15. Posteriormente, debemos tener en consideración un $e=0$ y una relación $h/d=2$, considerando lo expuesto por Lycen, quien menciona que la distancia de alabes ($e=0$) y la relación de aspecto ($h/d \geq 2$).

4.4.3 Velocidad en punta de alabe (TSR)

El (TSR) o “Tip Speed Ratio” este parámetro relaciona la velocidad tangencial del alabe y la velocidad del viento. Esto se define como

$$TSR = \frac{\omega \cdot r}{v} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Dónde:

ω : velocidad angular (rad/s).

r: es el radio del rotor (m).

v: velocidad del viento (m/s).

Donde la velocidad angular viene dada por:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot n \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Dónde:

n: número de revoluciones.

4.4.4 Coeficiente de potencia para un aerogenerador de eje vertical (C_p).

Este parámetro relaciona la potencia extraída y la potencia total del viento. Por la ley de betz, es imposible que una maquina extraiga toda la potencia del viento. Bajo estas condiciones la potencia extraída por el aerogenerador dependerá de su coeficiente de potencia, quien a su vez dependerá de gran manera de la forma de sus alabes.

En teoría se han desarrollado pocas ecuaciones que relacionen el C_p , con las características del rotor savonius.

Experimentalmente se han desarrollado curvas como la de pueden observar en la ilustración 4.3, estas relacionan el C_p con la velocidad de punta de alabe, se ha encontrado que el máximo C_p de un rotor Savonius alcanza un valor de 0,33.

En la ilustración 4.3 hace referencia la curva de coeficiente de potencia contra velocidad de punta de alabe esta para diferentes tipos de rotores. Podemos observar que en esta grafica se podría tomarse como referencia para poder diseñar un rotor Savonius, se podrían tomar aproximadamente unos valores de $C_p= 0,20$ y $TSR= 0,8$.

4.4.5 Área de barrido.

El área de barrido del rotor está determinada por el tamaño de la turbina eólica este comprende el diámetro total del rotor, y la longitud del alabe. Esto corresponde a la sección de aire que encierra la turbina en su movimiento y este depende del tipo de turbina el cual se vaya a diseñar. El área de barrido de la turbina estudiada en el capítulo anterior es de forma circular, mientras que el área de barrido de las de eje vertical es rectangular. Y se encuentra mediante la siguiente ecuación.

$$A=d.h \quad \text{(Ec. 4.3)}$$

Dónde:

A: es el área en (m^2).

h: altura o largo del alabe (m).

d: diámetro del rotor (m).

4.4.6 Potencia nominal.

La potencia nominal es la potencia máxima que podría llegar a generar la maquina eólica y viene determinada por la siguiente ecuación.

$$P_n = \left(\frac{1}{2}\rho A(V_n^3)\right) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Posteriormente se continua detallando que por la ley de Betz es imposible que una maquina extraiga toda esta potencia del viento. De este modo para poder encontrar la potencia máxima extraída por la maquina se debe tener en consideración el coeficiente de potencia máxima. Donde la potencia máxima se expresa en la siguiente ecuación.

$$P_{m\acute{a}x} = C_{p m\acute{a}x}(P_n) = C_{p m\acute{a}x} \left(\frac{1}{2}\rho A(V_n^3)\right) \quad (\text{Ec. 4.5})$$

4.4.7 Potencia total extraída.

La energía eólica que transforma un equipo de electricidad, depende principalmente de la velocidad del viento captada en el sitio de interés donde este será instalado. Por lo que existen factores los cuales no permiten que el aerogenerador capte la suficiente energía cinética procedente del viento. Por lo que se puede considerar determinar el rendimiento total de las pérdidas de energía que podría presentar el aerogenerador sufre. Por lo que la potencia total extraída se podrá visualizar en la siguiente ecuación.

$$P_e = n_m n_e C_p \left(\frac{1}{2}\rho A V^3\right) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Dónde:

n_e : Eficiencia de la maquina eléctrica.

n_m : Eficiencia de la transmisión mecánica.

C_p : Coefiente de potencia.

ρ : Densidad del fluido.

A: Área de barrido.

V: Velocidad del viento.

Para el análisis a considerar que el sistema se encuentra acoplado al dispositivo de generación mediante un dispositivo multiplicador de velocidad.

Como parámetros iniciales, se considera que la potencia total que se debe extraer, es la potencia necesaria para alimentar una batería de 12 V. Donde esta puede ser utilizada en diferentes aplicaciones, tales como:

- Sistema de alarma.
- Herramientas eléctricas y equipos de control.
- Iluminación de emergencia.
- UPS, equipos de comunicación.

Podremos observar en la siguiente tabla algunas especificaciones de baterías para nuestra aplicación.

Tipo de batería	Voltaje nominal (V)	Capacidad (Ah) @20h	Dimensión (mm/kg [(±5%)])				Peso	Tipo de terminal
			Longitud	Anchura	Altura	Altura total		
FL1250HR	12	5	90	70	101	107	1.68	F1/F2
FL1270HR	12	7	151	65	94	100	2.25	F1/F2
FL1275HR	12	7.5	151	65	94	100	2.32	F1/F2

Tabla 4.1 Características de algunas baterías.

Seleccionaremos una batería de 7.5Ah, por lo que la corriente será 0.375A.

Por lo que la potencia que debe recibir la batería es monofásica, por lo que el voltaje nominal será $V=12V$ y con una corriente de $I=0.375A$, por ende la potencia total que deberá entregar el sistema será $P=4.5W$, y la potencia extraída del sistema debe ser $P_e=4.5W$

4.4.8 Numero de alabes y módulos.

Los sistemas de aerogeneración tipo Savonius se han estudiado y se sabe que ha mayor número de alabes el $C_{pmáx}$ decrece. Por lo que se sabe según algunos autores que el $C_{pmáx}$ para un rotor de dos aspas es de 30 a 50% mayor que el de tres aspas. Esto con la finalidad de obtener un C_p un poco mayor, se podría tener la opción de un rotor con dos alabes.

4.4.9 Determinación de las dimensiones del rotor.

El dimensionamiento del rotor será basado en la velocidad nominal vista en la sección 2.3 de este proyecto y la potencia total que se deberá entregar por la maquina eólica.

Por lo que podemos decir que una turbina eólica es imposible que capte toda la energía proporcionada por el viento. Por lo que para el dimensionamiento del rotor se tienen que tener en cuenta algunos parámetros.

La eficiencia mecánica total equivale al producto de todas las eficiencias de los componentes mecánicos del sistema. Por lo que podríamos decir que la eficiencia mecánica depende del sistema de transmisión y de los rodamientos. Esto se puede interpretar en la siguiente ecuación.

$$\eta_m = \eta_{rod} \cdot \eta_{mul} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Dónde:

η_{rod} : La eficiencia mecánica de los rodamientos equivalente a $\eta_{rod} = 0,99$

η_{mul} : Es la eficiencia del sistema de transmisión equivalente a $\eta_{mul} = 0,95$

Sustituyendo estos datos en la ecuación de la eficiencia mecánica tendríamos como resultado.

$$\eta_m = 0,99 * 0,95 = 0,941$$

La eficiencia eléctrica total, es la eficiencia equivalente de todas las eficiencias de los componentes eléctricos del sistema. Esta depende del generador y el controlador por lo que muestra la siguiente ecuación.

$$\eta_e = \eta_{gen} * \eta_{cont} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Dónde:

η_{gen} : Es la eficiencia del generador eléctrico equivalente $\eta_{gen} = 0,85$

η_{cont} : Es la eficiencia del controlador equivalente $\eta_{cont} = 0,85$

Sustituyendo los valores en la ecuación de eficiencia eléctrica tendremos los siguientes resultados.

$$\eta_e = 0,85 * 0,85 = 0,723$$

Tenemos que a partir de la siguiente ecuación el área necesaria para producir la potencia total que se debe extraer viene dada por:

$$A = \frac{2P_e}{\eta_m \eta_e C_p \rho V^3} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Haciendo uso de los parámetros encontrados anteriormente en este documento podremos encontrar el área de barrido del aerogenerador donde: $C_p = 0.20, \eta_m = 0.041, \eta_e = 0.723, P_e = 4.5 W, \rho = 1.10435 kg/m^3$ y $V=8.11 m/s$.

$$A = \frac{2 \cdot 4.5}{0.941 \cdot 0.723 \cdot 0.20 \cdot 1.10435 \cdot 8.11^3} = 0.112 m^2$$

Esta área calculada, es el área barrida por el rotor savonius y se define a través de la ecuación (Ec. 4.9).

Habíamos mencionado en el apartado 4.4.2 donde la relación entre la altura y el diámetro debe ser $h=2d$. Tenemos que encontrar el diámetro a través del área calculada:

$$A = d * h \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Dónde:

$$h=2d$$

$$\frac{0.112}{2d} = d$$

$$D=0.236 m$$

Con el diámetro sabemos que tendremos un $h=0.472m$. Tomando en cuenta lo del apartado 4.4.2 tomaremos una relación $s/d=0.125$. Por lo tanto $s=0.030$

Ahora retomaremos la ecuación 4.6 y calcularemos la potencia máxima extraída por el aerogenerador.

$$P_e = n_m n_e C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V^3 \right)$$

$$P_e = 0.041 * 0.723 * 0.20 \left(\frac{1}{2} * 1.10435 * 0.112 * 8.11^3 \right)$$

$$P_e = 0.19 W$$

Tendremos que la potencia máxima del aerogenerador de eje vertical tipo savonius vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$P_{max} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A V^3 \right) \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Donde $C_p=0.071$

$$P_{max} = 0.071 \left(\frac{1}{2} * 1.10435 * 0.112 * 8.11^3 \right)$$

$$P_{max} = 2.33 W$$

Ya encontrada la potencia máxima y el área de barrido, podríamos dimensionar estos parámetros a potencias de aerogeneradores con valores comerciales disponibles ya existente en el mercado.

5. Simulaciones y análisis de resultados.

Para evaluar el desempeño del sistema previo a una posible implantación se ha desarrollado un modelo de simulación utilizando de la herramienta de simulación Simulink de MATLAB, la cual cuenta con las herramientas necesarias y apropiadas para elaborar un modelo equivalente y adecuado para analizar a detalle el comportamiento del sistema ante las fluctuaciones propias del viento u otras que pueden de alguna manera intervenir en la operación del sistema.

En primer lugar; se detalla adecuadamente la topología del sistema de conversión de energía, para la cual se eligió la denominada; espalda con espalda (back to back en inglés) para la cual se utiliza un rectificador de tipo controlado conector en DC a través de un capacitor el cual fija la tensión DC a un valor específico para después entregar la potencia a la red mediante un inversor, igualmente controlado que enlaza el sistema de conversión con la red.

En segundo lugar; se definen los modelos más importantes del sistema como lo son la turbina eólica, el generador de imanes permanentes, el convertidor AC/DC, el convertidor DC/AC la red, y los elementos que corresponden al sistema de control tanto para el lado de la maquina como para el lado de la red, detallando a su vez las ecuaciones que gobiernan cada elemento del sistema y a través de las cuales se elaboran los bloques en Simulink.

En tercer lugar; se detallan los resultados de las simulaciones y a la vez se discuten los mismos prestando especial atención a las formas de onda obtenidas y a la eliminación de armónicos indeseados en el sistema debido a la topología del sistema, así como la respuesta del sistema ante los cambios en la velocidad del viento, junto a la cantidad de potencia que es posible extraer del mismo en los niveles de voltaje propuestos previamente.

5.1 Convertidor espalda con espalda (back to back)

La potencia que entrega un aerogenerador tiene la limitante de ser fluctuante debido a las características propias del viento, es por ello que al momento de diseñar un sistema de conversión basado en energía eólica para interconectarlo con la red y en general para cargas que necesitan especial cuidado en el tipo de potencia que reciben, se debe diseñar con cuidado y seleccionar apropiadamente la topología para adecuar la potencia correctamente y entregarla a la red.

Dependiendo del tipo de generador a emplear se puede disponer de distintas alternativas que varían en función de su costo y efectividad en la manera que entregan la potencia, entre los más comunes se puede mencionar a los siguientes:

- Puente de diodos, convertidor DC/DC e inversor controlado.
- Convertidor espalda con espalda (rectificador controlado e inversor controlado).

5.1.1 Puente de diodos, convertidor DC/DC e inversor controlado.

Posee la ventaja de que requiere una sencilla implementación debido a que los diodos no requieren control y además es más económico, sin embargo, la falta de control de los diodos provoca armónicos de magnitud considerable en el generador que si no se tratan adecuadamente distorsionan completamente las ondas de voltaje y corriente en el sistema, lo cual compromete considerablemente el desempeño del sistema.

