

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



**MODELADO DE GENERADOR PARA UN PARQUE EÓLICO PARA
EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:
**AURA LUCÍA MENDOZA MERLOS
DANIEL ERNESTO FLORES MARTÍNEZ
JOSÉ MIGUEL ABREGO CHACHAGUA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

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:

**MODELADO DE GENERADOR PARA UN PARQUE EÓLICO PARA
EL SALVADOR**

Presentado por:

AURA LUCÍA MENDOZA MERLOS

DANIEL ERNESTO FLORES MARTÍNEZ

JOSÉ MIGUEL ABREGO CHACHAGUA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

SAN SALVADOR, AGOSTO 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, lunes 22 de julio de 2019, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 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
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario



Firma

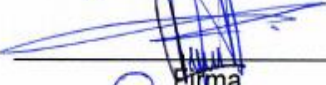

Firma

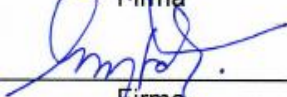


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ
(Docente Asesor)
- MSc. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
- ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNANDEZ


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

MODELADO DE GENERADOR PARA UN PARQUE EÓLICO PARA EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- ABREGO CHACHAGUA JOSE MIGUEL
- FLORES MARTINEZ DANIEL ERNESTO
- MENDOZA MERLOS AURA LUCIA

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

(SIETE PONTO NUEVE)

Agradecimientos

Agradezco a Dios Todopoderoso quien me dio la suficiente sabiduría para hoy culminar mi gran sueño, GRACIAS Dios por siempre estar a mi lado.

A mi madre Esperanza Martínez quien es la autora de este gran logro y a quien después de Dios le debo todo lo que soy, porque sé que sin su apoyo esto no podría ser posible. Sé que este mi logro es una más de sus metas cumplidas.

A mi padre, gracias por todo tu apoyo y consejos que fueron de mucha ayuda para culminar mi carrera universitaria.

A Silvia mi hermana quien me apoyo en mucho, gracias por facilitarme muchas cosas, algún día te compensaré por todo lo que has hecho y haces por mí, a mis hermanos Iris, Delmy y Eduardo quienes me aconsejaron para poder tomar las mejores decisiones. Hermanos gracias por enseñarme que las cosas son difíciles, pero jamás imposibles, a mis hijas Danielita y Valerita quienes alegran mi vida, a Flor la madre de mis hijas quien me apoyo incondicionalmente en muchas ocasiones, escuchó atenta todas mis penas y quejas y siempre tuvo el tiempo para escucharme, te amo.

Agradecimientos especiales a mis amigos Javier Alemán, Edwin Henríquez y a todas aquellas personas que, si bien sus nombres no se encuentran escritos aquí, estuvieron involucrados en alguna parte del proceso que seguí para culminar uno de mis grandes sueños.

Daniel Ernesto Flores Martínez

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a Dios por permitirme lograr una de las metas de mi vida, a mi madre por motivarme a seguir adelante y por sus valiosos consejos y a mis hermanas porque sin su apoyo y comprensión esta meta jamás habría sido cumplida.

José Miguel Abrego Chachagua

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por estar conmigo dándome fuerzas en todo este proceso de convertirme en profesional, no solamente en el proceso universitario, sino también en todo el camino de haber elegido tal carrera y por darme la oportunidad de demostrar que todo es posible si se cree en Él.

Agradezco a mi madre y a mi padre, Angela Judiht Merlos y Oscar Antonio Mendoza, quienes me han dado todo el apoyo para lograr la culminación de mi carrera y a quienes después de Dios les debo todo lo que soy, porque sé que sin el apoyo de los dos esto no podría ser posible. Este logro es una de mis metas cumplidas.

Por último, a mis amigos y compañeros que iniciaron conmigo este camino de ser profesionales, que desde un principio me dieron su aliento y apoyo de seguir adelante juntos, para un día convertirnos en lo que por un principio deseamos iniciar este viaje.

Aura Lucía Mendoza Merlos

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	VII
OBJETIVOS	X
OBJETIVO GENERAL	X
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	X
ALCANCES	XI
JUSTIFICACIÓN	XII
DEFINICIONES, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS	XIII
I DEFINICIONES	XIII
II ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.	XVI
1. LA ENERGÍA EÓLICA	1
1.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA.	2
1.2 FÍSICA Y NATURALEZA DEL VIENTO.....	3
1.3 EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	5
1.4 ESCALAS DEL VIENTO.	8
1.5 MEDICIÓN Y ESTIMACIÓN DE LA DIRECCIÓN Y VELOCIDAD DEL VIENTO.	10
1.6 VELOCIDADES DE VIENTO EN EL SALVADOR.	12
1.7 DIRECCIÓN DEL VIENTO EN EL SALVADOR.....	14
1.8 VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA.	16
1.9 ANTECEDENTES DE MEDICIONES DEL VIENTO EN EL SALVADOR.	19
1.10 ELECCIÓN GEOGRÁFICA PARA LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN EL SALVADOR.....	21
1.11 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR.	22
1.12 TIPOS DE AEROGENERADORES.	24
1.12.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius.	24
1.12.2 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus.	25
1.12.3 Aerogeneradores de eje horizontal.	27
1.13 RANGO DE TURBINAS EÓLICAS.	29
1.14.1 Buje.	30
1.14.2 Álabes, palas o aspas.	30
1.14.3 Rotor.	31
1.14.4 Caja de engranajes.	31
1.14.5 Generador.	32
1.14.6 Torre.....	32
1.14.7 Localización.	33
1.14.8 Altura de la torre.....	34
1.15 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	34
1.15.1 Parte aerodinámica.	35
1.15.2 Parte Mecánica.	36
1.15.3 Parte Eléctrica.....	37
1.16 TOPOLOGÍAS DE TURBINAS.	37

1.16.1 Turbinas eólicas de velocidad fija.....	37
1.16.2 Turbinas eólicas de velocidad variable.....	38
1.17 CONFIGURACIONES DE LAS TURBINAS EÓLICAS.....	39
1.17.1 Tipo A: Velocidad fija.....	40
1.17.2 Tipo B: Velocidad variable limitada.	42
1.17.3 Tipo C: Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial.....	42
1.17.4 Tipo D: Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa.....	43
2- MÁQUINAS ELÉCTRICAS.....	44
2.1 MÁQUINAS ASÍNCRONAS O DE INDUCCIÓN.	44
2.2 GENERADOR DE INDUCCIÓN.....	45
2.3 MÁQUINAS SÍNCRONAS.	47
2.4 GENERADOR SÍNCRONO.	47
2.4.1 Generador síncrono de rotor bobinado.	48
2.4.2 Generador síncrono de imán permanente.....	48
2.4.3 Generador síncrono directamente conectado a la red.	49
2.5 FALLAS EN UN GENERADOR.	50
2.6 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.	51
2.7 AEROGENERADOR.	51
2.8 TURBINA EÓLICA DE VELOCIDAD FIJA.	52
2.9 TURBINA EÓLICA DE VELOCIDAD VARIABLE.	53
2.10 TURBINAS EÓLICAS CON GENERADOR DE INDUCCIÓN.	54
2.10.1 Generador de inducción, rotor jaula de ardilla, banco de capacitores y arrancador.....	54
2.10.2 Generador de inducción, rotor jaula de ardilla y convertidor de frecuencia.....	55
2.10.3 Generador de inducción, rotor bobinado y deslizamiento controlado..	56
2.10.4 Generador de inducción, rotor bobinado y doble alimentación.	57
2.10.5 BDFIG y BDFRG.....	57
2.11 ESQUEMAS DE TURBINAS EÓLICAS CON GENERADOR SINCRÓNICO.....	59
2.11.1 Generador de Imán Permanente.....	59
2.11.3 Generador síncrono empleando dos convertidores de potencia.	60
2.11.4 Generador síncrono de múltiples polos con rotor bobinado.	60
2.12 Ventajas y desventajas de los distintos tipos de generadores.	61
2.13 TIPOS DE TRANSMISIÓN.....	63
2.13.1 Descripción del aerogenerador con caja de engranajes tipo 1.....	63
2.13.2 Aerogenerador con acoplamiento directo al rotor.....	64
2.13.3 Comparación entre los tipos de transmisiones 1 y 2.	65
2.14 ELECCIÓN DEL TIPO DE GENERADOR DE ACUERDO A LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS DE EL SALVADOR.	65
3. MODELADO DE AEROGENERADOR.....	67
3.1 FÓRMULAS BÁSICAS.	67
3.2 POTENCIA DE UNA TURBINA.	68
3.3 LÍMITE DE BETZ.	69
3.4 MODELADO DE GENERADOR DE JAULA DE ARDILLA.....	74

3.4.1	Generador jaula de ardilla.....	74
3.4.2	Transformada de Park.....	76
3.4.3	Ecuaciones que modelan al generador Jaula de Ardilla.....	77
3.5	DIAGRAMAS DE BLOQUE EN SIMULINK.....	81
3.5.1	Actuador beta.....	81
3.5.2	Turbina.....	81
3.5.3	Voltajes en el estator.....	81
3.5.4	Transformada de Park.....	82
3.5.5	Generador jaula de ardilla.....	82
3.5.6	Flujos.....	82
3.5.8	Torque eléctrico.....	83
3.5.9	Velocidad angular del rotor.....	83
3.5.10	Potencia activa.....	84
4.	SIMULACIONES.....	85
4.1	SIMULACIÓN DEL MODELO DEL GENERADOR JAULA DE ARDILLA.....	85
4.2	MODELO DEL ACTUADOR DE LA VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO (PITCH ANGLE) .	88
4.3	CONTROL DIFUSO.....	88
4.4	CONTROL DIFUSO DE LA POTENCIA DE UN AEROGENERADOR	89
4.5	FUNCIONES DE PERTENENCIA DE LAS VARIABLES DEL CONTROLADOR.....	89
4.5.1	Entrada del controlador error $e(t)$	90
4.5.2	Entrada del controlador velocidad del viento $v(t)$	90
4.5.3	Salida del controlador ángulo de paso $\beta(t)$:.....	91
4.6	BASE DE REGLAS DIFUSAS	92
4.7	DEFUSIFICACIÓN	93
4.8	CONTROL DIFUSO DE LA POTENCIA DE UN AEROGENERADOR, MEDIANTE LA VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PASO B.	94
4.8.1	Control de la potencia mecánica de la turbina por variación del ángulo de paso β	94
4.9	DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO.....	113
	CONCLUSIONES	115
	BIBLIOGRAFÍA	117
	ANEXOS	118