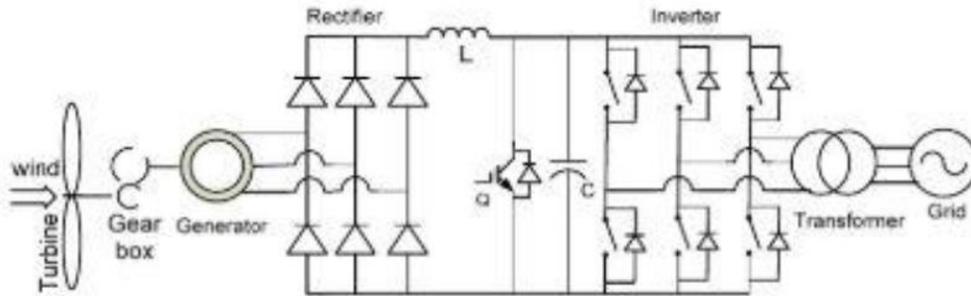


Ilustración 5.1 Convertidor con puente de diodos.

5.1.2 Convertidor espalda con espalda (rectificador controlado e inversor controlado).

Consta de un rectificador y un inversor ambos controlados, esto proporciona un control bidireccional de potencia además de reducir la introducción de armónicos, además el enlace en DC permite elevar el voltaje para que sea mayor al de la red y controlar completamente las corrientes de la red. Entre sus principales desventajas se puede mencionar que este introduce pérdidas debido a los componentes de conmutación, además de elevar el costo del sistema debido a que requiere más componentes activos.

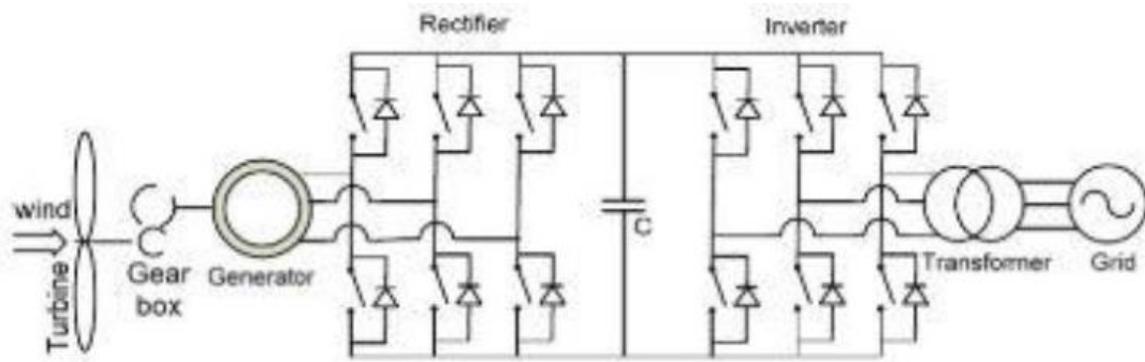


Ilustración 5.2 Convertidor espalda con espalda.

En este caso se ha optado por una topología espalda con espalda, ya que al tratarse de una potencia baja se debe procurar la máxima eficiencia del sistema, y además procurar que el acondicionamiento de la misma sea totalmente ajustado y natural, esto ayudará a reducir pérdidas y a que la potencia aprovechar sea máxima.

En la figura 5.3 se muestra el modelo a emplear en la simulación, en el mismo se aprecia que se ha suprimido la caja multiplicadora, esto es posible debido la ventaja de utilizar el generador de imanes permanentes el cual tiene la capacidad de adaptarse a las diferentes velocidades del viento dentro de un cierto rango y mediante un adecuado sistema de MPPT es posible utilizar la máxima potencia dentro de ese rango de velocidades de viento.

En la salida del generador encontramos el rectificador, conformado por 6 semiconductores de tipo IGBT's los cuales son capaces de manejar potencias más altas que los MOSFET's aunque la frecuencia de switcheo es menor para los IGBT's estos ofrecen mejor rendimiento en el acondicionamiento de la potencia, para generar los pulsos tanto para el convertidor del lado de la maquina como para el convertidor del lado de la red se ha emplea la técnica de PWM (Modulación por ancho de pulso, por sus siglas en inglés).

Para la generación de los pulsos para convertidor se toma en cuenta tanto las variables del generador como los de la turbina, es decir las corrientes y voltajes a la salida del generador y de igual manera la velocidad de éste y de la turbina, de tal manera que se logre un control robusto del sistema.

Entre ambos convertidores se dispone de un capacitor en cual opera en DC, este tiene la función de fijar junto al rectificador el voltaje en DC de tal manera que entre en los terminales del inversor un voltaje constante y limpio, es decir con un rizado mínimo y sea factible la adecuación en la red.

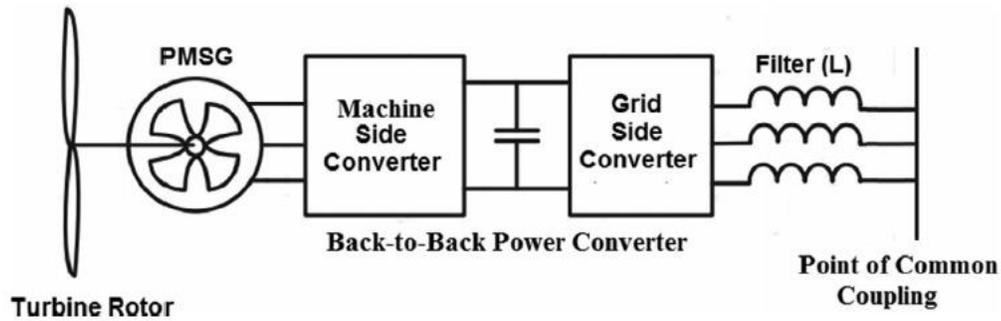


Ilustración 5.3 Convertidor espalda con espalda.

Para realizar la conexión del sistema con la red se debe en primer lugar convertir el voltaje de DC en AC con una tensión y frecuencia que estén perfectamente sincronizadas con dichos parámetros de la red, esta tarea está asignada para el inversor el cual se conecta la red a través de un filtro L el cual elimina los armónicos que podrían generarse debido al switcheo de los elementos activos del inversor o que podrían provenir de la red, protegiendo de esta manera tanto al sistema como a la red de armónicos indeseables.

5.2 Modelado del sistema.

5.2.1 Turbina de viento.

Para el modelado de la turbina se utilizará la ecuación (Ec. 3.7) descrita en el capítulo 2, a través, la cual describe el comportamiento de la turbina ante una determinada velocidad de viento para un área de barrido específica.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * C_p(\lambda) \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Dónde:

$$\lambda = \frac{\Omega_m R}{v} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

λ Relación de velocidad punta TSP

Ω_m Es la velocidad angular de las palas.

C_p Es el coeficiente de potencia.

El coeficiente de potencia puede ser calculado a través de la siguiente expresión:

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 5 \right) \exp \frac{-12.5}{\lambda_i} \quad (\text{Ec. 5.3})$$

En donde:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0.035} \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Esta expresión es simplificada para cuando el Angulo de pitch no se toma en cuenta, tal como es para el caso de este diseño.

5.3 Modelado del generador PMSG.

Para simplificar el análisis se ha asumido lo siguiente:

1. Las bobinas del estator están conectadas en estrella Y.
2. El flujo distribuido a lo largo del entrehierro es sinusoidal.
3. Simetría eléctrica y magnética.
4. No se consideran las perdidas por histéresis y por corrientes parasitas.

A continuación, se describe la ecuación del generador:

$$v_{abc} = \frac{d\Psi_{abc}}{dt} + R_s i_{abc} \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Dónde:

v_{abc} Son los voltajes instantáneos trifásicos a, b y c.

i_{abc} Son las corrientes instantáneas trifásicas a, b y c.

Ψ_{abc} Son los flujos inducidos por los imanes permanentes y las corrientes trifásicas.

Para ejecutar las estrategias de control del sistema se deben acomodar las ecuaciones del sistema apropiadamente, ya que los controladores no son capaces de operar con señales de tipo sinusoidal, por ello se habrá de convertir las señales de voltaje y corriente a otro formato de coordenadas, para ellos utilizaremos la transformada de Park tal como se describe a continuación:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_{d_s} \\ v_{q_s} \end{bmatrix} &= [P(\Theta_m)][R_s][P(\Theta_m)]^{-1}i_{dq_s} + [P(\Theta_m)][P(\Theta_m)]^{-1} \frac{d}{dt} [\Psi_{dq_s}] \\ &+ [P(\Theta_m)] \left(\frac{d}{dt} [P(\Theta_m)]^{-1} \right) [\Psi_{dq_s}] \end{aligned} \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Donde $P(\Theta_m)$ es la transformada de park y se expresa de la siguiente manera:

$$[P(\Theta_m)] = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \cos(\Theta_m) \cos\left(\Theta_m - \frac{2\Pi}{3}\right) \cos\left(\Theta_m + \frac{2\Pi}{3}\right) \\ -\sin(\Theta_m) - \sin\left(\Theta_m - \frac{2\Pi}{3}\right) - \sin\left(\Theta_m + \frac{2\Pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

En donde Θ_m es el ángulo es ángulo entre los ejes de directa d y cuadratura q.

El flujo de puede expresar de la siguiente manera:

$$\Psi_{dq_s} = \begin{bmatrix} \Psi_{d_s} \\ \Psi_{q_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{d_s} \\ i_{q_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_f \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 5.8})$$

En dónde;

Ψ_f Representa el flujo magnético permanente provocado por los imanes permanentes.

Ψ_{d_s} y Ψ_{q_s} Son los flujos del estator correspondientes al eje d y q respectivamente.

Por otro lado, podemos expresar lo siguiente:

$$[P(\Theta_m)][P(\Theta_m)]^{-1} \frac{d}{dt} [\Psi_{dq_s}] = \frac{d}{dt} (\Theta_m) P\left(\frac{\Pi}{2}\right) [\Psi_{dq_s}] = w_s [\Psi_{dq_s}]' \quad (\text{Ec. 5.9})$$

Dónde:

$$[\Psi_{dq_s}]' = \begin{bmatrix} -L_q & 0 \\ 0 & L_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{q_s} \\ i_{d_s} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Psi_f \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\Psi_{q_s} \\ \Psi_{d_s} \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 5.10})$$

Además:

$$\left[v_{dq_s} = [R_s][i_{dq_s}] + \frac{d}{dt} [\Psi_{dq_s}] + w_s [\Psi_{dq_s}]' \right] \quad (\text{Ec. 5.11})$$

Reemplazando la ecuación 5.10 en la ecuación 5.11, obtenemos:

$$\begin{cases} v_{d_s} = -w_s \Psi_{q_s} + (R_s + pL_d) i_{d_s} \\ v_{q_s} = -w_s \Psi_{d_s} + (R_s + pL_q) i_{q_s} \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.12})$$

En donde:

ω_s es la frecuencia angular básica del generador, la cual se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$\omega_s = n_p \Omega_m \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Dónde:

n_p Es el número de pares de polos.

Sustituyendo la ecuación 5.7 en la ecuación 5.11 obtenemos lo siguiente:

$$\begin{cases} v_{d_s} = -\omega_s L_{q_s} i_{q_s} - \omega_s (R_s + pL_d) i_{d_s} \\ v_{q_s} = \omega_s L_{d_s} i_{d_s} + (R_s + pL_q) i_{q_s} + E_s \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.14})$$

Dónde:

$$E_s = \omega_s \Psi_s$$

L_{d_s} y L_{q_s} Corresponden a las inductancias directa y en cuadratura respectivamente, del generador.

i_{d_s} y i_{q_s} Corresponden a las corrientes en directa y cuadratura del generador.

El torque electromagnético se resume en la siguiente expresión:

$$T_e = \frac{3}{2} n_p \Psi_f i_{q_s} \quad (\text{Ec. 5.15})$$

5.4 Control del lado del generador.

La propuesta de control consiste en regular el torque del PMSG para controlar la velocidad de rotación con el fin de lograr la máxima potencia mientras la velocidad del viento está cambiando. El control de la maquina posee dos lazos cerrados de control. El control de velocidad es el lazo exterior mientras que el control de corriente corresponde al lazo interno

Para el control de velocidad se debe calcular el valor óptimo de λ_{opt} a través del cual es posible calcular el valor óptimo de velocidad Ω_m^* tal como se muestra en la siguiente expresión:

$$\Omega_m^* = \frac{\lambda_{opt} v}{R} \quad (\text{Ec. 5.16})$$

En la ilustración 5.3 se presenta el esquema de control del lado del generador, en él se puede apreciar que la velocidad de referencia de la ecuación 5.16 se resta de la velocidad angular de las espadas, el error resultante es regulado mediante un controlador PI con el objetivo de obtener la corriente del estator en cuadratura i_{qs} .

Mientras que la corriente en el eje de directa i_{ds} se fija en 0.

$$\begin{cases} i_{qs}^* = PI(\Omega_m^* - \Omega_m) \\ i_{ds}^* = 0 \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.17})$$

Las señales v_{qs}^* y v_{ds}^* son las entradas al bloque de desacople las cuales se derivan del lazo de control interno, y a continuación, se muestran sus respectivas expresiones:

$$\begin{cases} v_{qs}^* = PI(i_{qs}^* - i_{qs}) \\ v_{ds}^* = PI(i_{ds}^* - i_{ds}) \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.18})$$

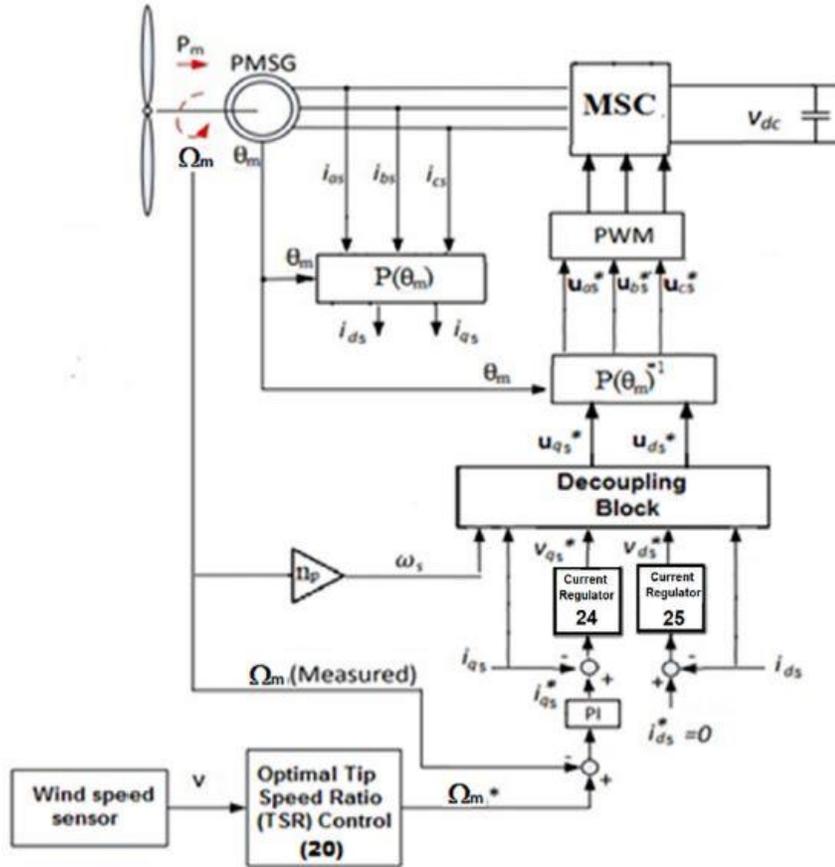


Ilustración 5.4 Diagrama de bloques del control de lado de la máquina.

5.5 Control del lado de la red.

El objetivo principal del control del lado de la red es mantener constante el voltaje en el bus DC así como controlar la potencia activa y reactiva. En el proceso de control el lazo de control exterior es afectado por el voltaje de DC, el cual es restado con la señal de referencia V_{DC}^* . El cual se sustrae de la señal original y luego es corregido a través de un controlador PI para generar la señal de referencia i_{dg}^* .

El lazo de control interno utiliza la estrategia de control de campo orientado la cual se logra fijando en 0 la señal de referencia i_{qg}^* de esta forma se logra la corriente de control desacoplada.

A continuación, se presenta la expresión de donde derivan las respectivas corrientes de referencia i_{dgq}^* :

$$\begin{cases} i_{ds}^* = PI(v_{dc}^* - v_{dc}) \\ i_{qs}^* = 0 \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.19})$$

Las ecuaciones de voltaje de la red aplicando la transformada de Park se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{cases} v_{d_i}^* = v_{d_g} - PI(i_{d_g}^* - i_{d_g}) + \omega_g L i_{q_g} \\ v_{q_i}^* = v_{q_g} - PI(i_{q_g}^* - i_{q_g}) + \omega_g L i_{d_g} \end{cases} \quad (\text{Ec. 5.20})$$

Dónde:

ω_g Es la frecuencia angula de red.

A continuación, se presenta el diagrama de bloques de control del lado de la red.

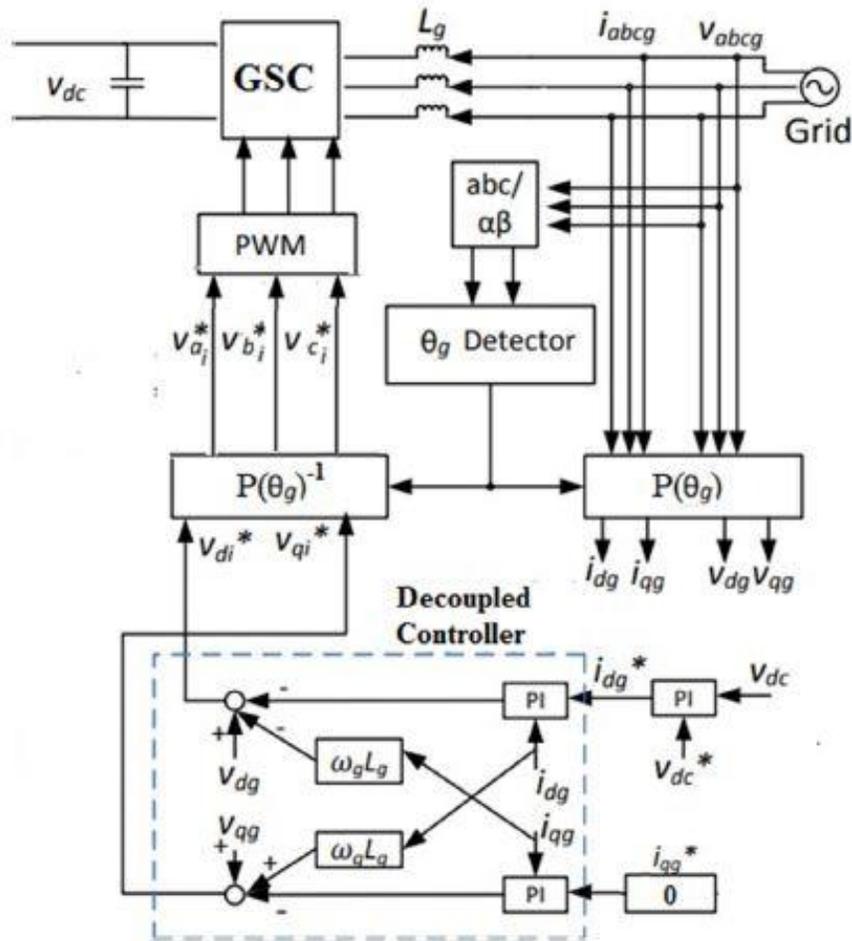


Ilustración 5.5 Diagrama de bloques de control del lado de la red.

5.6 Descripción del modelo de simulación.

Como se trata de un sistema que implica mucho trabajo de investigación, análisis y cálculos, para su implementación también se requiere de una considerable inversión económica, es por ello que previo a ello recurrir a una evaluación del sistema a nivel de software.

Al revisar en el mercado se puede apreciar que se dispone de muy pocas opciones de software de simulación de aerogeneradores de baja potencia, ya que como se ha discutido previamente en este trabajo, es una tecnología en pleno desarrollo, por lo cual es de esperar que las tecnologías de simulación no estén tan avanzadas como si lo están para el caso de las grandes eólicas, en donde las herramientas de diseño análisis y simulación son múltiples y están disponibles a precios relativamente accesibles.

Sin embargo, para el caso de pequeña eólica MATLAB Simulink dispone de las herramientas básicas necesarias para implementar el modelo y observar su desempeño a detalle y así realizar una comparativo de su funcionamiento en un modelo realista.

En primer lugar, se describe el modelo de la turbina eólica para la cual se usa la ecuación de potencia disponible (Ec. 5.1). A continuación, se muestra el modelo del bloque de la turbina eólica, el cual está disponible en las librerías de Simulink:

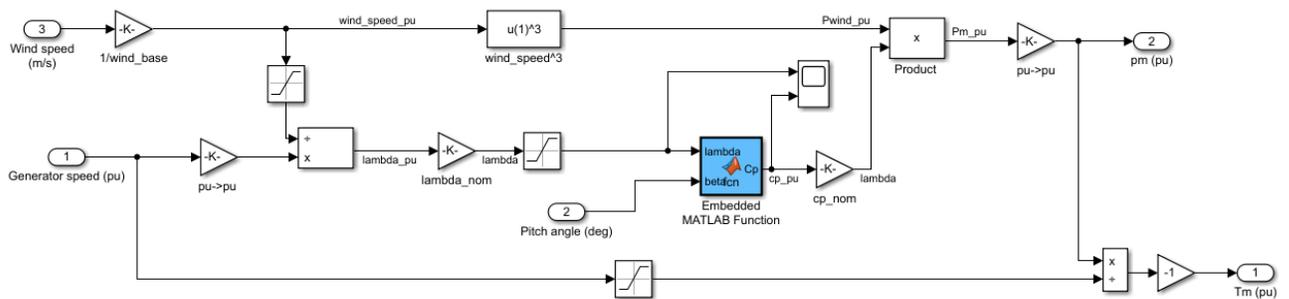


Ilustración 5.6 Modelo de turbina eólica en Simulink.

A continuación, se muestran las curvas de potencia de la turbina:

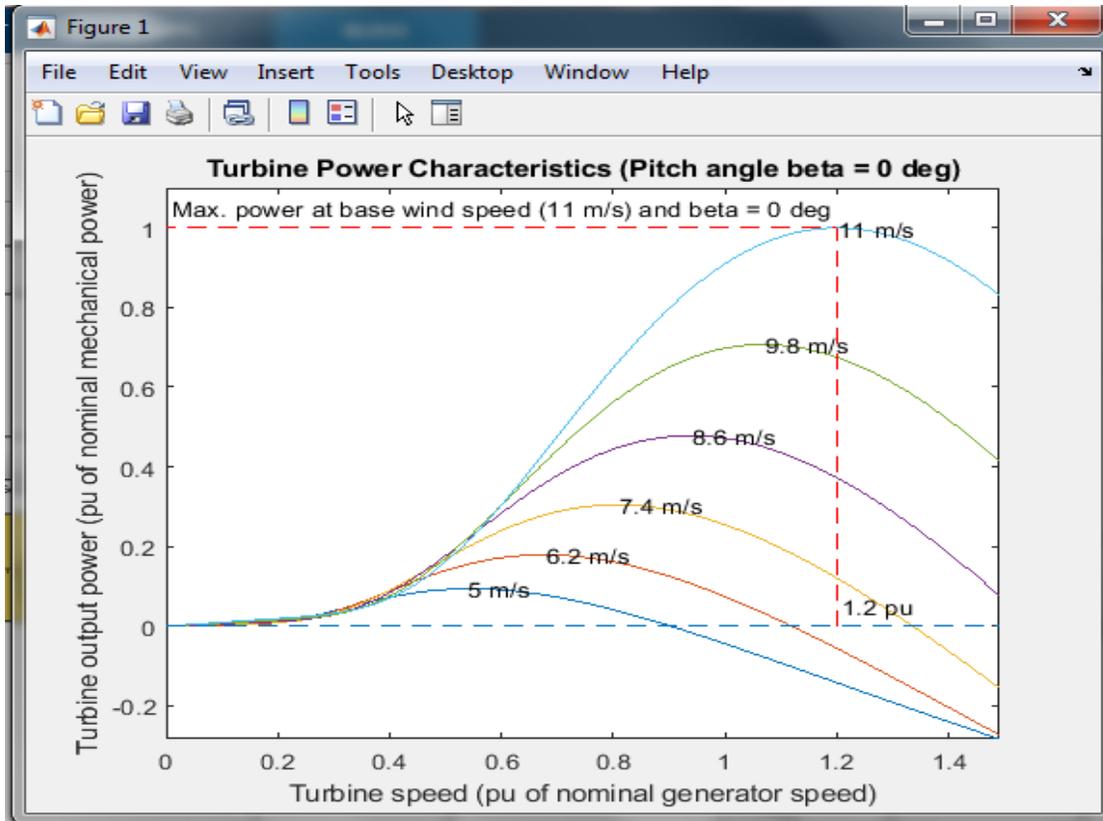


Ilustración 5.7 curva de salida de potencia del aerogenerador.