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Ilustración 1.1: Movimiento del aire frío y caliente.</i>	4
<i>Ilustración 1.2: Zona de baja (B) y alta (A) presión.</i>	5
<i>Ilustración 1.3: Mapa eólico mundial.</i>	7
<i>Ilustración 1.4: Nivel de ruido del aerogenerador.</i>	8
<i>Ilustración 1.5: Anemómetro de empuje.</i>	10
<i>Ilustración 1.6: Anemómetro de rotación.</i>	11
<i>Ilustración 1.7: Anemómetro de presión.</i>	11
<i>Ilustración 1.8: Ejemplo de rosa de los vientos.</i>	15
<i>Ilustración 1.9: Distribución de Weibull para zona del Cerro Verde.</i>	15
<i>Ilustración 1.10: Perfiles de la variación del viento respecto a la altura.</i>	16
<i>Ilustración 1.11: Mapa eólico de El Salvador a 10 m de altura.</i>	18
<i>Ilustración 1.12: Mapa eólico de El Salvador a 30 m de altura.</i>	18
<i>Ilustración 1.13: Mapa eólico de El Salvador a 80 m de altura.</i>	19
<i>Ilustración 1.14: Velocidad media, columna 1: temporada seca, columna 2: seca-lluviosa, columna 3: lluviosa, columna 4: lluviosa seca. Fuente SNET.</i>	21
<i>Ilustración 1.15: Rosa de los vientos y distribución estación Cerro Verde.</i>	22
<i>Ilustración 1.16: Sustentación aerodinámica en la superficie de una pala.</i>	23
<i>Ilustración 1.17: Aerogenerador tipo Savonius.</i>	25
<i>Ilustración 1.18: Aerogenerador tipo Darrieus.</i>	26
<i>Ilustración 1.19: Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius.</i>	26
<i>Ilustración 1.20: Aerogeneradores de eje horizontal.</i>	27
<i>Ilustración 1.21: Aerogenerador de 3 y 2 palas respectivamente.</i>	28
<i>Ilustración 1.22: Aerogenerador de una pala y multipalas respectivamente.</i>	28
<i>Ilustración 1.23: Buje de turbina eólica.</i>	30
<i>Ilustración 1.24: Álabes, palas o aspas.</i>	31
<i>Ilustración 1.25: Rotor.</i>	31
<i>Ilustración 1.26: Caja de engranajes.</i>	32
<i>Ilustración 1.27: Esquema del flujo de aire a través del disco actuador.</i>	36
<i>Ilustración 1.28: Esquema eléctrico simplificado de una turbina de velocidad variable basada en un DFIG.</i>	37
<i>Ilustración 1.29: Configuraciones comunes de turbinas eólicas.</i>	40
<i>Ilustración 2.1: Generador de inducción con banco de capacitor y arrancador.</i>	55
<i>Ilustración 2.2: Generador de inducción con convertidor de frecuencia.</i>	56
<i>Ilustración 2.3: Generador de inducción rotor bobinado.</i>	57
<i>Ilustración 2.4: Generador de inducción doblemente alimentado.</i>	57
<i>Ilustración 2.5: Generador de Inducción con Doble Alimentación.</i>	58
<i>Ilustración 2.6: Generador de reluctancia doblemente alimentado sin escobillas.</i>	59
<i>Ilustración 2.7: Generador Síncrono de Imán Permanente.</i>	59
<i>Ilustración 2.8: Generador síncrono rotor bobinado y convertidor.</i>	60
<i>Ilustración 2.9: Generador síncrono con dos convertidores de potencia.</i>	60
<i>Ilustración 2.10: Generador síncrono de múltiples polos.</i>	60
<i>Ilustración 2.11: Transmisión tipo 1.</i>	63
<i>Ilustración 2.12: Transmisión tipo 2.</i>	64
<i>Ilustración 3.1: Cilindro de aire que atraviesa un aerogenerador.</i>	67
<i>Ilustración 3.2: Velocidad del viento antes y después de la turbina.</i>	68
<i>Ilustración 3.3: Representación del modelo de Betz.</i>	69
<i>Ilustración 3.4: Gráfico de los valores de C_p y C_T.</i>	72
<i>Ilustración 3.5: Coeficientes de una pala.</i>	74
<i>Ilustración 3.6: Diagrama esquemático de la máquina de inducción.</i>	74
<i>Ilustración 3.7: Relación entre torque eléctrico y deslizamiento S.</i>	75
<i>Ilustración 3.8: Transformación de tres a dos fases.</i>	76
<i>Ilustración 3.9: Modelo del actuador β.</i>	81

<i>Ilustración 3.10: Modelo de la turbina.</i>	81
<i>Ilustración 3.11: Modelo de las tensiones v_a, v_b y v_c.</i>	81
<i>Ilustración 3.12: Modelo de la transformada de Park.</i>	82
<i>Ilustración 3.13: Modelo del generador jaula de ardilla.</i>	82
<i>Ilustración 3.14: Modelo de los flujos en el estator y rotor.</i>	82
<i>Ilustración 3.15: Modelo de las corrientes en el estator y rotor.</i>	83
<i>Ilustración 3.16: Modelo del torque eléctrico.</i>	83
<i>Ilustración 3.17: Modelo de la velocidad angular en el rotor.</i>	83
<i>Ilustración 3.18: Modelo de la potencia activa.</i>	84
<i>Ilustración 4.1: Simulación para generador de 330 kW.</i>	85
<i>Ilustración 4.2: Potencia eléctrica vs tiempo para torque de 1000 N·m.</i>	86
<i>Ilustración 4.3: Velocidad mecánica angular vs tiempo para torque de 1000 N·m.</i>	86
<i>Ilustración 4.4: Potencia eléctrica vs tiempo para torque de 7000 N·m.</i>	87
<i>Ilustración 4.5: Velocidad mecánica angular vs tiempo para torque de 7000 N·m.</i>	87
<i>Ilustración 4.6: Actuador de la variación del ángulo de paso (Adaptación de Wind Turbine Pitch Angle Control using fuzzy logic 2012).</i>	88
<i>Ilustración 4.7: ángulo de paso vs tiempo.</i>	88
<i>Ilustración 4.8: Estructura General de un controlador de Lógica Difusa (Introduction to Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Control Systems 2001).</i>	89
<i>Ilustración 4.9: Diagrama del controlador difuso.</i>	89
<i>Ilustración 4.10: Funciones de Pertenencia del error $e(t)$.</i>	90
<i>Ilustración 4.12: Funciones de Pertenencia del ángulo de paso $\beta(t)$.</i>	92
<i>Ilustración 4.13: Controlador Difuso con la herramienta fuzzy de simulink.</i>	94
<i>Ilustración 4.14: Sistema de control de lazo cerrado.</i>	95
<i>Ilustración 4.15: Error vs tiempo.</i>	96
<i>Ilustración 4.16: Angulo Beta vs tiempo.</i>	96
<i>Ilustración 4.17: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	97
<i>Ilustración 4.18: Error vs tiempo.</i>	97
<i>Ilustración 4.19: Angulo beta vs tiempo.</i>	98
<i>Ilustración 4.20: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	98
<i>Ilustración 4.21: Error vs tiempo.</i>	99
<i>Ilustración 4.22: Ángulo beta vs tiempo.</i>	99
<i>Ilustración 4.23: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	100
<i>Ilustración 4.24: Error vs tiempo.</i>	100
<i>Ilustración 4.25: ángulo beta vs tiempo.</i>	101
<i>Ilustración 4.26: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	101
<i>Ilustración 4.27: Error vs Tiempo.</i>	102
<i>Ilustración 4.28: ángulo Beta vs tiempo.</i>	102
<i>Ilustración 4.29: Potencia vs tiempo.</i>	103
<i>Ilustración 4.30: Error vs tiempo.</i>	103
<i>Ilustración 4.31: Ángulo beta vs tiempo.</i>	104
<i>Ilustración 4.32: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	104
<i>Ilustración 4.33: Error vs tiempo.</i>	105
<i>Ilustración 4.34: Ángulo beta vs tiempo.</i>	105
<i>Ilustración 4.35: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	106
<i>Ilustración 4.36: Error vs tiempo.</i>	106
<i>Ilustración 4.37: Ángulo beta vs tiempo.</i>	107
<i>Ilustración 4.38: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	107
<i>Ilustración 4.39: Error vs tiempo.</i>	108
<i>Ilustración 4.40: Ángulo beta vs tiempo.</i>	108
<i>Ilustración 4.41: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	109
<i>Ilustración 4.42: Error vs tiempo.</i>	109
<i>Ilustración 4.43: Ángulo beta vs tiempo.</i>	110

<i>Ilustración 4.44: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	110
<i>Ilustración 4.45: Error vs tiempo.</i>	111
<i>Ilustración 4.46: Ángulo beta vs tiempo.</i>	111
<i>Ilustración 4.47: Potencia eléctrica vs tiempo.</i>	112
<i>Ilustración 4.48: Parque Nacional Cerro Verde.</i>	113

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1: Escala Beaufort para la clasificación de los vientos.</i>	9
<i>Tabla 1.2: Ubicación de estaciones meteorológicas en zona occidental.</i>	12
<i>Tabla 1.3: Ubicación de estaciones meteorológicas en zona central y paracentral.</i>	12
<i>Tabla 1.4: Ubicación estaciones meteorológicas en zona oriental del país.</i>	13
<i>Tabla 1.5: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Occidental.</i>	13
<i>Tabla 1.6: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Central.</i>	13
<i>Tabla 1.7: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Paracentral.</i>	14
<i>Tabla 1.8: Velocidades promedio anual de viento a 10 m de altura.</i>	14
<i>Tabla 1.9: Valores típicos de α para diferentes lugares.</i>	17
<i>Tabla 1.10: Velocidades promedio anuales de viento de El Salvador a 50 m de altura.</i>	17
<i>Tabla 1.11: Velocidades de viento en El Salvador a 10 metros sobre el nivel del suelo.</i>	20
<i>Tabla 1.12: Características de los aerogeneradores de 2 y 3 palas.</i>	29
<i>Tabla 1.13: Densidad de potencia en relación a la altura de la torre y velocidad del viento.</i>	33
<i>Tabla 1.14: Combinaciones posibles para control de potencia y control de velocidad.</i>	39
<i>Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de los tipos de generadores.</i>	61
<i>Tabla 2.2: Comparación de diferentes generadores eólicos.</i>	62
<i>Tabla 4.1: Velocidades de viento a 50 m.s.n.s para el año 2016.</i>	96
<i>Tabla 4.2 : Resultados para 3 generadores con potencias de 330 kW, 800 kW y 2000 kW.</i>	112
<i>Tabla 4.3: Datos generales del cerro verde.</i>	113
<i>Tabla 4.4: Datos de dimensionamiento del parque eólico.</i>	113

INTRODUCCIÓN

La contaminación ambiental y el cambio climático, generados por el uso de combustibles fósiles, ha dejado de ser un mito y convertirse en realidad, pues se ve la necesidad de utilizar otras fuentes de energía que, hasta cierto punto, satisfagan o suavicen el gran impacto ocasionado por tantas décadas de dejar a un lado al medio ambiente; es aquí, donde surgen las energías renovables, entre las más destacadas tenemos la energía solar, energía eólica, energía hidráulica. Estas tecnologías además de ser limpias son inagotables dado el recurso natural utilizado para la generación.

La tecnología eólica es la que más crecimiento ha mostrado en los últimos años debido al gran crecimiento tecnológico que se ha desarrollado para la construcción y diseño de turbinas eólicas, haciéndolas más eficientes y reduciendo los costos; entre los países que más han aprovechado este recurso natural se encuentra Alemania, USA y China con varios miles de MW generados mediante la energía contenida en viento, en Centro América existen 24 parques eólicos con un total global de potencia generada de 897.2 MW, en El Salvador aún no se cuenta con sistemas de generación eólica.