5.6.1 Modelo de generador síncrono de imanes permanentes.

Para el generador se utiliza el bloque de simulink permanent magnet synchronous machine que representa al generador síncrono de imanes permanentes PMSG (por sus siglas en ingles), el cual está compuesto por un esquema mecánico y un esquema eléctrico los cuales se pueden ver en las siguientes imágenes.

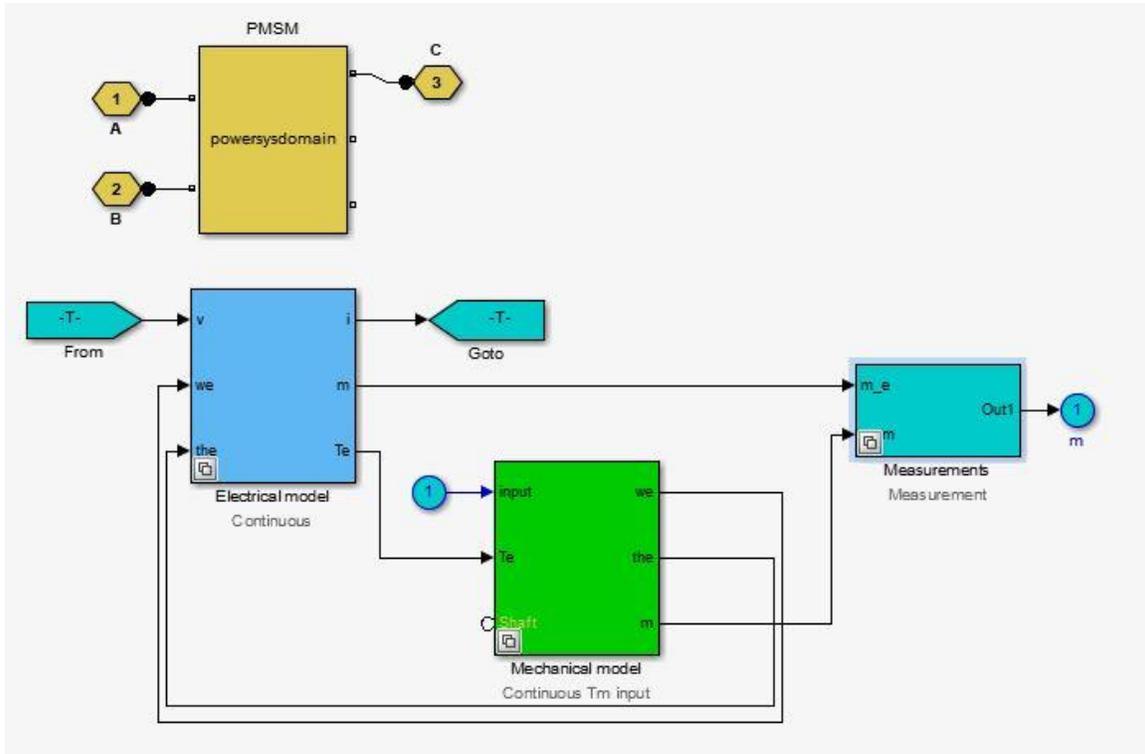


Ilustración 5.8 Modelo completo del PMSG.

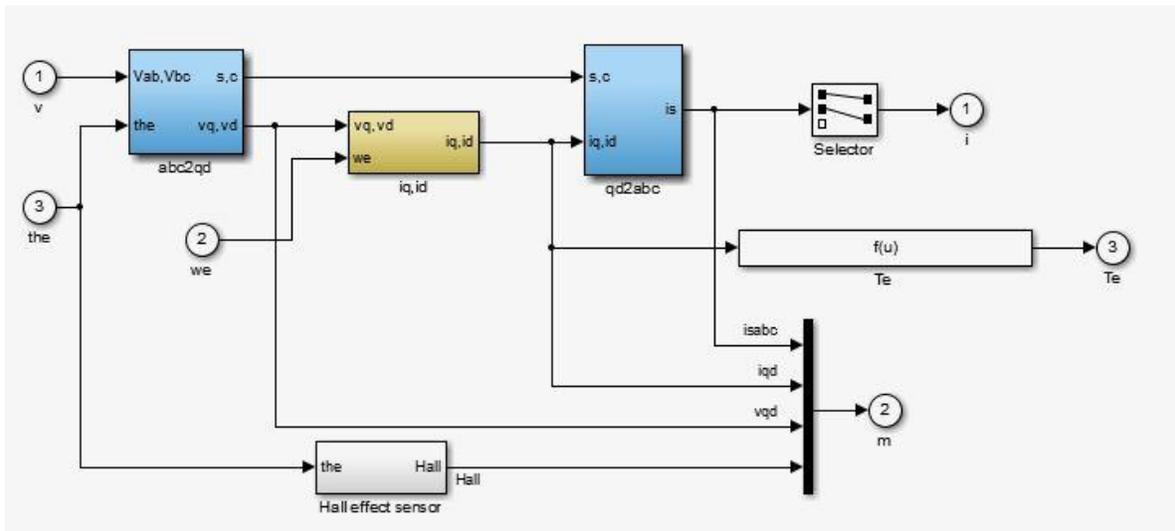


Ilustración 5.9 Modelo eléctrico del PMSG.

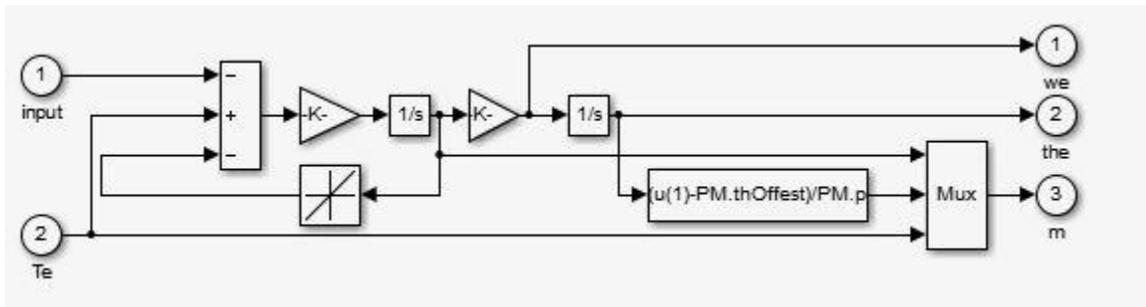


Ilustración 5.10 Modelo mecánico del PMSG.

5.6.2 Modelo del rectificador.

El rectificador se puede construir en Matlab utilizando directamente los diodos junto a un subsistema de switcheo, o también es posible utilizar el bloque de simulink “universal bridge”. Para este caso utilizaremos directamente el bloque “universal bridge” configurado con dispositivos activos MOSFET y seteado a una tensión directa del 99% que representa la eficiencia del rectificador seleccionado para la aplicación.

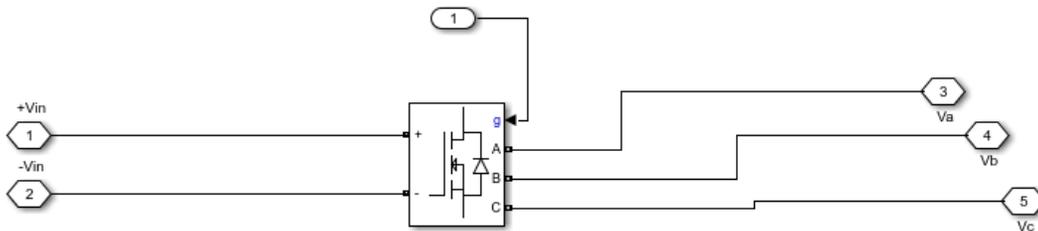


Ilustración 5.11 Modelo del rectificador.

5.6.3 Modelo del inversor.

Para implementar el modelo del inversor también se dispone de dos opciones al igual que con el rectificador, sin embargo, también se debe tomar en cuenta que es necesario implementar el modelo de modulación por ancho de pulso (PWM) para lograr una onda correctamente definida de voltaje y corriente a la salida del inversor.

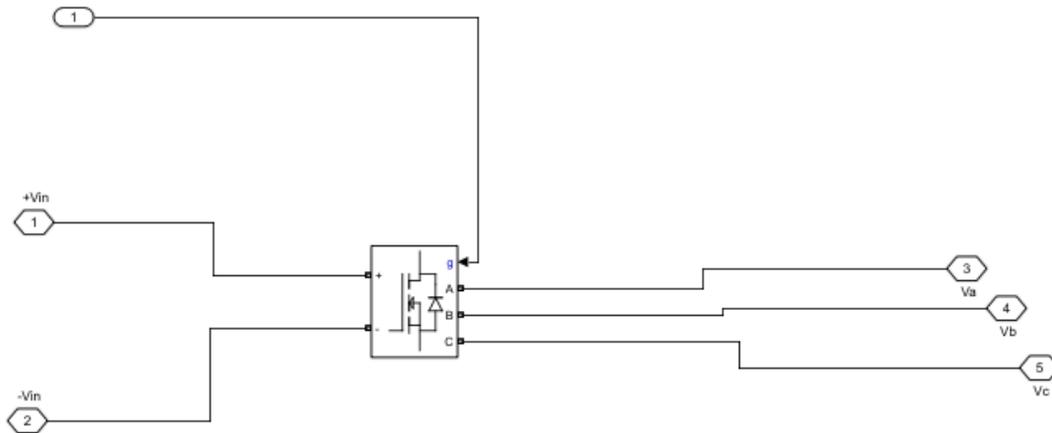


Ilustración 5.12 Modelo del inversor.

El inversor se puede implementar en simulink haciendo uso de elementos de electrónica de potencia para el switcheo con MOSFET o IGBT, para este modelo estamos utilizando con MOSFET como se aprecia en la ilustración 5.12

5.6.4 Modelo para el filtro LC.

Con el propósito de purificar las señales corriente y voltaje se agregará en el modelo de simulación un filtro LC, el cual se observa en la siguiente figura.

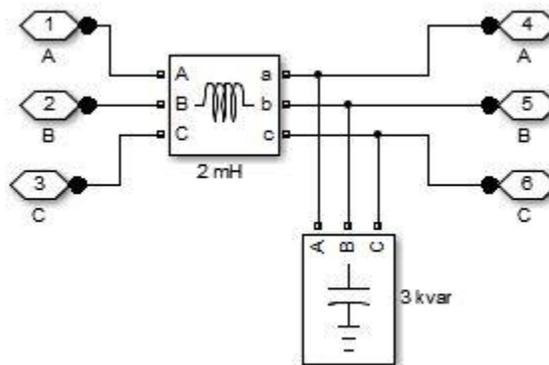


Ilustración 5.13 Modelo del filtro LC en simulink.

En la ilustración 5.14 se aprecia el modelo completo con cada uno de los modelos que se han descrito previamente y a continuación se detallan los bloques de control tanto de la máquina como de la red.

En la ilustración 5.15 se muestra el bloque de control del lado del generador y en la ilustración 5.26 se muestra el diagrama de bloques del lado de la red.

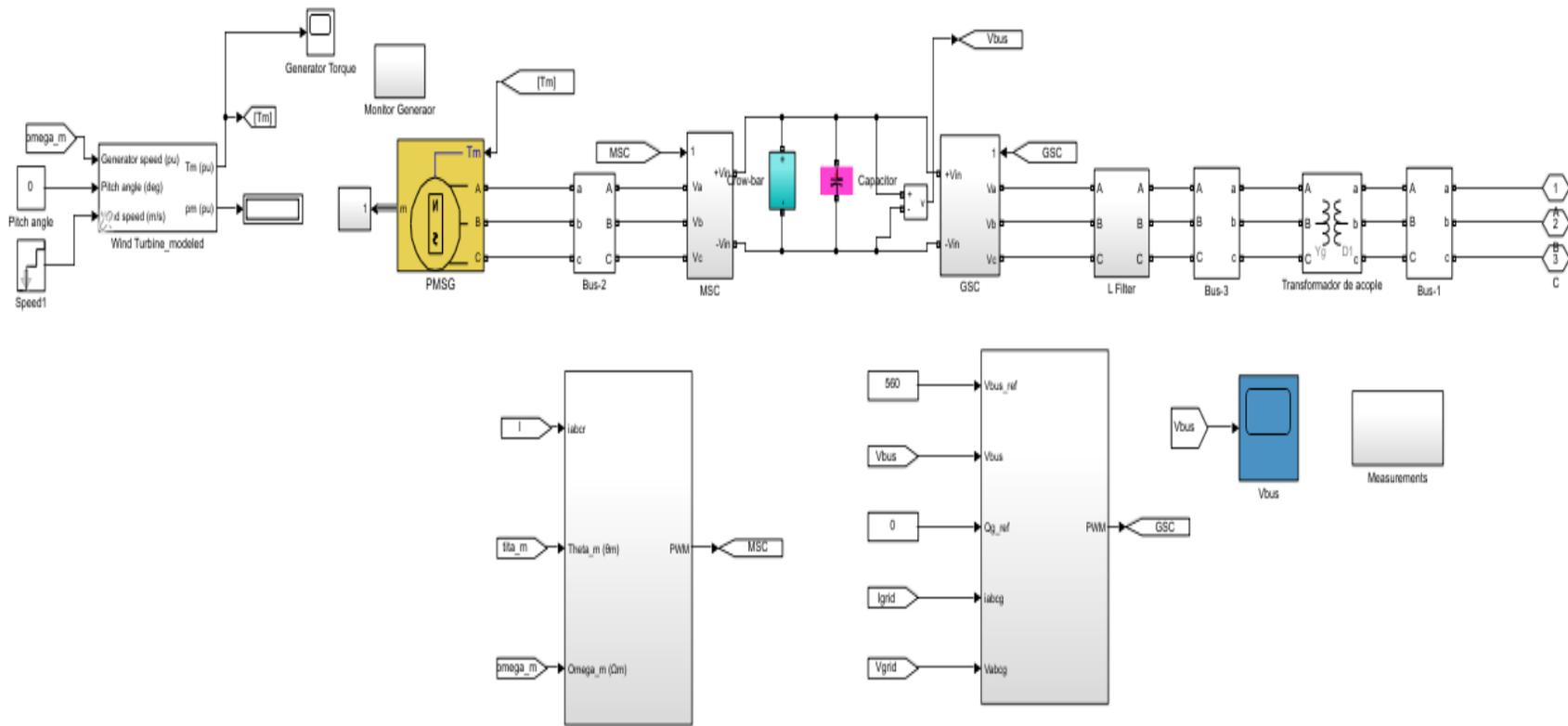


Ilustración 5.14 Modelo completo del sistema en simulink.

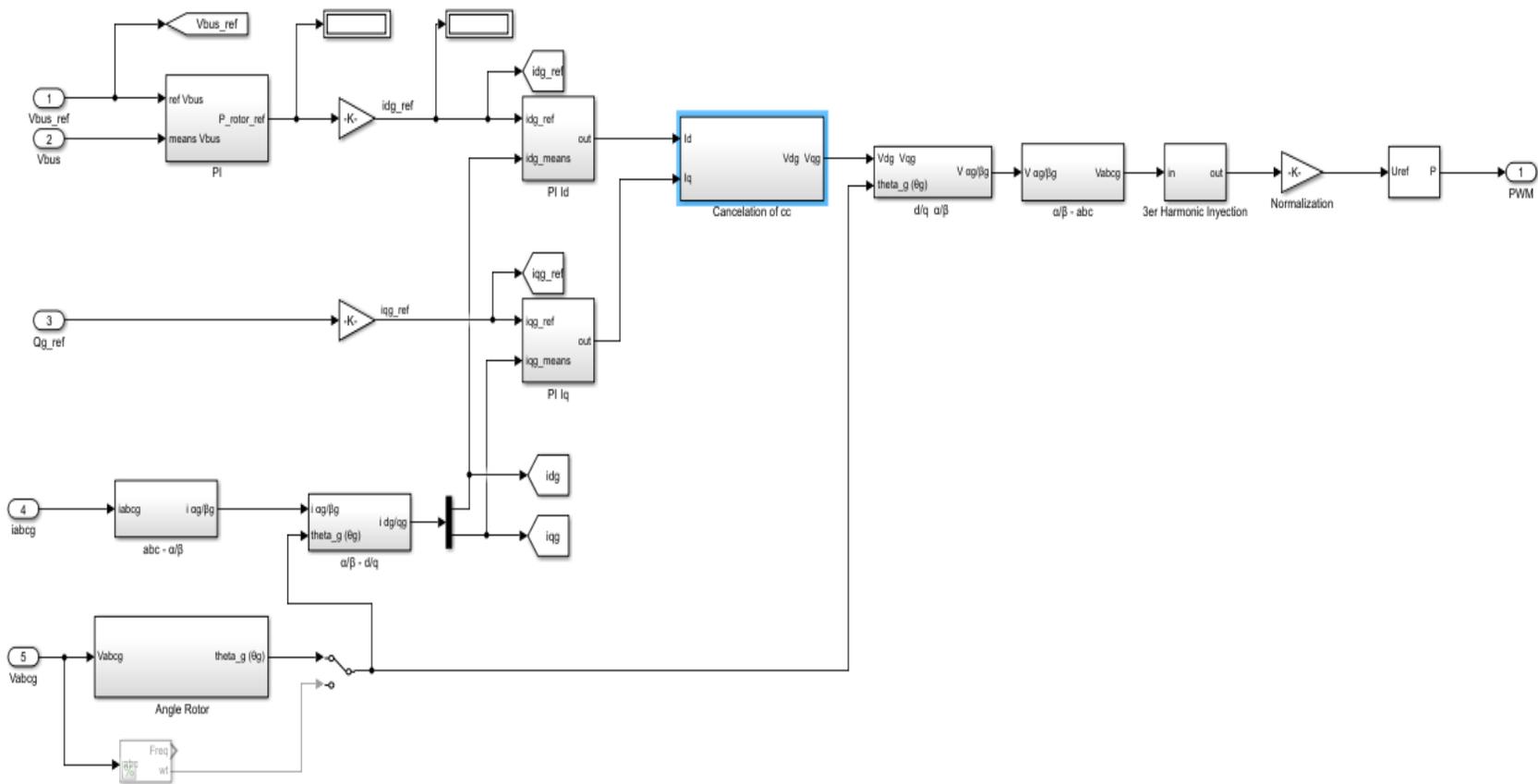


Ilustración 5.16 Diagrama de bloques de control de lado de la red.

5.7 Resultado de simulaciones

En la ilustración 5.14 se parecía que el sistema contiene 3 buses de monitoreo de las señales de voltaje corriente y potencia, las salidas de estas señales pueden apreciarse en la ilustración 5.17 para el bus 2 correspondiente a la salida del generador, en la imagen se puede apreciar la subida del voltaje corriente y potencia a medida que aumenta la velocidad del viento y además se observan armónicos en la señal de corriente, los cuales serán tratados en la etapa de rectificación.

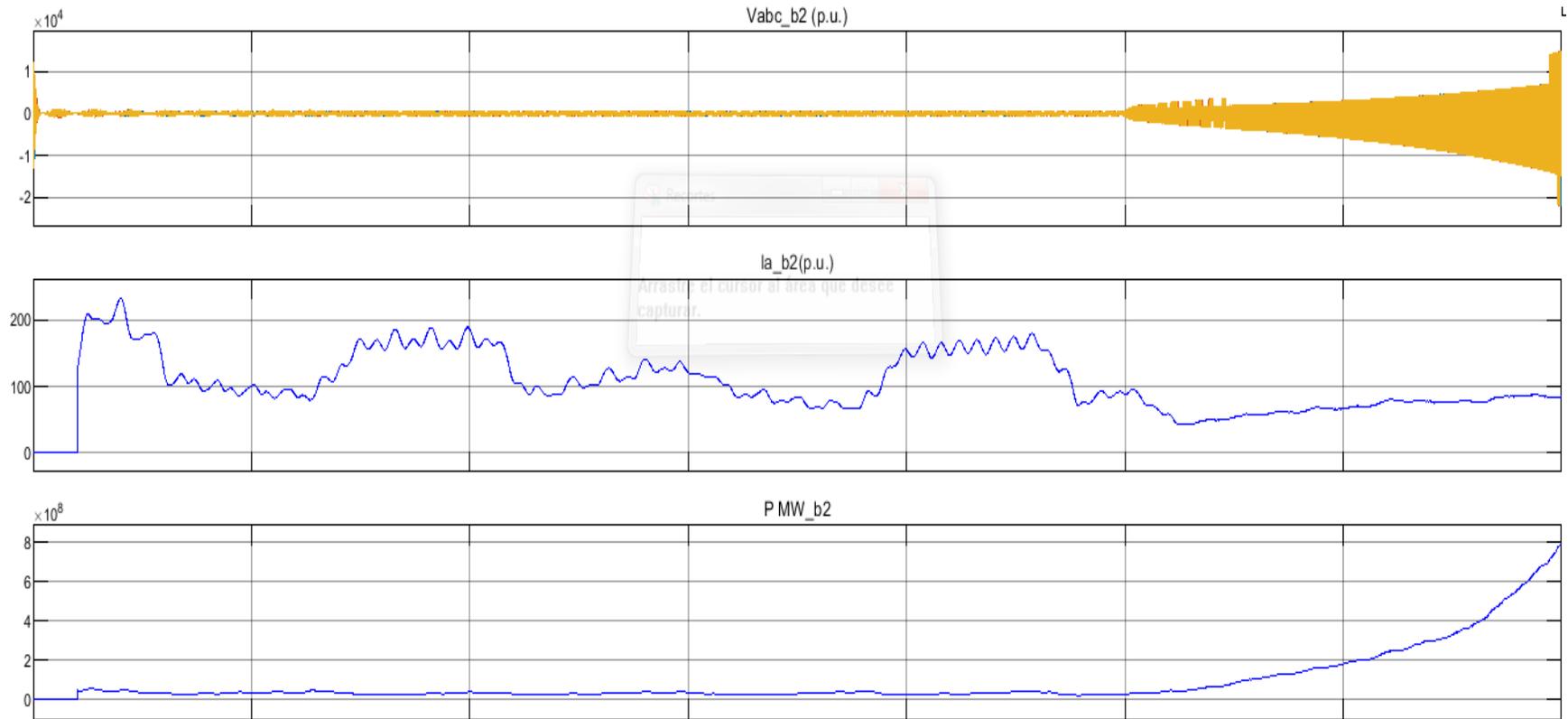


Ilustración 5.17 Bus 2 a la salida del generador.

En la ilustración 5.18 se aprecian las señales de voltaje, corriente y potencia en el bus 3 correspondiente al bus que ésta ubicado en la salida del inversor, en donde se aprecia que la corriente tiene una forma clara de senoide y el voltaje también mantiene su forma sinusoidal e incrementa hasta llegar al voltaje adecuado de la red el cual se verá en el bus 3.