Considerando la importancia del desarrollo de la tecnología eólica en el mundo, se consideró desarrollar esta tesis de investigación, para el modelado de aerogenerador para un parque eólico para El Salvador, además se determina la mejor ubicación en el país. Los sistemas de generación de energía eólica pueden clasificarse en sistemas aislados, que suministran energía a pequeñas comunidades y necesitan de un elemento almacenador de energía como una batería y en sistemas conectados a redes de potencia, en estos sistemas la potencia de salida, no necesita estar controlada por la demanda del consumidor, la frecuencia de la red se determina por la central de potencia convencional. La agrupación de turbinas eólicas en parques eólicos permite obtener una potencia eólica total comparable a la de la central convencional. En este trabajo de graduación se considerará el modelado y la simulación y de una turbina eólica, conectada a la red

eléctrica convencional de 60 Hz. Un aerogenerador o turbina eólica está compuesto por el rotor de la turbina que adquiere parte de la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica rotatoria, un sistema de engranajes que incrementa la velocidad de rotación del rotor para adaptarla a la velocidad del generador eléctrico, y un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en energía eléctrica con una eficiencia del 59%. Se clasifican en dos grandes grupos los de eje vertical y los de eje horizontal siendo estos últimos los más comunes.

Los generadores se clasifican en síncronos si la velocidad del rotor es igual a la del campo inductor y asíncrono si la velocidad del rotor es distinta a la del campo, estos generadores pueden ser de inducción con o sin arrollamiento, así como de imanes permanentes que resultan ser los más eficientes aun con mayor costo. El generador considerado en el modelo del sistema de este trabajo de graduación, es un generador de inducción Jaula de ardilla, debido a las ventajas sobre un generador síncrono, menor tamaño, menor costo y menor requerimiento de mantenimiento.

Para el control de la potencia del aerogenerador, debe considerarse que la turbina puede generar potencia a partir de una velocidad mínima del viento, genera potencia nominal cuando la velocidad del viento se iguala o supera la velocidad nominal, pero es menor a una velocidad máxima del viento, cuando se supera la velocidad máxima, los aerogeneradores detienen su funcionamiento (no generan potencia), para evitar dañar las torres, los álabes de la turbina y el sistema eléctrico. Cuando la velocidad del viento es mayor a la velocidad nominal, la potencia eólica generada debe ser controlada para que no exceda a la potencia nominal y no dañe al sistema. Los métodos más comunes para el control de la potencia son, el control del ángulo de paso de las hélices de la turbina (pitch control), utilizado para grandes turbinas, el control a ángulo fijo (stall control), el control de orientación (yaw control) utilizado para turbinas pequeñas. El método de control de potencia desarrollado en éste trabajo de graduación, es el control de ángulo de paso para una turbina grande de 330 kW. El control difuso se presenta como una alternativa de control eficiente pues permite el control de sistemas no lineales, basado en reglas difusas, que se generan

a partir del comportamiento del sistema y no requiere la linealización del modelo, por ello fue considerado como el controlador a desarrollar en esta tesis.

La simulación del aerogenerador en MATLAB, requiere los modelos de sus componentes, el modelo de una turbina de viento de un aerogenerador es no lineal, debido a que el torque y la potencia generados por la turbina, dependen del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$ que presenta una relación no lineal en sus parámetros: ángulo de paso (β) y la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala del rotor y la velocidad del viento $V(\lambda)$. El diseño del controlador más eficiente del ángulo de paso β , para sistemas eólicos, requiere del desarrollo del modelo de estos sistemas y de la simulación de su funcionamiento, el modelo total debe considerar el modelo de la turbina, del generador y del actuador del sistema. Para ello se desarrolló el modelo del generador basándose en las ecuaciones teóricas que modelan su funcionamiento, sin realizar linealizaciones, ni aproximaciones, además se incluyó el modelo del actuador en las simulaciones del sistema que necesita como datos de entrada la velocidad del viento y la potencia de referencia.

En el capítulo 1, se da un panorama general de un sistema de conversión de energía eólica, haciendo énfasis en los principios básicos de funcionamiento y la elección geográfica para la instalación del parque eólico. En el capítulo 2 se describe por completo la estructura, la clasificación y las configuraciones del aerogenerador, así como las fallas, ventajas y desventajas de cada uno. En el capítulo 3 se desarrolla el modelo completo del aerogenerador, modelo de una turbina de eje horizontal de tres palas, de un generador jaula de ardilla de potencia nominal 330 kW, y del actuador del ángulo de paso β (ángulo de rotación de la pala de la turbina de viento, alrededor de su eje longitudinal). En el capítulo 4 se desarrolla la base de reglas del control difuso y se simula el control difuso de la potencia eléctrica del aerogenerador bajo distintas condiciones de viento, para luego comparar los resultados con diferentes potencias de aerogeneradores disponibles comercialmente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- ✓ Modelar un generador para un parque eólico que cumpla con todos los criterios establecidos para generar electricidad de forma limpia y amigable con el medio ambiente.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Conocer la dirección y magnitud del viento para la correcta posición de las turbinas, poder dar a conocer tres lugares donde se pueda implementar el modelado del generador para un parque eólico, y dimensionar el parque eólico.
- ✓ Elegir el tipo de turbina que proporcione la mayor eficiencia para la generación de electricidad.
- ✓ Investigar a nivel de ecuaciones de control automático, diagramas de bloques y/o diagramas SEG (Signal Flow Graph).
- ✓ Implementar el modelo en Simulink de Matlab.

ALCANCES

Se pretende estudiar el comportamiento que poseen los parques eólicos ante distintas velocidades de viento, cómo se comporta el viento dentro de un mismo parque y cómo afecta la posición de las turbinas (topografía), así como la interacción entre las mismas y conocer el dimensionamiento. La energía generada por el parque eólico será inyectada a la red pública. Y cómo afectará el control que deben llevar dichos generadores.

JUSTIFICACIÓN

La energía eólica es considerada por muchos especialistas como la energía del futuro. El uso de nuevas tecnologías permite un aprovechamiento cada vez más eficiente del poder del viento, que es limpio, renovable y abundante en todo el planeta. Pero pese a que la energía eólica tiene futuro, no se ha usado desde hace mucho tiempo. La técnica de los molinos de viento, que aprovechaban el viento para mover maquinarias como moladoras de granos, fue utilizada en muchos países desde hace siglos.

La energía eólica moderna también es producida por molinos, pero ya no se usan para moler granos, ahora se utiliza para generar energía eléctrica. Son calificados como aerogeneradores, y consisten de un elevado mástil con una gran hélice que recoge el viento necesario para mover una productora de energía, una turbina.

Con la finalidad de aprovechar uno de los recursos renovables existentes en grandes cantidades, como lo es el viento, en las zonas que están especificados en los mapas de potencial eólico proporcionados por el CNE (Consejo Nacional de Energía), se modelará y simulará un generador para un parque eólico que ya haya sido propuesto o se proponga de una aplicación de la materia sistemas de energías renovables que contribuirá a la generación de energía eléctrica para ser utilizada por los habitantes en todas sus actividades y producción en general.

DEFINICIONES, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

I Definiciones

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 o Anemógrafo: 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.

Anillos deslizantes: También llamados colectores, anillos rozantes; conecta las corrientes de campo o de excitación con el bobinado del rotor.

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.

Contaminación acústica: Presencia en el ambiente de ruidos o vibraciones que impliquen molestias, riesgos o daños a las personas en el desarrollo de sus actividades.

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

Corriente de magnetización: Corriente necesaria para producir el flujo en una maquina eléctrica.

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

Desfusificación: Proceso de obtener un valor cuantificable en Lógica clásica, dados conjuntos difusos y sus correspondientes grados de membresía. Es el proceso que transforma un conjunto difuso a un conjunto clásico.

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

Distribución Weibull eólica: 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.

Escala Fujita: Clasifica la intensidad de un tornado, basada en la destrucción ocasionadas en la estructura construidas por el hombre.

Escala de Saffir-Simpson: Clasifica los ciclones tropicales según la intensidad del viento.

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

Filtro de red: Circuito encargado de la reducción y eliminación de las perturbaciones que se puedan inyectar a la red.

Fuerza magnética: partículas cargadas eléctricamente, como en el caso de los electrones, que se encuentran en movimiento.

Fuerza motriz: Agente natural como agua, aire, vapor que se utiliza para impartir movimientos a las máquinas.

Flujo magnético: Medida del campo magnético total que pasa a través de un área dada.

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.

Movimientos convectivos: Mecanismo físico por el cual se transporta calor, momento lineal, humedad, etc., mediante el movimiento de la masa que compone un determinado fluido (agua o aire).

OPTISLIP: Deslizamiento Óptico.

Paletas, álaves 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 donde 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 de conexión o inferior: Mínima velocidad de viento necesaria para el funcionamiento del aerogenerador.

Velocidad de corte superior: Máxima velocidad de viento que un aerogenerador es capaz de soportar.

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, álaves 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.

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.

1. LA ENERGÍA EÓLICA.

A finales del año 2016, la capacidad mundial de energías renovables con eólica asciende a casi medio millón de megavatios, tras la instalación de 54,600 MW en ese mismo año. China, Estados Unidos, Alemania e India fueron los países con los mejores números en cuanto a la generación eólica durante el año 2015 y continúan como líderes, según lo informó el Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC, por sus siglas en inglés).

Al cierre del año 2016, la energía eólica generada acumuló una potencia total de 486,749 megavatios a escala internacional. En Centroamérica existen 24 parques eólicos de los cuales 20 son de inversión privada y 4 de gestión pública, siendo Costa Rica el líder de la región con mayor capacidad instalada, en el año 2015 poseía 278.1 MW instalados equivalentes al 9% de su matriz energética, ese mismo año Panamá poseía 205 MW, Nicaragua 186.2 MW, Honduras 152 MW, Guatemala 75.9 MW y El Salvador no cuenta con energía eólica.

A finales del año 2016 inicia un interés por la generación de energía eólica en El Salvador, se realizaron estudios de potencial eólico para identificar las zonas del país con mejores condiciones para este tipo de tecnologías, siendo Santa Ana el departamento con las mejores condiciones de vientos para este tipo de proyectos; se estima que el parque eólico inyectaría a la red un total de 50 MW a través de la subestación eléctrica Guajoyo donde será distribuida a todo el país a un costo de \$98.78/MW se planifica que serán entre 15 y 20 aerogeneradores, cada uno con una capacidad de 2.5 a 3.5 MW.

Con la promoción de la inversión nacional y extranjera en el sector eléctrico, El Salvador busca corregir el desmedido aumento en la capacidad instalada de las plantas térmicas que utilizan combustibles derivados del petróleo y realizar inversiones en proyectos de energías renovables. La matriz energética en El Salvador para el año 2015, según la revista "SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR" publicada por PROESA y CNE detalla que de la energía total generada

en el país (1,659.6 MW) el 45.6% corresponde a energía térmica, el 28.5% a la hidráulica, el 13.6% a biomasa y el 12.3% a la geotérmica.