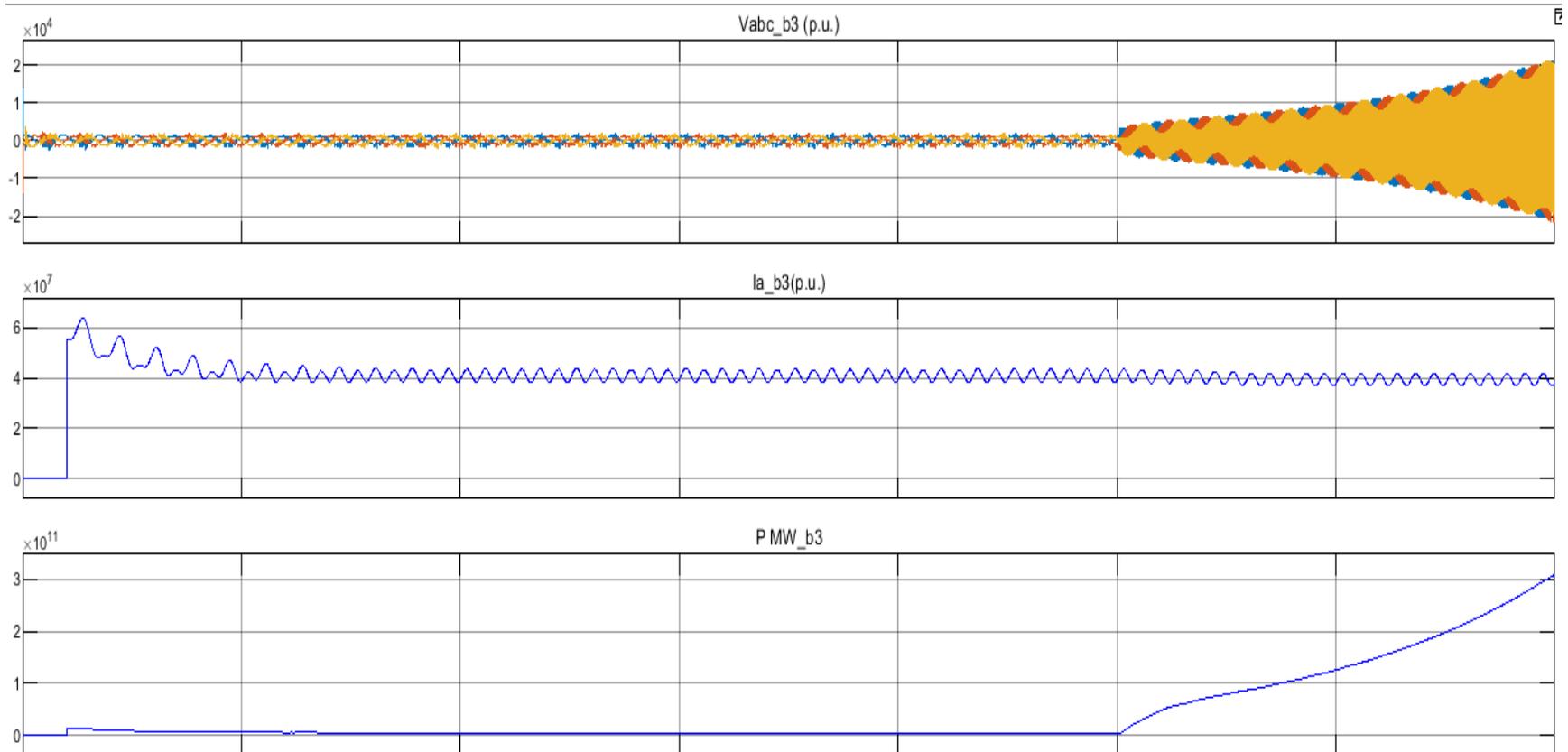


Ilustración 5.18 Bus 3 a la salida del inversor.

En la ilustración 5.19 podemos observar el bus 1 el cual muestra directamente el acople con la red en la cual se aprecia claramente que hay una señal de voltaje y corriente constante y uniforme perfectamente acoplado con la red inclusive antes posibles variaciones de la potencia lo cual es clave al momento de conectar un sistema a la red.

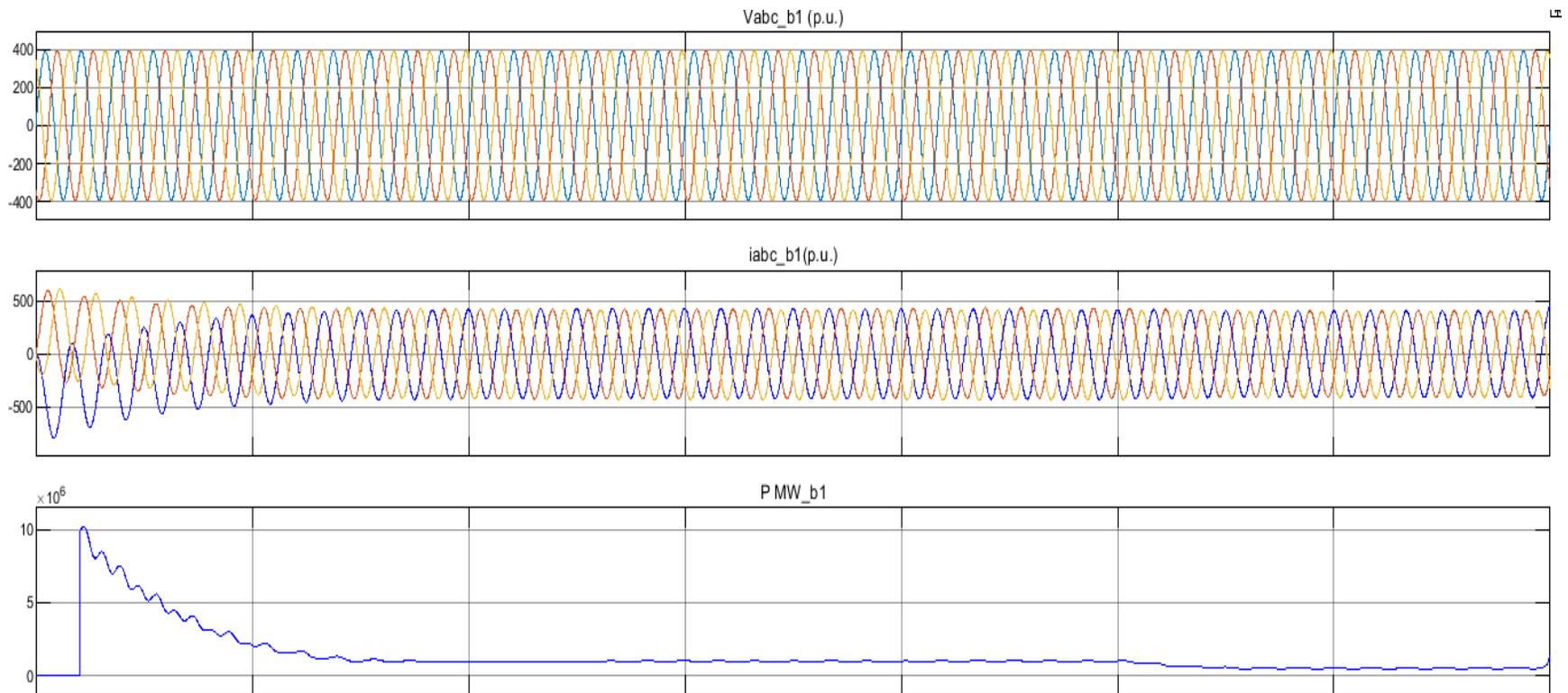


Ilustración 5.19 Bus 1 acoplado con la red.

En la ilustración 5.20 se aprecia el bus conectado en la etapa de rectificación DC en ella se aprecia como la señal se rectifica y se mantiene dentro de un rizado relativamente bajo.

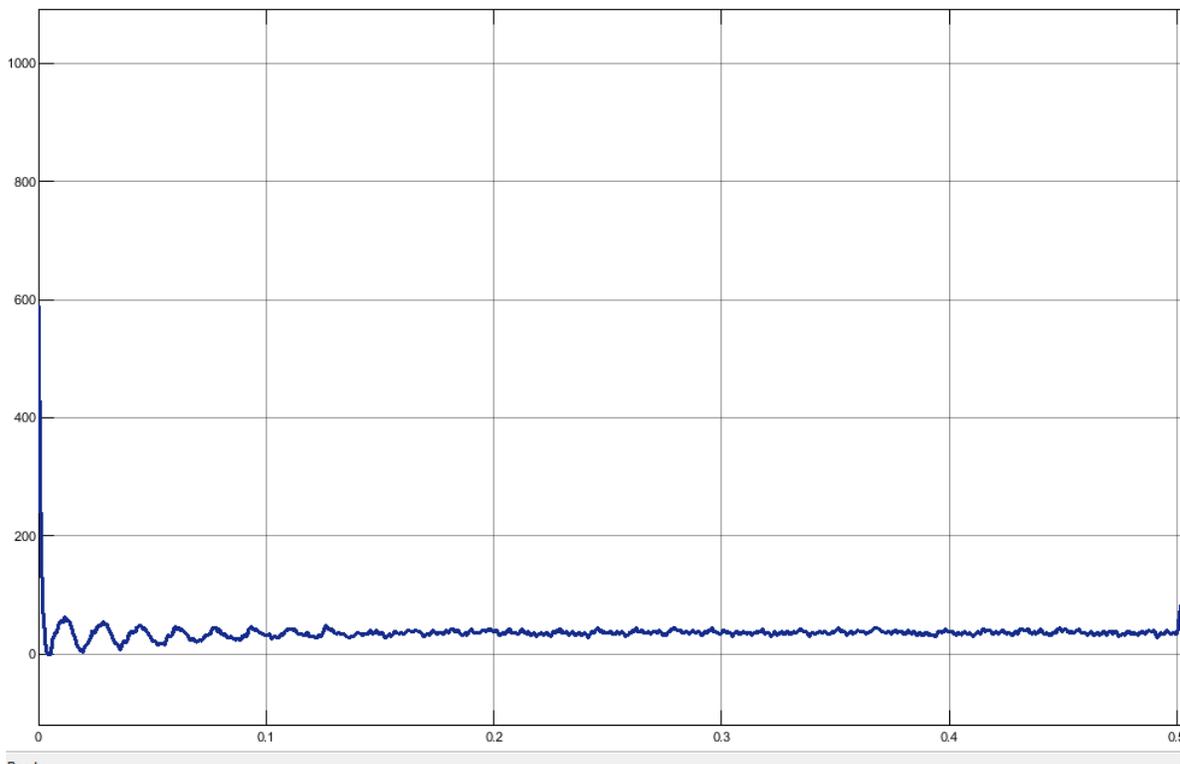


Ilustración 5.20 Bus DC.

Adicionalmente en las ilustraciones 5.21 y 5.22 se muestran algunas variables de interés sobre el monitoreo del control del generador y la red respectivamente, donde pueden apreciarse señales como la velocidad de rotación el torque y las señales V_q y V_d para el lado de la máquina. Mientras que para el lado de la red se aprecian los voltajes y corrientes de la misma junto con unas comparaciones entre las potencias de la red y la maquina junto a la potencia mostrada por la turbina.

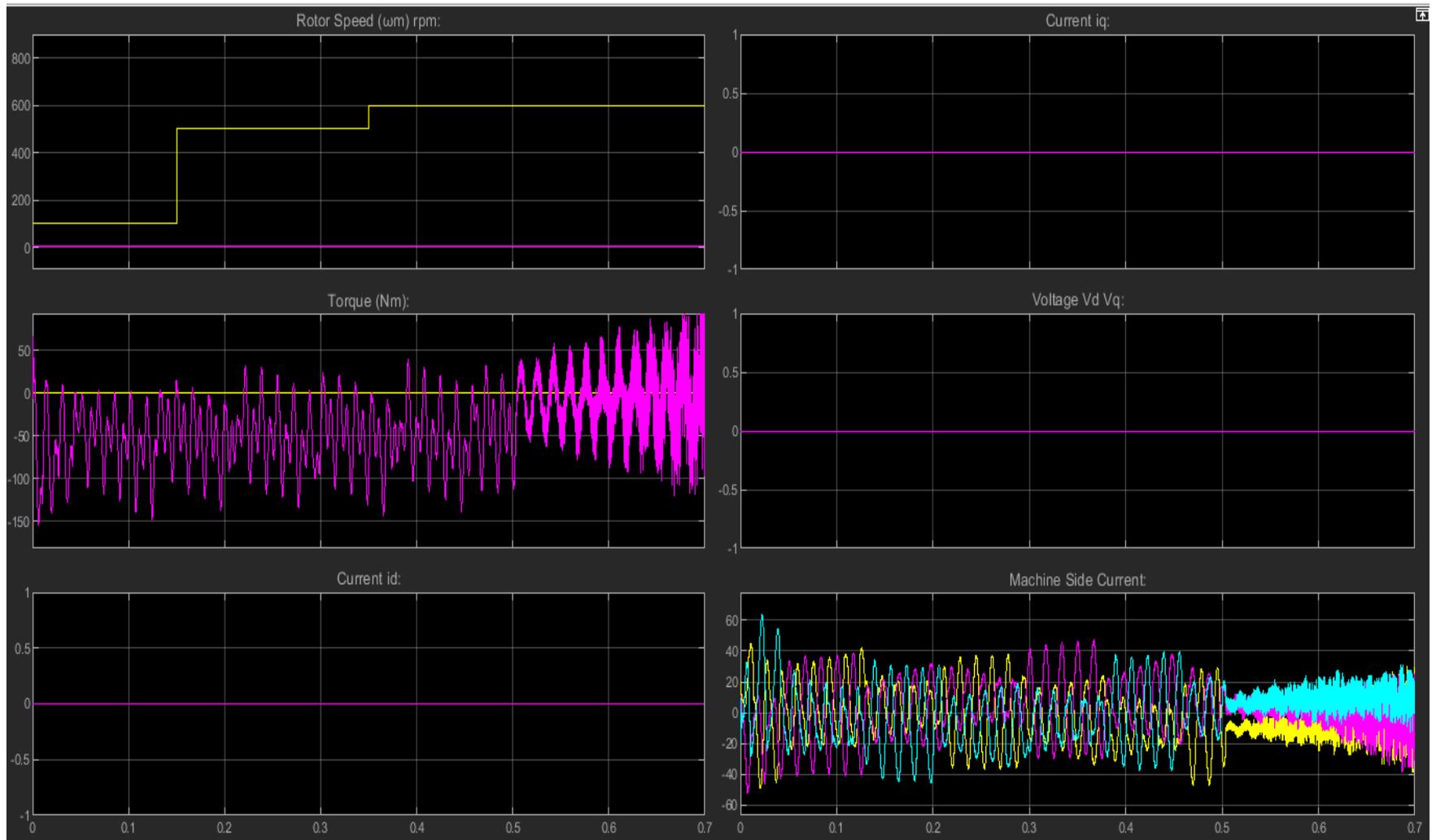


Ilustración 5.21 Monitoreo del control de la máquina.

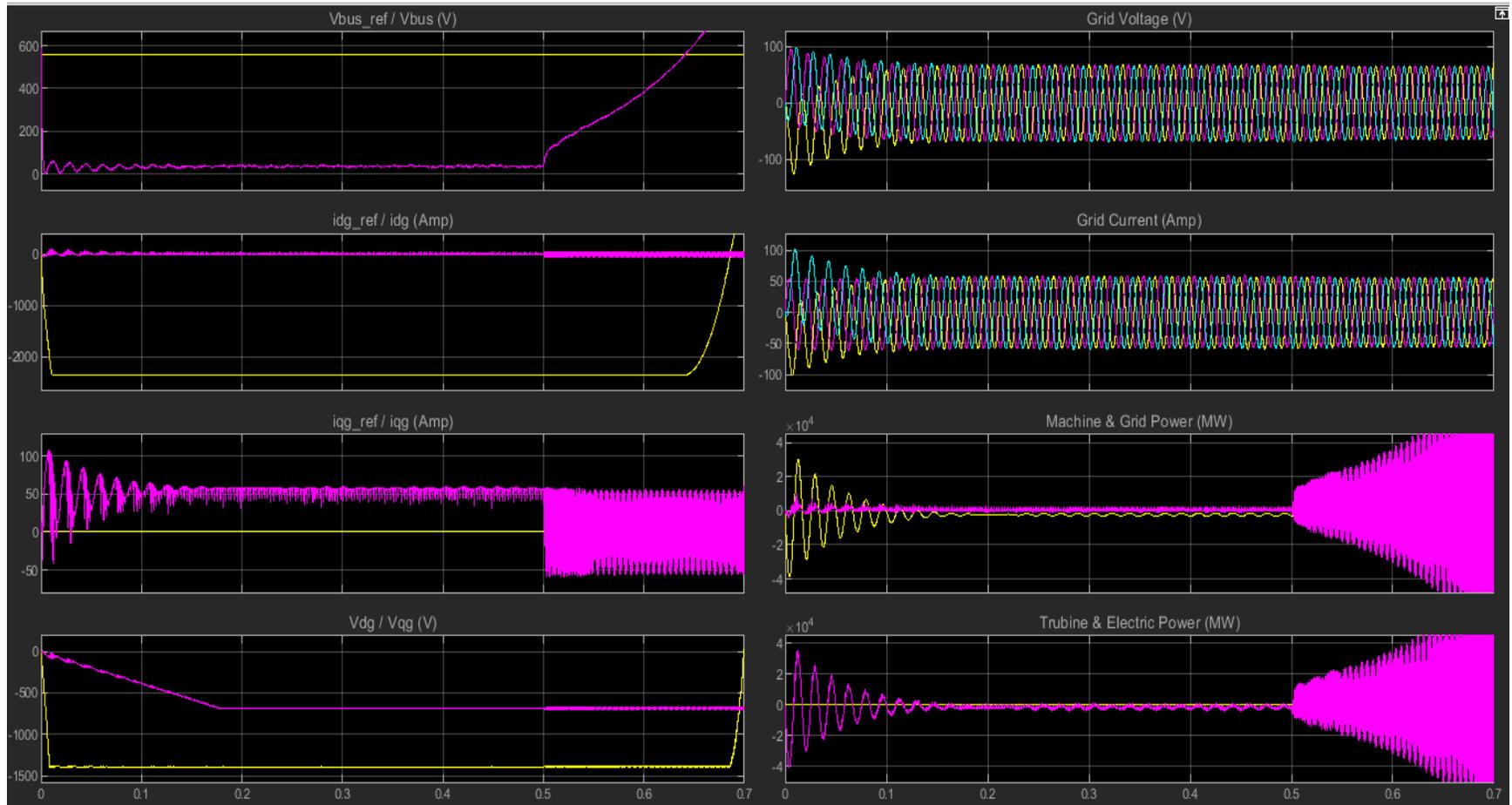


Ilustración 5.22 Monitoreo del control de la red.

6. Conclusiones.

- El estudio de la viabilidad y factibilidad de los diferentes aerogeneradores existentes en el mercado es la base fundamental para proporcionar al consumidor las bases necesarias para de esta manera poder adaptar el diseño a la necesidad para la que fuera diseñado, proporcionando de esta manera una excelente rentabilidad energética y económica.
- Es fundamental el estudio generalizado del panorama climático, donde en el salvador como en la mayoría de los países las condiciones climáticas son inestables por ende se hace un estudio de una recopilación de datos de vientos de los últimos años y de esta manera poder optar por un diseño que se acople a nuestras necesidades de diseño y posteriormente al estudio poder interpretar los datos obtenidos y poder realizar el diseño que se adapte a nuestras necesidades y condiciones que rigen el comportamiento del aerogenerador, y poder obtener su mejor rendimiento para la que fue diseñado y poder obtener su mejor desempeño y rentabilidad.
- Los datos del viento utilizados en este trabajo provienen principalmente del ministerio de medio ambiente y recursos naturales (MARN), por lo cual los resultados, aunque son confiables no resultan ser los ideales para realizar el emplazamiento eólico, por lo cual es recomendable, realizar una jornada de medición de datos de viento en los puntos de interés es decir en los edificios de mayor altura de la zona del gran San Salvador.
- El análisis estadístico aplicado a los datos del MARN indica que la velocidad del viento promedio anual a 50m de altura es de 8.11 m/s, esta velocidad indica que se dispone de una cantidad considerable de energía cinética para realizar emplazamientos eólicos de baja potencia.
Estos resultados del análisis estadístico y el cálculo de la potencia disponible en la zona indican que se dispone de un potencial de viento de 324W/m^2 el cual es suficiente para la instalación de una turbina eólica de baja potencia ya que esto representa una energía disponible considerando perdidas por coeficiente de potencia de 1277.21KWh/m^2 , sin embargo, también se debe observar con cuidado en las simulaciones que tanto se ve afectada esta velocidad por las turbulencias creadas por los edificios y su forma poco aerodinámica.
- Según los cálculos realizados de energía y potencial eólico disponible a alturas de 20m y 35m, las cantidad de energía disponible 330.75KWh/m^2 y 658.21KWh/m^2 respectivamente, y aunque pueden cantidades importantes no se recomienda instalar emplazamientos eólicos a estas alturas debido a las turbulencias que las mismas edificaciones provocan a dichas alturas.

- Sería deseable efectuar una campaña de mediciones de viento en diferentes edificaciones y puntos de san salvador, los más altos, para estimar el comportamiento anual lo que facilitaría identificar el potencial de generación, el alcance de este trabajo no incluye estas mediciones lo cual sería objeto de estudios posteriores.
- La potencia recomendada para realizar el emplazamiento eólico está en el rango de 3KW a 5KW ya que a estas potencias no se requiere un área de barrido exagerada y por lo tanto una torre que supere las dimensiones permitidas por la estructura del edificio y tampoco se desperdicia potencial eólico.
- Tanto el mercado nacional como internacional presenta serias deficiencias en lo relacionado a disponibilidad de equipos que estén especialmente diseñados para pequeña eólica, ya que, aunque se trata de una alternativa energética con mucho potencial y gran margen de desarrollo, no se ésta explotando al máximo ya que también es un área en particular en la que existe muy poca investigación en comparación con la mediana y gran eólica.
- La selección de un generador de imanes permanentes favorece el desempeño del sistema ya que se permite prescindir de la caja multiplicadora y reduce los costos y el peso que debe soportar la estructura, además del tamaño de la góndola. Sin mencionar que permite la operación del sistema en velocidad variable, aprovechando las velocidades que caen o suben ligeramente de la velocidad nominal del sistema.
- Mediante información recolectada de aerogeneradores y comparación de características de los tipos existentes en el mercado y mediante datos obtenidos de viento pudimos diseñar un modelo de aerogenerador de eje vertical tipo savonius, obtuvimos la potencia que podría demandar el sistema y definimos parámetros necesarios para la obtención de un modelo, según datos calculados no es recomendable el uso de aerogeneradores verticales por su mínima eficiencia, tener mayor potencia generaría una mayor área de barrido de las aspas del mismo eso causaría gastos mayores en su fabricación.
- Mediante la topología de control espalda con espalda se puede lograr que las ondas de voltaje y corriente producidas por un aerogenerador de baja potencia sean correctamente alineadas con las características de la red y además mantengan su forma y magnitudes dentro de un determinado rango de potencia

sin afectarse ante los cambios que pueda presentar la potencia en este rango especificado.

- Tras los cálculos realizados y las respectivas simulaciones efectuadas con la ayuda de MATLAB Simulink, se determina que es factible la instalación de una turbina de baja potencia de eje horizontal en edificaciones, ya que esta ofrece una potencia considerable a velocidades que se encuentran dentro del rango de las mediciones realizadas durante los últimos años por el MARN.

7. Bibliografías.

- Miguel Villarrubia López, “Ingeniería de la energía eólica”, Alfaomega, México, Mayo, 2013.
- Benjamín C. Kuo, “Sistemas de Control Automático”, séptima edición, Prentice Hall, México, 1996.
- DOMÍNGUEZ, Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia. Segunda Parte. 20040101.
- Luis M. Arribas de Paz, “Aerogeneradores de pequeña potencia (material educativo)”, CIEMAT, 2020.
- Bouazza Fekkak, Mohamed Mena, Abdelhamid Loukriz, Abdellah Kouzou, “Control of grid-connected PMSG-based wind turbine system with back-to-back converters topology using a new PIL integration method”, Wiley, Marzo, 2021.
- Tripathi SM, Tiwari AN, Singh D. “Optimum design of proportional-integral controllers in grid-integrated PMSG-based wind energy conversionsystem”. Int Trans Electr Energy Syst. 2016;26(5):1006-1031.
- Bahar FA, Ajami A, Mokhtari H, Hojabri H. “A general analytical approach to reach maximum grid support by PMSG-based wind turbines under various grid faults”, J Cent South Univ. 2019;26(10):2833-2844.
- Haraguchi H, Morimoto S, Sanada M. "Suitable design of a PMSG for a small-scale wind power generator," 2009 International Conference on Electrical Machines and Systems, Tokyo, Japan, 2009, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/ICEMS.2009.5382892>.
- Fekkak B, Mena M, Boussahoua B. “Control of transformerless grid-connected PV system using average models of power electronics converters with MATLAB/Simulink. Sol Energy”. 2018;173:804-813.
- Ricardo A. Bastianon “cálculo y diseño de la hélice óptima para turbinas eólicas”, 2008.
- Manuel F. Mejía De Alba¹, Luis E. García Fernández, Mónica A. Gutiérrez Almonacid, “Metodología de obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre para un rango amplio de números de Reynolds y ángulos de ataque para aplicaciones en turbinas eólicas”
- MathWorks, Specialized Technology, disponible: <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/specialized-technology.html>
- Juan Sebastian Sáenz Vega, Diego Fernando Macías Rodríguez, “Diseño y construcción de un prototipo de aerogenerador eólico de eje vertical soportado por cojinetes magnéticos”, Universidad distrital francisco José de caldas, facultad de ingeniería, bogotá d. c, 2016
- <https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/12559/DISE%20D10%20Y%20CONSTRUCCION%20DE%20UN%20MODELO%20DE%20ROTOR%20EOLICO%20DE%20EJE%20VERTICAL%20TIPO%20SAVONIUS%20PARA%20LA%20OBTENCIO.pdf;jsessionid=102F323FD5746D6DC19CDCCB0B855741?sequence=2>

8. Anexos.

8.1 Anexo A

 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO	
Numero de palas	3
Material de palas	Fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano
Generador	250rpm nominales imanes de neodimio
Potencia	5500W
Potencia Nominal	4000W (según IEC 61400-2)
Tensión	24/48/220V
Clase de viento	CLASS I-IEC 61400-2/NVNI-A
Diámetro	4.30m
Sentido de Giro	Horario
Área de barrido	14.5m ²
Peso	165kg
Aplicaciones	Carga de baterías 24 o 48V y conexión a red
Viento de arranque	2m/s
Velocidad nominal	11m/s
Vel. regulación paso variable	12m/s
Velocidad de supervivencia	60m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a 60m/s
Tipo	Rotor de eje horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo con timón de orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo centrífugo con dos vel.
Transmisión	Directa
Freno	<ul style="list-style-type: none"> - Electromagnético por cortocircuito - Mecánico (opcional) - Aerodinámico mediante paso variable - Manual o automático por viento o por tensión de baterías
Controlador	Carga de baterías y conexión a red
Inversor eólico	Eficiencia 97%, algoritmo MPPT
Ruido	48dB Reducción al mínimo gracias al diseño de las palas y a las bajas revoluciones. 1% más que el ruido ambiente del viento
Protección anti-corrosión	Hermético, pintura epoxi de secado al horno de alta temperatura, generando un recubrimiento plástico
Torre	Celosía, presilla y tubular, abatibles o fijas, altura variable

Datos del aerogenerador 70PRO

Rated Power(W):	5KW
Rated Speed(RPM):	300R/M
Rated Voltage(V):	AC220-380V
Insulation Class:	F
Efficiency (%)	93
Generator type	3 -Phase Permanent Magnet AC Synchronous Generator
Service Life:	over 20 years
Working Environment	-35° C-60° C
Speed Range	0-300 rpm
Mechanical specifications	
Mounting Means	Horizontal/ Vertical
Approx Gross Weight(Kg)	105.0
Rated Toque(N*M)	159.1NM

Datos técnicos aerogenerador 70 PRO.