Con la puesta en marcha del proyecto eólico la capacidad instalada será de 1,709.6 MW, aportando el 3.0% de la capacidad total. Dado que esta investigación está orientada a la energía eólica, es indispensable conocer los mecanismos involucrados en la generación de este tipo de energía

1.1 Introducción a la energía eólica.

La energía contenida en el viento puede ser transformada, según sea la necesidad, en energía eléctrica, mecánica o térmica, para la realización de esta transformación se utilizan distintos tipos de equipamiento. En términos generales no se requieren grandes velocidades de vientos para producir energía, más bien cuando el viento es demasiado intenso, es necesario detener los equipos para evitar deterioros. Una turbina eólica es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento en electricidad. Las turbinas eólicas se diseñan para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en la energía mecánica, movimiento de un eje, luego en los generadores de la turbina se convierte en electricidad. La energía eléctrica generada se puede almacenar en baterías, o utilizar directamente. Hay tres leyes físicas básicas que gobiernan la cantidad de energía aprovechable del viento. La primera ley indica que la energía generada por la turbina es proporcional a la velocidad al cuadrado. La segunda ley indica que la energía disponible es directamente proporcional al área barrida por las paletas. La energía es proporcional al cuadrado de la longitud de las paletas. La tercera ley indica que existe una eficiencia teórica máxima de los generadores eólicos del 59%. En la práctica, la mayoría de las turbinas de viento son mucho menos eficientes que éstos y se diseñan diversos tipos para obtener la máxima eficacia posible a diversas velocidades del viento. Los mejores generadores eólicos tienen eficiencias del 35% al 40%. La energía mecánica del eje del rotor puede ser aprovechada para diversas aplicaciones como moler granos, en el caso de molinos de viento; bombear agua, en el caso de aerobombas o para la generación de energía eléctrica, en los aerogeneradores.

En la práctica las turbinas eólicas se diseñan para trabajar dentro de ciertas velocidades del viento. La velocidad más baja, llamada velocidad de corte inferior que es generalmente de 4 a 5 m/s, pues por debajo de esta velocidad no hay suficiente energía como para superar las pérdidas del sistema. La velocidad de corte superior es determinada por la capacidad de una máquina en particular de soportar fuertes vientos. La velocidad nominal es la velocidad del viento a la cual una máquina particular alcanza su máxima potencia nominal. Por arriba de esta velocidad, se puede contar con mecanismos que mantengan la potencia de salida en un valor constante con el aumento de la velocidad del viento.

En la década de los 70's, durante la crisis energética, renació el interés en la extracción de energía proveniente del viento. Esta vez el interés principal fue dirigido hacia turbinas eólicas para la generación de energía eléctrica en lugar de energía mecánica. Las primeras turbinas eólicas para la generación de electricidad se desarrollaron a principios del siglo XX.

La tecnología se ha desarrollado paso a paso a partir de los años 70's. Para finales de los 90's, la energía eólica renació como una de las fuentes de energía renovable más importantes. Desde la última década del siglo XX la capacidad instalada de energía eólica aumenta el doble cada tres años. El costo de la electricidad proveniente de la energía eólica ha bajado alrededor de un sexto del costo en relación a la década de los 80's y el patrón tiende a continuar. Hoy en día existe una gran variedad de conceptos innovadores de aerogeneradores con tecnología probada.

1.2 Física y naturaleza del viento.

La tierra devuelve constantemente a la atmósfera el calor que recibe del sol, aunque no de modo uniforme. En las zonas donde menos calor se libera (zonas de aire frío), la presión de los gases atmosféricos aumenta, mientras que allí donde se libera más calor, el aire se calienta y la presión de los gases disminuye. De esta forma se crea una macrocirculación como consecuencia de los movimientos convectivos: las

masas de aire se calientan, su densidad disminuye y se elevan, haciendo que fluya aire más frío sobre la superficie terrestre. Este movimiento de masas de aire frío y caliente genera las zonas de altas y bajas presiones presentes permanentemente en la atmósfera, a las que también afecta la rotación terrestre.

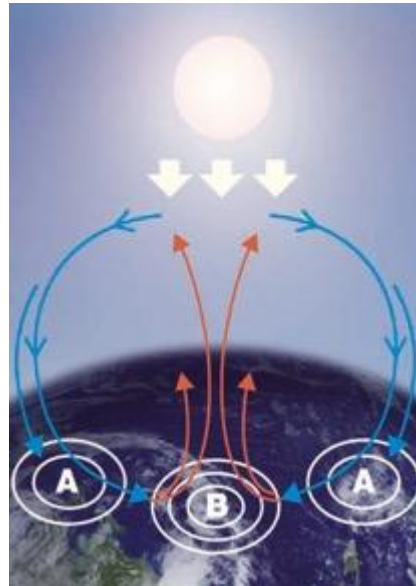


Ilustración 1.1: Movimiento del aire frío y caliente.

Dado que la atmósfera tiende a restablecer constantemente el equilibrio de presiones, el aire se mueve de las zonas de mayor presión a las de menor presión. De este modo, el viento puede definirse como el desplazamiento más o menos rápido de una masa de aire entre zonas de diferente presión.

En cuanto mayor sea la diferencia de presión, mayor será la velocidad de desplazamiento del aire y más fuerte será el viento. En realidad, el viento no sopla en la dirección que une el centro de las altas presiones con el de las bajas presiones, sino que en el hemisferio norte se desvía a la derecha, circulando alrededor de los centros de altas presiones en sentido horario y en torno a los de bajas presiones en el sentido contrario.

En la práctica, dando la espalda al viento se tiene la zona de bajas presiones “B” a la izquierda y la de altas presiones “A” a la derecha, mientras que en el hemisferio sur sucede lo opuesto.



Ilustración 1.2: Zona de baja (B) y alta (A) presión.

A gran escala se puede observar en las diferentes latitudes una circulación de masas de aire que está influenciada cíclicamente por las estaciones; a una escala menor, se produce un calentamiento distinto entre la tierra y las masas de agua, generando las brisas térmicas de tierra y de mar.

El relieve y las irregularidades de la superficie terrestre o marina tienen un impacto significativo en el viento y sus características locales; de hecho, el viento sopla con más intensidad sobre superficies grandes y llanas como el mar, y de ahí el principal interés por las instalaciones eólicas marinas, también llamadas instalaciones eólicas onshore y las instalaciones eólicas terrestres, también llamadas instalaciones eólicas offshore. Además, el viento toma fuerza en las cumbres de las montañas o en los valles paralelos a la dirección del viento dominante, mientras que se frena sobre superficies irregulares, tales como ciudades o bosques, y su velocidad en relación a la altura sobre el suelo varía según las condiciones de estabilidad atmosférica.

1.3 El viento como fuente de energía.

Para aprovechar la energía eólica, es muy importante tener en cuenta las grandes variaciones de velocidad entre diferentes zonas: lugares que apenas distan unos kilómetros entre si pueden estar sujetos a condiciones de viento muy dispares y suscitar un interés muy distinto a la hora de instalar un aerogenerador.

La fuerza del viento cambia en cuestión de días, horas o minutos, en función de las condiciones meteorológicas, además, la dirección y la intensidad del viento fluctúan rápidamente en torno al valor medio. Se trata de las turbulencias, que son una característica importante del viento, ya que determinan las fluctuaciones de la fuerza

ejercida sobre las palas de las turbinas, aumentando así su desgaste y reduciendo su vida media. En tierra, el nivel de turbulencias puede variar entre el 15% y el 20%, mientras que en mar abierto este valor puede estar comprendido entre el 10% y el 14%.

La variabilidad y la aleatoriedad del viento representan las principales desventajas de la electricidad procedente de una fuente eólica. Siempre que la cantidad de potencia generada por la instalación eólica sea relativamente pequeña en cuanto a las "dimensiones" de la red eléctrica a la que está conectada, la variabilidad de la producción eólica no desestabilizará esta red y los generadores convencionales pueden considerarla como una variación de la demanda. Algunos países ya están apostando por instalaciones eólicas de grandes dimensiones, especialmente grupos de turbinas en alta mar. Estos parques eólicos tendrán una potencia de varios centenares de MW, comparable a la de las instalaciones convencionales, por lo que se deberá prever su producción energética con 24 horas de antelación; ello se debe a que el gestor energético debe conocer con anticipación la oferta previsible de los distintos productores con relación a la demanda de los consumidores. Cuando se considera una ubicación para la instalación de un aerogenerador, es fundamental cuantificar el valor real del recurso eólico.

Lo normal en este sentido es instalar una torre anemométrica en el lugar durante varios meses, con el fin de monitorizar la velocidad y dirección del viento y los niveles de turbulencia a distintas alturas. Los datos registrados permitirán el cálculo tanto de la producción futura de energía como de la viabilidad económica del proyecto.

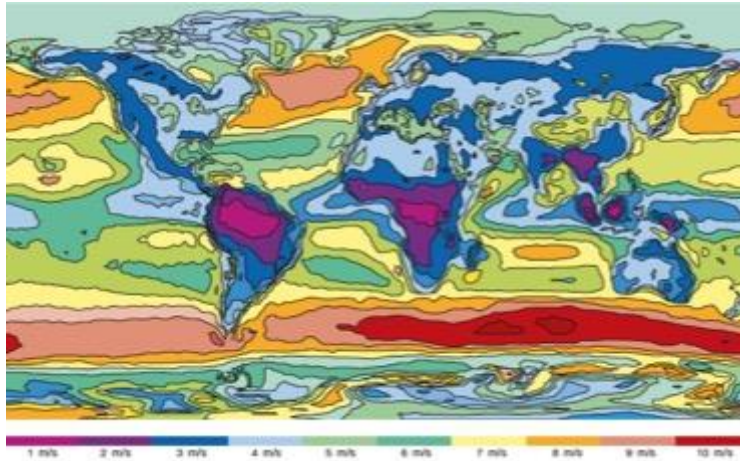


Ilustración 1.3: Mapa eólico mundial.

El impacto medioambiental siempre ha sido un gran freno para estas instalaciones. En la mayoría de ocasiones, los lugares más ventosos resultan ser las cimas y las pendientes de los relieves montañosos, donde las instalaciones eólicas son visibles a grandes distancias, produciendo un impacto paisajístico no siempre tolerable. Existen soluciones constructivas para mitigar este impacto visual provocado por las turbinas eólicas, como el uso de colores neutros que favorecen la integración en el paisaje. Dado que el terreno real que ocupan los aerogeneradores es una mínima parte de la extensión del parque eólico, es posible seguir utilizando el territorio para otros fines, tales como la agricultura o el pastoreo. Otro punto a tener en cuenta es el ruido producido por los aerogeneradores, no solo por sus componentes electromecánicos sino sobre todo por los fenómenos aerodinámicos que tienen lugar con la rotación de las palas y que dependen de las características de éstas y de su velocidad periférica. El problema del ruido no es tan relevante si se toman en consideración dos factores: el primero es que el ruido percibido en las proximidades de los aerogeneradores a veces se atribuye exclusivamente a éstos pero en realidad, en zonas ventosas y a unos cientos de metros de distancia de los propios generadores, el ruido de fondo causado por el viento es comparable al que producen las turbinas; el segundo es que cerca de los aerogeneradores, el ruido que se percibe es de una intensidad próxima al que se experimenta cotidianamente en situaciones ordinarias, por lo que los operadores que trabajan dentro de la zona de la instalación eólica estarán sometidos a un nivel de contaminación acústica

aceptable. En cualquier caso, a una distancia de entre unos 400 m y 500 m de la turbina, los efectos sonoros son prácticamente despreciables.

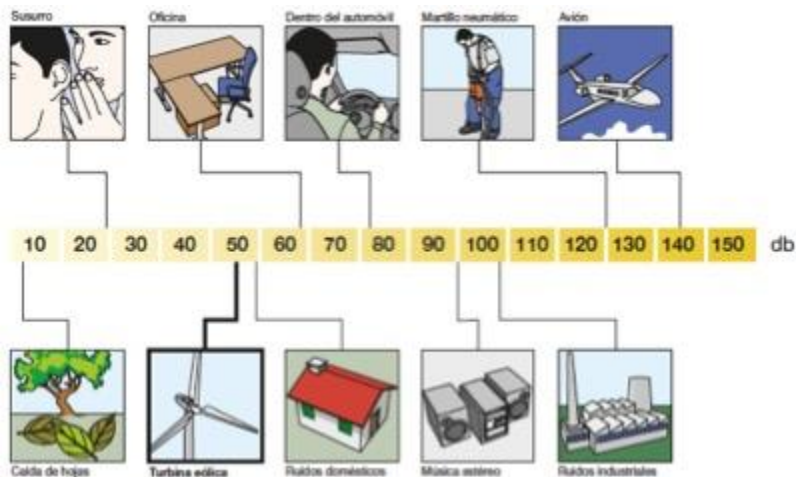


Ilustración 1.4: Nivel de ruido del aerogenerador.

1.4 Escalas del viento.

La escala de Beaufort creada en el año 1805 por el irlandés Francis Beaufort (1774-1857) no haciendo referencia directa a la magnitud de la fuerza del viento sino a los efectos de éste en las velas de los barcos. Con el desarrollo de los anemómetros y de la meteorología la escala fue siendo modificada con el fin de ser la más actualizada. La escala de Beaufort cuantifica las intensidades de los vientos, teniendo en cuenta la velocidad y los efectos resultantes de las ráfagas de viento tanto en tierra como en el mar. El rango utilizado va desde 0 que se refiere a vientos en el rango de 0 km/h a 1 km/h, hasta 12 que corresponde a vientos huracanados con velocidades mayores a 120 km/h. Con la necesidad de clasificar mejor algunos fenómenos atmosféricos, aparecen nuevas escalas como, por ejemplo, la escala de Saffir-Simpson que está destinada a medir las intensidades de velocidad de vientos de los huracanes. Otra escala importante, es la utilizada para la medición de las velocidades de viento de los tornados, es llamada escala Fujita.

Numero de Beaufort	Velocidad (km/h) (m/s)	Clasificación	En tierra	En mar	Altura de ola (m)
0	1 0.3	Calma	El humo se eleva en vertical	El humo se eleva en vertical	0
1	1.1 – 5.5 0.3 – 2	Viento leve	El humo indica la dirección del viento	Pequeñas arrugas en la superficie	0 – 0.2
2	5.6 – 11 2 – 3	Brisa leve	Las hojas de los árboles se mueven	Olas pero sin reventar	0.2 – 0.5
3	12 – 19 3 – 5	Brisa suave	Las hojas de ramas pequeñas se agitan	Olas con algunas crestas, inician a romper	0.5 – 1
4	20 – 28 6 – 8	Brisa moderada	Polvo y pequeños papeles levantados	Olas con crestas frecuentes	1 – 2
5	29 – 38 8.1 – 10.6	Brisa fresca	Movimiento de ramas y árboles pequeños	Olas grandes y posibilidad de salpicar	2 – 3
6	39 – 49 10.8 – 13.6	Brisa fuerte	Movimiento de las ramas de los árboles	Olas grandes y salpicaduras	3 – 4
7	50 – 61 13.9 – 16.9	Viento moderado	Los árboles se agitan	Mar agitado	4.5 – 5
8	62 – 74 17.2 – 20.6	Viento fresco	Ramas se quiebran y difícil andar contra viento	Mar agitado, aparición de espuma	5.5 – 7.5
9	75 – 88 20.8 – 24.4	Viento fuerte	Daño en los árboles	Mar agitado, poca visibilidad	7.5 – 10
10	89 – 102 24.7 – 28.3	Tormenta	Árboles arrancados y daños a estructuras	Mar agitado y superficie blanca	9 – 12.5
11	103 – 117 28.6 – 32.5	Tormenta violenta	Estragos generalizados en construcciones	Mar agitado, pequeños botes suben por las olas	12.5 – 16
12	≥ 118 ≥ 32.8	Huracán	Efectos graves en construcciones	Mar todo de espuma con visibilidad nula	≥ 14

Tabla 1.1: Escala Beaufort para la clasificación de los vientos.

A partir del número 12 puede originarse un huracán o tifón, la escala continuaría con las categorías de los huracanes, a pesar que se han combinado con la escala Beaufort aparecen en otra denominación, la escala Beaufort fue concebida sobre todo para poder describir el estado del mar para los navíos.

1.5 Medición y estimación de la dirección y velocidad del viento.

Para medir correctamente las velocidades de los vientos se pueden utilizar dos técnicas primordiales, la primera es el uso del instrumento de medición llamado anemómetro, este instrumento es muy similar a un molino de tres palas, donde cada una de las palas está separada 120° una de otra y gira alrededor del eje vertical. Los anemómetros miden la velocidad instantánea de los vientos, permiten medir los valores picos de ráfagas de viento por lo que en actividades deportivas son los favoritos. El funcionamiento del anemómetro se activa cuando es golpeado por el viento, en ese momento, se enciende un contador que se encarga básicamente de marcar, con base al número de revoluciones, la velocidad del viento. Existen una gran variedad de anemómetros como, por ejemplo:

- **Anemómetro de empuje:** Están formados por una esfera hueca y ligera (Daloz) o una pala (wild) cuya posición respecto a un punto de suspensión varía con la fuerza del viento que se mide en un cuadrante graduado.



Ilustración 1.5: Anemómetro de empuje.

- **Anemómetro de rotación:** Está dotado de cazoletas (Robinson) o hélices unidas a un eje central cuyo giro, proporcional a la velocidad del viento, es registrado convenientemente.



Ilustración 1.6: Anemómetro de rotación.

- **Anemómetro de compresión:** Basado en un tubo de Pitot y formado por dos pequeños tubos, uno de ellos con orificio frontal que mide la presión dinámica y lateral que mide la presión estática y el otro solo con orificio lateral, la diferencia de las presiones medidas permite determinar la velocidad del viento.

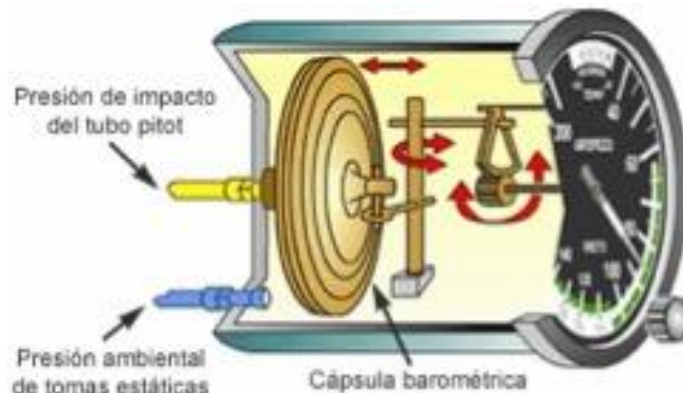


Ilustración 1.7: Anemómetro de presión.

La segunda técnica para la medición del viento es la escala de Beaufort, descrita anteriormente, cuyas escalas le da nombre y cuantifica las velocidades que van desde 0 hasta 12, es decir, desde la calma total hasta la fuerza de un huracán. El viento es un fenómeno que se presenta de forma muy irregular, lo que dificulta su caracterización. Siendo el viento una cantidad vectorial los parámetros que se utilizan para su estudio son la magnitud de la velocidad y su dirección. La dirección del viento es aquella de donde proviene, por otra parte, la magnitud de la velocidad

corresponde a la relación que existe entre una cierta distancia y el tiempo que tarda en recorrerla. El viento surge en el ecuador y se mueve hacia el norte y el sur en las más altas capas de la atmósfera.

1.6 Velocidades de viento en El Salvador.

El Salvador cuenta con una red de estaciones meteorológicas donde se monitorea las condiciones ambientales, tales como la cantidad de lluvia, cantidad de radiación solar, velocidades de viento, altura de las nubes.

Código	Estación	Latitud Norte	Latitud Oeste	Elevación (m.s.n.m)
Zona Occidental				
A-35	Cerro Verde	13.827222	-89.662333	2381
A-15	Güija	14.018611	-89.468611	485
A-18	Los Andes	13.868056	-89.635278	1770
A-27	Candelaria La Frontera	14.117222	-89.650278	700
A-31	Los Planes de Monte Cristo	14.385833	-89.351667	1971
H-8	Ahuachapán	13.935000	-89.851667	725
H-14	La Hachadura	13.851667	-90.084444	30
T-6	Acajutla	13.567778	-89.833333	15
T-24	Los Naranjos	13.868056	-89.668056	1450

Tabla 1.2: Ubicación de estaciones meteorológicas en zona occidental.

Código	Estación	Latitud Norte	Latitud Oeste	Elevación (m.s.n.m)
Zona Central				
G-3	Nueva Concepción	14.118056	-89.284444	320
G-4	La Palma	14.284722	-89.151944	1000
G-13	Las Pilas	14.352500	-89.084444	1960
L-4	San Andrés	13.801389	-89.401111	460
L-27	Chiltiupán	13.585278	-89.469167	680
S-10	Ilopango	13.685833	-89.116944	615
Zona Paracentral				
C-9	Cojutepeque	13.717222	-88.918333	880
V-9	Puente Cuscatlán	13.600278	-88.585000	20
B-1	Chorrera del Guayabo	13.985556	-88.751111	190
B-6	Sensuntepeque	13.867222	-88.650000	650
B-10	Cerrón Grande	13.934167	-88.783611	200

Tabla 1.3: Ubicación de estaciones meteorológicas en zona central y paracentral.

Código	Estación	Latitud Norte	Latitud Oeste	Elevación (m.s.n.m)
Zona Oriental				
M-24	UES San Miguel	13.434167	-88.151389	117
U-6	Santiago de María	13.483611	-88.467500	920
Z-2	San Francisco Gotera	13.685556	-88.084444	250
Z-3	Perquín	13.951389	-88.151944	1225
N-2	La Unión (CORSAIN)	13.319167	-87.055833	35

Tabla 1.4: Ubicación estaciones meteorológicas en zona oriental del país.

Las tablas 1.5, 1.6, 1.7 y 1.8 contemplan la velocidad promedio anual de viento desde enero 2012 hasta diciembre 2017 a una altura de 10 m.s.n.s.