Material specifications	
Shaft Material	Iron with quenching and tempering Treatment
Bearing	HRB or as your request
Lubrication	Lubrication Grease
Shell Material	Carbon Steel
Winding Temperature Class	150 Centigrade
Permanent Magnet Material	Rare Earth NdFeB
Permanent Magnet Material Temperature Class	150 Centigrade
Core	High Grade Cold Rolling Silicon Sheet 50WW470
Protection Grade	IP54

Datos técnicos de aerogenerador.

Características Técnicas serie BR

MODELO	BR-10	BR-20	BR-30	BR-50	BR-100	BR-200
Potencia - kW	1	2	3	5	10	20
Entrada						
Fases	Trifásico					
Tensión	0 ÷ 90 Vca	0 ÷ 200 Vca	0 ÷ 350 Vca		0 ÷ 500 Vca	
Frecuencia	0 ÷ 30 Hz					
Salida						
Tensión	48 Vcc	120 Vcc	240 Vcc		360 Vcc	
Rendimiento	99%					
Sistema de frenado						
Con control electrónico						
Tensión límite	> 80 Vca	> 185 Vca	> 280 Vca		> 460 Vca	
Señales						
Led	ON, Manual, Error					
Visualizador	Opcional		Estándar			
Conmutador manual	Freno de emergencia					
Condiciones ambientales						
Temperatura	-22°C ÷ 50°C					
Humedad sin condensación	0% ÷ 95%					
Ruido (a 1 m)	< 30 dBA					
Enfriamiento	En el aire					
Grado de protección	IP20					
Dimensiones						
L x P x H - mm	220 x 140 x 300		480 x 270 x 580		600 x 300 x 800	
Peso - kg	18	20	30	35	60	80
Marca CE	2014/30/EU; 2014/35/EU					
Conforme a las normas	IEC 478-1; IEC 478-2; IEC 478-4					

Datos técnicos del rectificador.

Ingecon[®]uWind
CON TRANSFORMADOR

Características técnicas

Modelo	Ingecon [®] uWind 2,5	Ingecon [®] uWind 3,3	Ingecon [®] uWind 5
Valores de Entrada (DC)			
Rango de tensión del generador para pot. nominal	160 - 450 V	155 - 450 V	160 - 450 V
Tensión máxima DC ⁽¹⁾	550 V	550 V	550 V
Corriente máxima DC	16 A	22 A	33 A
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal AC modo HT ⁽²⁾	2,5 kW	3,3 kW	5 kW
Potencia nominal AC modo HP ⁽³⁾	2,7 kW	3,7 kW	5,5 kW
Corriente máxima AC	12 A	16 A	22 A
Tensión nominal AC	230 V	230 V	230 V
Frecuencia nominal AC	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1	1	1
THD ⁽⁵⁾	3%	3%	3%
Rendimiento			
Eficiencia máxima	94,7%	95%	95,1%
Euroeficiencia	93,8%	94%	94,3%
Datos Generales			
Consumo en standby	<10 W	<10 W	<10 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +70°C	-20°C a +70°C	-20°C a +70°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65
Referencias normativas	EN 50178, VDE0126-1-1, G83/1, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16, RD 661/2007, RTC alle rete BT di Enel Distribuzione, Marcado CE		
Modo HT (high temperature) - Potencias nominales a 45°C Notas: ⁽¹⁾ No superar en ningún caso. ⁽²⁾ Hasta 45°C ambiente, Pmax=110% Pnom para transitorios no permanentes. Modo HP (high power) - Potencias nominales a 40°C ⁽³⁾ Hasta 40°C ambiente, Pmax = Pnom ⁽⁴⁾ Para Pcc > 25% de la potencia nominal			

Datos técnicos del inversor.

Aerogenerador de eje vertical tipo savonius.	marca	modelo	Descripción
	ventDepot	MXVWD-009	500W, 12V, Vientos,Ha sta 126Km/hr, -40° a 80°C

	<p>ventDepot</p>	<p>MXVWD-002</p> <p>200W, 12V, Vientos, Hasta 126Km/hr, -40° a 80°C</p>
---	------------------	---

Datos del aerogenerador tipo Savonius.

8.2 Anexo B; Análisis de factibilidad.

Un análisis de factibilidad a detalle requiere de otra investigación exhaustiva y profunda centrada en el aspecto económico por lo cual a continuación se presenta un resumen de los costos requeridos para llevar a cabo tanto la investigación como el emplazamiento eólico en el punto de interés, tomando en cuenta los detalles más relevantes como mano de obra costos de equipos, pagos por investigaciones, etc.

Entre los detalles que no se toman en cuenta se pueden mencionar costos indirectos como transporte (de personal y equipos), pagos por permisos etc.

Tenemos que las consideraciones a tomar en cuenta se debe mencionar que se ha realizado una tabla de costos que representa los costos al realizar el emplazamiento desde cero, diseñando y seleccionando los elementos del sistema por separado y otra tabla en donde se detallan precios de equipos a la venta en el mercado.

N°	Detalles	Costo
		\$
1	Diseño de planos y dimensionamiento del sistema	5,000.00
		\$
2	Montaje de torre metálica	1,800.00
		\$
3	Fabricación de alabes de turbina	1,500.00
		\$
4	Generador eléctrico	2,000.00
		\$
5	Rectificador controlado	800.00
		\$
6	Inversor	1,200.00
		\$
7	Otros	1,000.00
		\$
	Total	13,300.00

Precio del generador personalizado.

A continuación se presentan los costos del sistema utilizando los elementos pre diseñados en el mercado para la potencia específica requerida.

N°	Detalles	Costo
		\$
1	Diseño de planos y dimensionamiento del sistema	5,000.00
		\$
2	Montaje de torre metálica	2,988.22
		\$
3	Aerogenerador completo	12,967.74
		\$
5	Inversor y conexión a la red	3,580.23
		\$
7	Otros	1,000.00
		\$
	Total	25,536.19

Precio en relación del aerogenerador ENAIR 70PRO.

9. Definiciones, Abreviaturas y acrónimos.

Aerobomba: Bomba eólica que funciona con energía generada por la corriente de aire y que permite el acceso al agua a través del bombeo.

Anemómetro: Instrumento meteorológico utilizado para medir la velocidad del viento.

Ángulo de pitch: Ángulo en que se mueven las palas para controlar la potencia del sistema.

Área de barrido del rotor: Área del círculo desarrollado por dicho rotor cuando se trata de un eje horizontal.

Barlovento: dirección desde donde sopla el viento.

Brisa térmica: Tipo de viento local motivado por los movimientos de masas de aire debido al heterogéneo calentamiento del relieve por el Sol.

Campo eléctrico: Campo de fuerza creado por la atracción y repulsión de cargas eléctricas, su unidad de medida es el voltio por metro, V/m.

Campo magnético: Campo de fuerza creado como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas.

Convertidor Back to Back: Convertidor de potencia de varios niveles, para el caso AC-CC-AC.

Crowbar: Circuito eléctrico utilizado para prevenir una condición de sobre voltaje de una fuente de alimentación que podría dañar el circuito conectado a ésta.

Deslizamiento: Diferencia relativa entre la velocidad de campo magnético (velocidad de sincronismo) y la velocidad del rotor.

Distribución Weibull: Descripción de forma estadística de las velocidades de viento en un determinado periodo de tiempo.

Efecto esquina: Se puede apreciar en las esquinas de los edificios donde se experimentan perturbaciones en el viento, debido al ángulo que posee, y cambios en la aceleración del viento.

ENERCON: Empresa alemana de construcción de aerogeneradores.

Escala Beaufort: Medida empírica de la intensidad del viento basada en el estado del mar.

Exponencial de Hellman: La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación del tipo estadístico.

Generador eléctrico: Máquina rotativa que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Instalación eólica offshore: Aerogeneradores situados en la superficie del mar.

Instalación eólica onshore: Aerogeneradores situados en la superficie terrestre.

Matriz energética: Representación cuantitativa de la totalidad de energía que utiliza un país en particular, indica la incidencia relativa de las fuentes de las que procede cada tipo de energía.

Álabes o palas: Dispositivos encargados de tomar la energía contenida en el viento y convertirla en rotación en el buje.

Par electromagnético: Par producido en una máquina eléctrica por la interacción de flujos magnéticos creados por corrientes inductoras e inducidas.

Parque eólico: Agrupación de aerogeneradores que transforman la energía contenida en el viento en energía eléctrica.

Rosa de los vientos: Círculo que tiene marcados alrededor los rumbos en que se divide la vuelta del horizonte.

Sotavento: dirección hacia dónde va el viento.

Sustentación: Fuerza generada sobre un cuerpo que se desplaza a través de un fluido, de dirección perpendicular a la de la velocidad de la corriente incidente.

Stall Control: Control y regulación de pérdida aerodinámica de manera gradual.

Turbina eólica: Dispositivo electromecánico que convierte la energía del viento en energía eléctrica.

Turbulencia: Movimiento desordenado de un fluido en el cual las moléculas no siguen trayectorias paralelas.

Veleta: Generalmente en forma de flecha que puede girar en un eje vertical y colocado en lugares altos señala la dirección del viento.

Velocidad nominal: Velocidad del viento a la cual una máquina particular alcanza su máxima potencia nominal.

Velocidad periférica: velocidad de rotación en cualquier punto del círculo descrito por el diámetro de las palas, álabes o aspas.

II Abreviaturas y Acrónimos.

CA: Corriente Alterna.

CC: Corriente Continua.

CNE: Consejo Nacional de Energía.

DFIG: Double-fed induction generator.

GIDA: Generador de Inducción Doblemente Alimentado.

GIJA: Generador de Inducción Jaula de Ardilla.

GIRD: Generador de Inducción Rotor Devanado.

GSIP: Generador Síncrono Imanes Permanentes.

GSRD: Generador Síncrono Rotor Devanado.

GWEC: Consejo Global de Energía Eólica (Global Wind Energy Council).

Hz: Unidad de medida de la frecuencia eléctrica, hertz.

IGBT: Transistor Bipolar de Compuerta Aislada (Isolated Gate Bipolar Transistor).

kW: Unidad de medida de la potencia eléctrica en miles de watts.

m.s.n.s: metros sobre el nivel de la superficie.

MW: Unidad de medida de la potencia eléctrica en millones de watts.

MARN: Ministerio de medio ambiente y recursos naturales.

NNE: Nornoreste.

NRECA: Asociación Nacional de Cooperativas Rurales Eléctricas (National Rural Electric Cooperative Association).

PROESA: Organismo Promotor de Exportaciones e Inversiones de El Salvador.

RPM: Revoluciones por minuto.

SNET: Servicio Nacional de Estudios Territoriales.

W/m²: Unidad de medida de la densidad de potencia eléctrica.