Código	2012 (m/s)	2013 (m/s)	2014 (m/s)	2015 (m/s)	2016 (m/s)	2017 (m/s)
Zona Occidental						
A-35	3.38	3.23	3.41	3.37	3.48	3.47
A-15	2.67	2.69	2.79	2.77	2.94	2.92
A-18	3.38	3.23	3.41	3.37	3.48	3.47
A-27	3.11	3.00	3.12	3.12	3.26	3.25
A-31	2.77	2.69	2.79	2.77	2.94	2.92
H-8	3.38	3.23	3.41	3.37	3.49	3.47
H-14	3.35	3.20	3.39	3.39	3.44	3.44
T-6	3.38	3.23	3.41	3.37	3.48	3.47
T-24	3.38	3.23	3.41	3.37	3.48	3.47

Tabla 1.5: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Occidental.

Código	2012 (m/s)	2013 (m/s)	2014 (m/s)	2015 (m/s)	2016 (m/s)	2017 (m/s)
Zona Central						
G-3	2.77	2.69	2.79	2.77	2.94	2.92
G-4	2.77	2.69	2.79	2.77	2.94	2.92
G-13	2.77	2.69	2.79	2.77	2.94	2.92
L-4	2.94	2.87	2.96	2.92	3.05	3.03
L-27	2.94	2.87	2.96	2.92	3.05	3.03
S-10	2.94	2.87	2.96	2.92	3.05	3.03

Tabla 1.6: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Central.

Código	2012 (m/s)	2013 (m/s)	2014 (m/s)	2015 (m/s)	2016 (m/s)	2017 (m/s)
Zona Paracentral						
C-9	2.27	2.31	2.29	2.31	2.44	2.41
V-9	2.27	2.31	2.29	2.31	2.44	2.41
B-1	2.27	2.31	2.29	2.31	2.44	2.41
B-6	2.27	2.31	2.29	2.31	2.44	2.41
B-10	2.27	2.31	2.29	2.31	2.44	2.41

Tabla 1.7: Velocidad promedio anual de viento a 10 m de altura, Zona Paracentral.

Código	2012 (m/s)	2013 (m/s)	2014 (m/s)	2015 (m/s)	2016 (m/s)	2017 (m/s)
Zona Oriental						
M-24	2.76	2.75	2.81	2.89	2.88	2.87
U-6	2.76	2.75	2.81	2.89	2.88	2.87
Z-2	2.47	2.50	2.51	2.58	2.62	2.63
Z-3	2.47	2.50	2.51	2.58	2.62	2.63
N-2	2.87	2.76	2.91	3.07	2.85	2.94

Tabla 1.8: Velocidades promedio anual de viento a 10 m de altura.

De acuerdo a los datos anteriores, la zona más representativa en cuanto a la velocidad del viento promedio anual es occidente, con velocidades de viento por encima de los 3 m/s a 10 metros de altura, por lo tanto, se centra la atención en esta zona del país.

1.7 Dirección del viento en El Salvador.

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son su dirección y su velocidad. La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada rosa de los vientos. A partir de los datos del viento que se tienen inicialmente se puede observar la procedencia del viento durante todo el periodo de estudio.

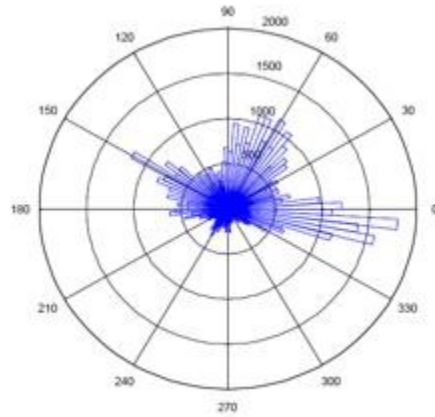


Ilustración 1.8: Ejemplo de rosa de los vientos.

En la ilustración se muestra, a modo de ejemplo, la rosa de los vientos para un sitio en particular, se observa que los vientos en este lugar en su mayoría provienen del ESTE y que en muy pocas ocasiones se tienen vientos del SUR. La variación del viento en una estación meteorológica suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull, como la mostrada en la ilustración 1.9 para el caso de la estación ubicada en el Cerro Verde.

Esta estación en particular tiene una velocidad media del viento de 3.91 m/s (parámetro U), y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 1.32 (parámetro k). El gráfico muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100%.

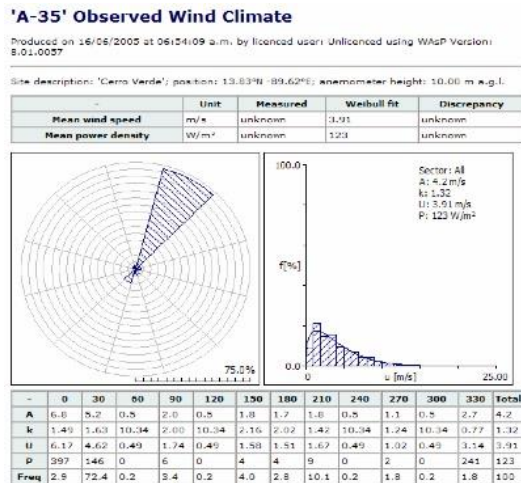


Ilustración 1.9: Distribución de Weibull para zona del Cerro Verde.

1.8 Variación de la velocidad del viento con la altura.

La velocidad del viento varía en relación a la altura, debido al rozamiento con la superficie de la tierra hasta una distancia en la que la altura deja de influir en la velocidad del viento, esto es llamado capa límite de velocidades.

La variación de la velocidad con la altura dependerá de muchos factores, por ejemplo, la rugosidad del terreno, los obstáculos cercanos, estación del año en la que se realizan las mediciones e incluso la hora y día siguiendo una ley exponencial como se muestra en la ilustración 1.10.

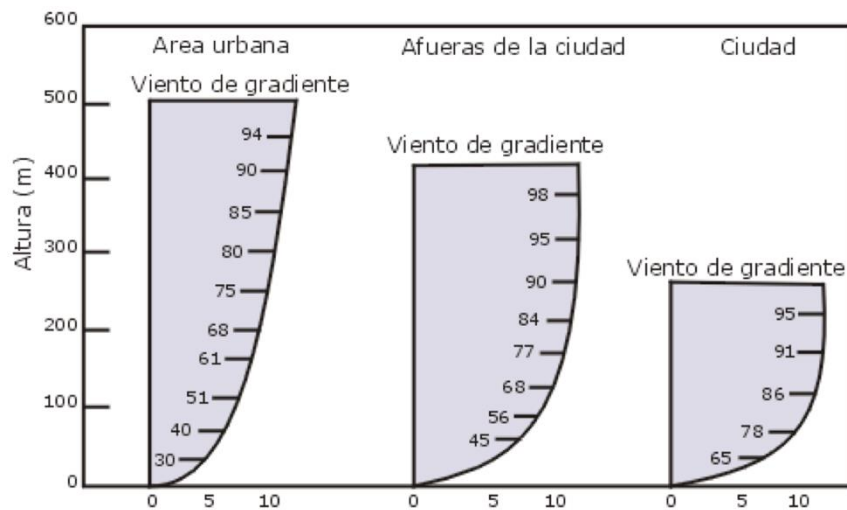


Ilustración 1.10: Perfiles de la variación del viento respecto a la altura.

Para extrapolar los datos para la altura a la que trabaja un aerogenerador se utiliza una ley exponencial llamada exponencial de Hellman que es la siguiente:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{Z_0} \right)^\alpha \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

v_h : Velocidad del viento a una altura h .

V_{10} : Velocidad del viento a una altura de 10 m.

Z_0 : Altura de anemómetro.

α : Constante de Hellman

El parámetro α varía con la rugosidad del terreno, a un valor menor de esta constante la velocidad del viento se estabiliza más rápidamente, por lo que el valor medido por un anemómetro varía en menor cantidad.

De acuerdo con la ecuación 1, a mayor altura mejor será el recurso eólico para la instalación de los aerogeneradores.

Terreno	Valor del exponente α
Mar o costa	0.14
Terrenos poco accidentados o bosques	769.231×10^{-3}
Terrenos muy accidentados o ciudades	625×10^{-3}
Zonas rústicas	0.2
Lugares con hielo o hierba	666.667×10^{-3}

Tabla 1.9: Valores típicos de α para diferentes lugares.

Se obtienen los datos de la velocidad del viento promedio anual a una altura de 50 m en la zona occidental para conocer la variación que representa el cambio de altura.

Código	2012 (m/s)	2013 (m/s)	2014 (m/s)	2015 (m/s)	2016 (m/s)	2017 (m/s)
Zona Occidental						
A-35	4.18	3.94	4.18	4.16	4.29	4.30
A-15	3.82	3.64	3.80	3.78	3.98	3.98
A-18	4.18	3.94	4.18	4.16	4.29	4.30
A-27	4.15	3.96	4.13	4.17	4.31	4.31
A-31	3.82	3.64	3.80	3.78	3.98	3.98
H-8	4.18	3.94	4.18	4.16	4.29	4.30
H-14	4.03	3.82	4.08	4.11	4.14	4.17
T-6	4.18	3.94	4.18	4.16	4.29	4.30
T-24	4.18	3.94	4.18	4.16	4.29	4.30

Tabla 1.10: Velocidades promedio anuales de viento de El Salvador a 50 m de altura.

Se observa que con la variación de la altura las velocidades del viento se incrementan considerablemente. De acuerdo a la Tabla 1.5 los mejores resultados de las mediciones de la velocidad promedio anual de viento a 10 m y 50 m se tienen en las siguientes estaciones meteorológicas:

- ✓ A-35: Cerro Verde.
- ✓ A-18: Los Andes.
- ✓ H-8: Ahuachapán.

Dado que la estación meteorológica de Acajutla se encuentra en las cercanías del océano, se descarta la posibilidad de la ubicación de un parque eólico debido a la salinidad del aire que trae consecuencias serias a los equipos eléctricos, necesitando con más frecuencia el mantenimiento preventivo y correctivo encareciendo la instalación. Cabe mencionar que los datos proporcionados en las tablas 1.3 y 1.5 son velocidades de viento promedio anuales. El mapa de vientos del país, para diferentes alturas del aerogenerador se muestra en las ilustraciones siguientes, se observa notoriamente un incremento de las zonas donde la velocidad del viento aumenta con la altura.

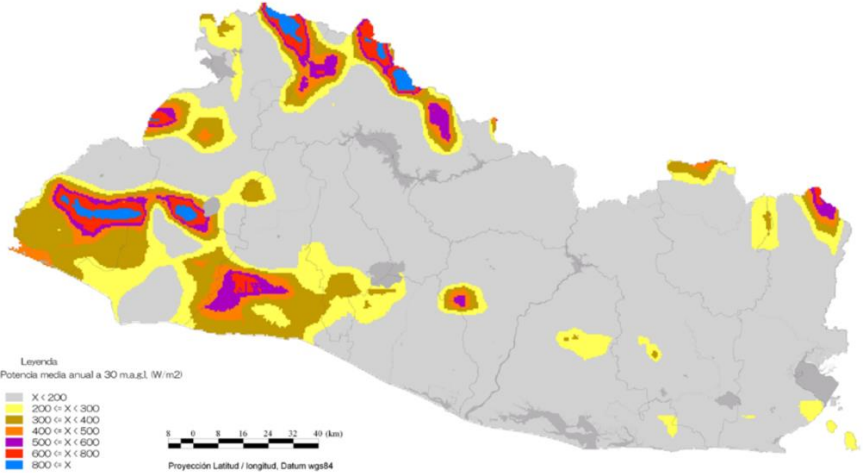


Ilustración 1.11: Mapa eólico de El Salvador a 10 m de altura.

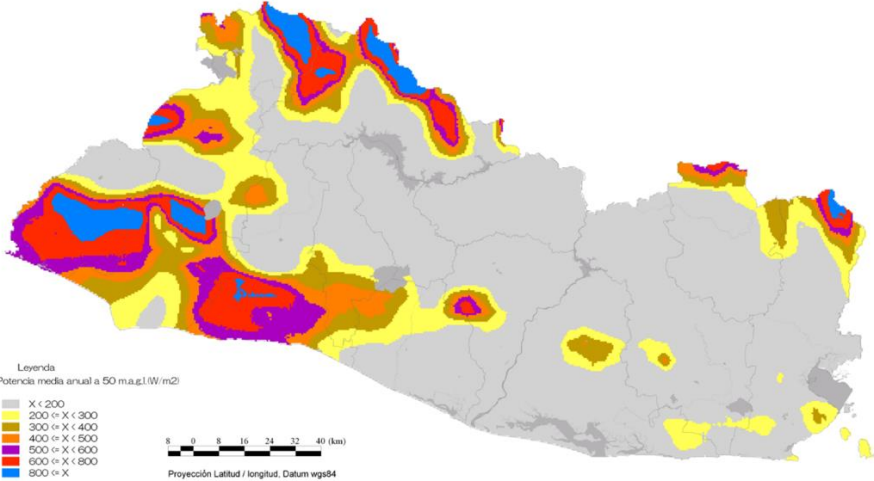


Ilustración 1.12: Mapa eólico de El Salvador a 30 m de altura.

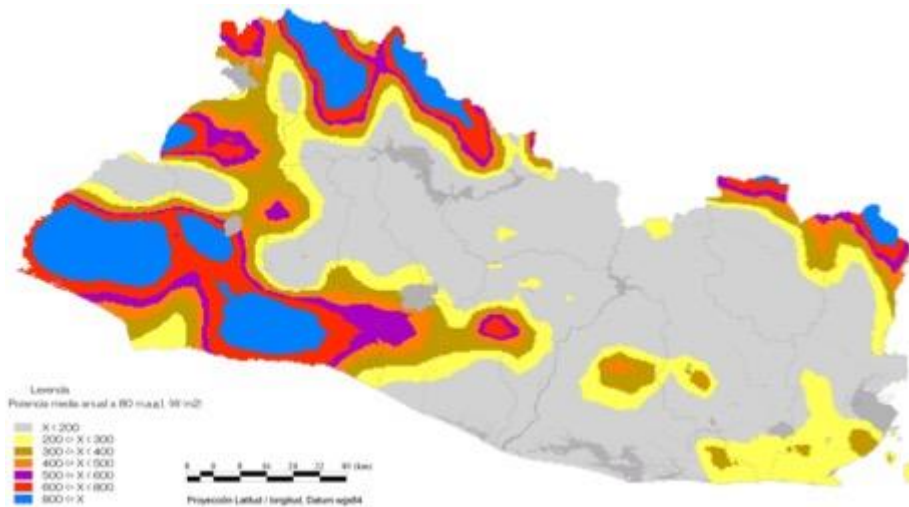


Ilustración 1.13: Mapa eólico de El Salvador a 80 m de altura.

Los datos de interés en la medición de la velocidad del viento en las cercanías al sitio de interés son, por ejemplo:

- Elevación del sitio.
- Promedio mensual de la velocidad del viento.
- Rosa de los vientos.
- Exposición del sitio, preferiblemente lugares que no tienen influencia árboles o edificios.
- Alturas sobre el nivel del suelo.
- Localización del sitio respecto a la prosperidad.

1.9 Antecedentes de mediciones del viento en El Salvador.

En El Salvador existen pocos estudios relacionados con las intensidades de viento, uno de estos estudios fue realizado por NRECA en la década de los años 80', que llegó a las siguientes conclusiones para El Salvador:

- Se seleccionaron 3 sitios para realizar las mediciones de potencial eólico: zona sur del departamento de Santa Ana, al este del lago de Coatepeque (zona sur-oeste del departamento de La Libertad y la zona centro-oeste del departamento de San Miguel, limítrofe con el departamento de Usulután. Se realizaron a menos 6 meses de las mediciones con sensores de velocidad.

- Se encontró que en el país existe un patrón de viento estacional fuertemente marcado, el primero es el patrón general de vientos en la región tiene su mayor velocidad entre los meses de octubre a febrero, el otro sistema es el de las brisas del mar que se contraponen al sistema general y tiene sus mayores velocidades en los meses de abril a septiembre.
- El Salvador no cuenta con zonas de altas velocidades de viento, las más altas están ubicadas en la parte central hacia el norte teniendo velocidades de entre 3.5 y 4.5 m/s a 50 m del nivel de la superficie de la tierra. El resto del país tiene velocidades promedio de entre 2.5 y 3.5 m/s con un patrón constante a lo largo del año.

La tabla 1.11 muestra las mayores velocidades medias de viento anuales en las estaciones, teniendo un promedio de velocidad del viento que oscila entre los 2.22 m/s a 3.61 m/s.

Nombre de la estación	Velocidad media anual (m/s)	Densidad de potencia media anual (W/m²)	Densidad de energía media anual (kW·h/m²)
Cerro Verde (Santa Ana)	4.39	116	1040
Planes de Montecristo (Santa Ana)	3.14	70	629
La Galera (Morazán)	2.86	57	519

Tabla 1.11: Velocidades de viento en El Salvador a 10 metros sobre el nivel del suelo.

La mayoría de las estaciones de medición del viento en El Salvador tienen densidades de energía media anual comprendidas entre los 100 kW·h/m² a 500 kW·h/m² y solamente 3 de las estaciones (Tabla 1.6) están por encima de 500 kW·h/m², destacándose Cerro verde con valor de 1040 kW·h/m². Los criterios para la elección del lugar más óptimo para la realización de un parque eólico son:

- Regiones ubicadas donde la densidad de potencia sea de al menos 300 W/m² que corresponde a 7 m/s y a 50 m de altura.
- Análisis topográfico para identificar características que ayuden a el mejor aprovechamiento de la energía eólica.

- Tipo de vegetación.
- Excepciones en lugares protegidos.
- Facilidades para el acceso la zona.
- Cercanías a la red eléctrica a la que se conectará el sistema.

1.10 Elección geográfica para la instalación de un parque eólico en El Salvador.

A partir del clima eólico e información de la topografía de aquellos lugares que presentaran los mayores valores de potencias medias se determinó la climatología regional a 50 metros sobre el nivel del suelo, como se podemos observar en la ilustración 1.14 los sitios de mayor potencial eólico son: Cerro Verde, Los Andes y La Galera Morazán.

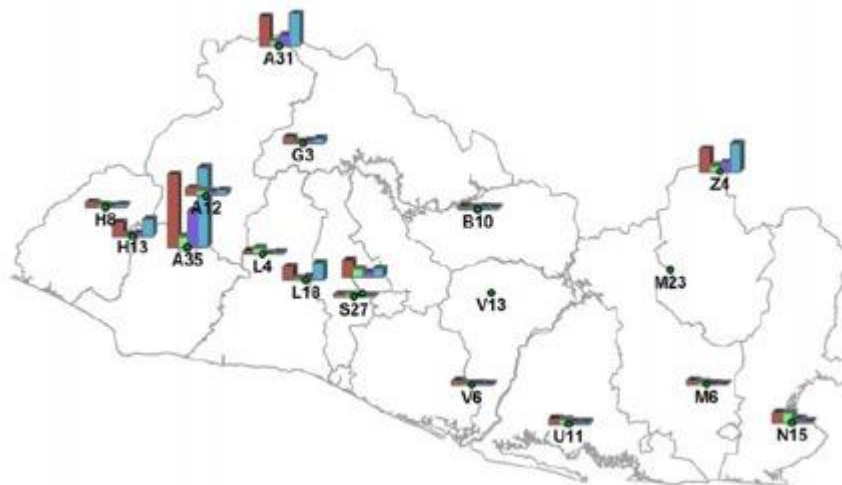


Ilustración 1.14: Velocidad media, columna 1: temporada seca, columna 2: seca-lluviosa, columna 3: lluviosa, columna 4: lluviosa seca. Fuente SNET.

La estación que registra el mayor potencial eólico es A-35 Cerro Verde. La región de estudio en Cerro Verde consiste en un cuadro de 16 km de lado que se encuentra, aproximadamente, delimitado por las faldas del volcán de Santa Ana e Izalco al norte y oeste, por la carretera de Sonsonate al sur y por el límite de la cuenca de Coatepeque al este. En el cerro verde se encuentra una estación meteorológica con 978 registros de viento diarios y utilizando la función de Weibull se ha determinado valores de velocidades y potencias medias anuales de 3.91 m/s y 123 W/m² al año con una dirección de viento predominante NNE, en la ilustración

1.15 se presenta, por medio de la rosa de vientos, la dirección de viento predominante y la distribución de frecuencias de las velocidades y los factores de la función de Weibull.

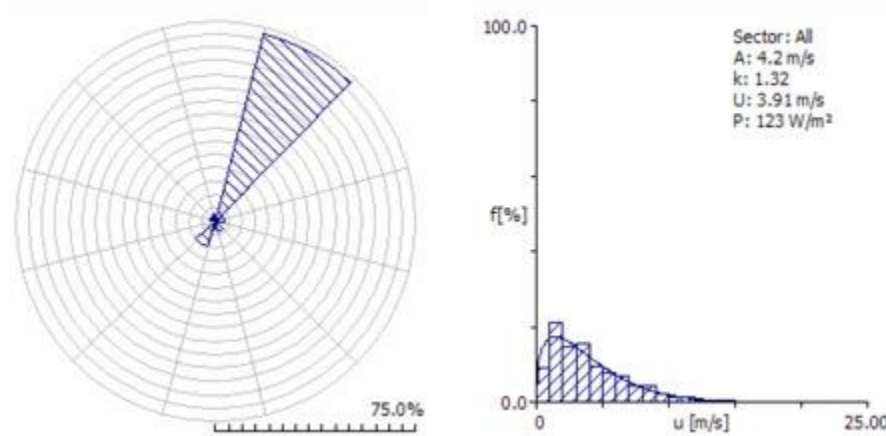


Ilustración 1.15: Rosa de los vientos y distribución estación Cerro Verde.

1.11 Principio de funcionamiento de un aerogenerador.

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas o también llamados álabes. 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 entender el principio de funcionamiento de un aerogenerador nos referiremos a las turbinas de uso más 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 en la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica sobre la superficie de la pala, de forma parecida a lo que sucede en las alas de los aviones.

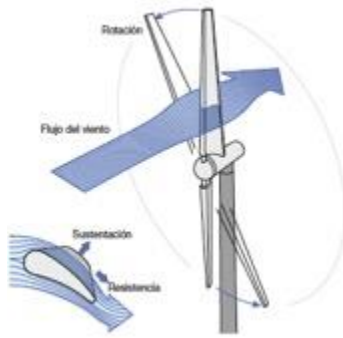


Ilustración 1.16: Sustentación aerodinámica en la superficie de una pala.

La sustentación en las alas de un avión es capaz de levantarlo del suelo y mantenerlo volando, mientras que, en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con el terreno, provoca su rotación alrededor del eje del buje. Al mismo tiempo se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación. En los aerogeneradores diseñados correctamente, la relación sustentación/resistencia es grande dentro del rango normal de operación. Un aerogenerador necesita una velocidad del viento mínima (velocidad de acoplamiento o cut-in) de 3 m/s a 5 m/s y entrega la potencia nominal a una velocidad de 12 m/s a 14 m/s. Por razones de seguridad, a velocidades elevadas por lo general superiores a 25 m/s (velocidad de desconexión o cut-off), actúa el sistema de frenado para la turbina.

El bloqueo puede efectuarse por medio de frenos mecánicos que detienen el rotor o en el caso de palas de inclinación variable, “escondiéndolas” del viento al ponerlas en la posición conocida como “bandera”. Las principales ventajas de las instalaciones eólicas son:

- Generación distribuida.
- Conversión eficiente de la energía eólica en energía eléctrica (rendimiento teórico del 59%).
- Ausencia de emisiones contaminantes.
- Ahorro de combustibles fósiles.
- Reducción de los costes de servicio (no hay costes de abastecimiento de combustible) y de mantenimiento.

- De fácil desmantelamiento de los aerogeneradores al final de su vida útil (20 a 25 años).
- La capacidad de generación de los aerogeneradores va desde los pocos centenares de W hasta algunos MW, ajustándose a las exigencias tanto de las viviendas aisladas como de las aplicaciones industriales o de la inyección en la red (a través de parques eólicos).

1.12 Tipos de aerogeneradores.

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias:

- Aerogeneradores de eje vertical – VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).
- Aerogeneradores de eje horizontal – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

A su vez los aerogeneradores VAWT, que representan el 1% del total, se subdividen en:

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

Los aerogeneradores HAWT, que representan el 99% del total, se subdividen en:

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

De entre los aerogeneradores de eje horizontal VAWT, un 99% son de tres palas, mientras que un 1% son de dos palas.

1.12.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius.

Es el modelo más simple de aerogenerador y consta de dos (o cuatro) chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro. También se denomina "aerogenerador de resistencia" ya que el par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.



Ilustración 1.17: Aerogenerador tipo Savonius.

Las principales características del aerogenerador 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.
- Imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas.
- Necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador.
- Necesidad de una estructura robusta que resista los vientos extremos (debido a la elevada superficie expuesta de las palas).
- Válido solo para aplicaciones de poca potencia.
- Poco ruidoso.

1.12.2 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus.

Son aerogeneradores de eje vertical y de "sustentación", ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala y, por tanto, un par en el eje de rotación.



Ilustración 1.18: Aerogenerador tipo Darrieus.

Con relación a los aerogeneradores de “resistencia” Savonius, los de tipo Darrieus (y todos los aerogeneradores de "sustentación") proporcionan una mayor eficiencia al tener menos pérdidas por fricción. No obstante, un aerogenerador Darrieus es incapaz de arrancar por sí solo dado que, independientemente de la velocidad del viento, el par de arranque es nulo, como consecuencia, este aerogenerador necesita un dispositivo auxiliar. En el aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius, el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius situado en el interior del aerogenerador Darrieus.



Ilustración 1.19: Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius.

Las principales características del aerogenerador 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 gira en las proximidades del eje a poca velocidad.
- Adaptación a los cambios de dirección del viento.
- Eficiente para vientos con una notable componente vertical de la velocidad (emplazamientos con pendientes o instalaciones en el tejado de edificios, "efecto esquina").

- 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.
- Imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas.
- Necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador.
- Utilizable para aplicaciones de gran potencia.
- Poco ruidoso y con vibraciones que se limitan a la cimentación (apto por tanto para instalaciones sobre edificios).
- Capaz de funcionar incluso con vientos turbulentos.
- El multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse al nivel del suelo.
- Elevadas fluctuaciones del par mecánico motor.

1.12.3 Aerogeneradores de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal a barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre. Tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente con relación al viento, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación.

Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir los vientos fuertes.



Ilustración 1.20: Aerogeneradores de eje horizontal.

El aerogenerador de eje horizontal de tres palas es el modelo más generalizado, aunque existen modelos de dos palas, de una sola pala dotada de contrapeso que ya no se usan en la actualidad y multipala, usado sobre todo en microeólica, como se muestra en la ilustración 1.21 y 1.22 respectivamente.



Ilustración 1.21: Aerogenerador de 3 y 2 palas respectivamente.



Ilustración 1.22: Aerogenerador de una pala y multipalas respectivamente.

Dado que la velocidad de rotación disminuye al crecer el número de palas (mientras que el par aumenta), los rotores de 2 palas giran más rápidamente que los de 3 (40 rpm de media frente a 30 rpm de los tripala), de manera que el ruido aerodinámico es mayor. Además, un rotor de dos palas está sometido a desequilibrios debidos a la variación del viento con la altura; a efectos giroscópicos, cuando la góndola se orienta tiene un momento de inercia inferior cuando las palas están en posición vertical que cuando están horizontales. Para solucionar este problema generalmente se incorpora un buje basculante que les permite equilibrar el empuje asimétrico en el rotor.

En cualquier caso, el rotor de dos palas es más liviano, por lo que todas las estructuras de soporte pueden ser menos masivas, con la consiguiente reducción de costes. Además, el impacto visual y el ruido son menos importantes en las instalaciones marinas y offshore, lo cual, junto al menor coste, hace que los aerogeneradores de dos palas sean más atractivos para estas aplicaciones. En la

tabla 1.6 se confrontan las principales características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

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 1.12: Características de los aerogeneradores de 2 y 3 palas.

1.13 Rango de turbinas eólicas.

Las turbinas eólicas de acuerdo a su capacidad de potencia a entregar pueden ser clasificadas como sigue.

- Pequeñas turbinas: están en el rango de 20 W a 100 kW.
- Micro turbinas: con capacidades de 10 a 500 watts, se utilizan en una variedad de aplicaciones tales como carga de baterías de vehículos de recreación y lanchas.
- Turbinas de aplicaciones de baja potencia: usualmente de 1 a 10 kW se usan en aplicaciones para bombeo de agua.
- Turbinas para uso residencial: varían en tamaño de 400 W a 100 kW dependiendo de la electricidad que se quiera generar.

El fabricante provee información sobre la máxima velocidad a la que la turbina opera adecuadamente. La mayoría de turbinas tiene sistemas automáticos de control de sobre velocidad que hacen que el rotor no gire fuera de control en situaciones de viento muy altas.

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.

1.14 Componentes.

Los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son:

1.14.1 Buje.

Componente del rotor que une las palas, también llamados álabes con el sistema de rotación y constituye el centro del rotor y al cual se unen las aspas. El buje transmite la energía mecánica desde el rotor hasta el generador. Si una 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 directamente la energía del viento al generador. El buje puede ser de tipo rígido o basculante, cuando nos referimos a tipo rígido los álabes se atornillan al buje y éste se fija al eje de giro, es más común encontrar este tipo de bujes en turbinas eólicas de tres álabes dado que el rotor está mejor equilibrado, el buje tipo basculante se usan principalmente para reducir las cargas que se producen sobre el buje, es más común encontrar este tipo de bujes en turbinas eólicas de dos álabes o bipalas.



Ilustración 1.23: Buje de turbina eólica.

1.14.2 Álabes, palas o aspas.

Son partes imprescindibles y fundamentales en una turbina eólica dado que realizan varias tareas y deben de resistir grandes cargas. Los álabes toman la energía del viento y la convierten en rotación en el buje, el perfil aerodinámico de los álabes es similar al de las alas de un avión, utilizando el mismo principio de la fuerza de empuje que actúa por la parte de atrás del ala, esto produce una sobrepresión en la parte inferior y un vacío en la parte superior como resultado se provoca una fuerza de empuje que hace que el rotor rote. Las palas del rotor se diseñan para que giren con el viento, moviendo el generador de la turbina. Las turbinas del viento

modernas de gran escala típicamente se equipan de rotores de tres palas o aspas con extensiones de 42 m a 80 m (138 pies a 262 pies) de diámetro. Se ha demostrado en estudios realizados por varias universidades que los rotores de tres álabes son más eficientes en lo que respecta a la producción de energía en las grandes turbinas eólicas, además estos rotores permiten una distribución de masa más adecuada lo que hace que la rotación sea más suave y apariencia de tranquilidad visual, los materiales de construcción por lo general son acero y aluminio, aunque en los últimos años se han fabricado de resina epóxica reforzado con fibra de vidrio o fibra de carbón.



Ilustración 1.24: Álabes, palas o aspas.

1.14.3 Rotor.

Construido por los álabes y el buje que es el corazón de la turbina eólica, el rotor es todo el conjunto de elementos de la turbina eólica que gira por delante y por fuera de la góndola.

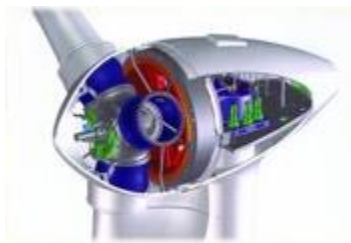


Ilustración 1.25: Rotor.

1.14.4 Caja de engranajes.

La potencia cedida por el viento en los álabes es transportada por el rotor hacia la caja de engranajes o transmisión que aumentan la baja velocidad de rotación de los álabes, por lo general entre 60 rpm y 70 rpm, a velocidades superiores que oscilan entre las 1,500 y 2,000 rpm. Al realizar el aumento de la velocidad se obtienen las velocidades necesarias para hacer girar el generador desde su eje.



Ilustración 1.26: Caja de engranajes.

1.14.5 Generador.

Convierte la energía mecánica en energía eléctrica, Estos generadores son diferentes en comparación con otras unidades generadoras que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica, una de las razones es que el generador tiene que funcionar con una fuente de alimentación externa (rotor de una turbina) que suministra potencia mecánica muy fluctuante en torque, un factor limitante en los aerogeneradores reside en que la tecnología utilizada, dado que no existe ninguna tecnología dedicada a este tipo de aplicaciones. Debido a la fluctuante energía mecánica los aerogeneradores utilizados son de velocidad variable ya que reduce el esfuerzo físico de los álabes de la turbina y caja de engranajes por lo tanto mejora la eficiencia del sistema. Por lo general los generadores encontrados en los campos eólicos son los generadores de inducción o asíncronos, generador síncrono y sus diferentes configuraciones.

1.14.6 Torre.

La torre eleva el montaje de las turbinas sobre las corrientes de aire turbulentas cerca de la tierra y permite capturar un viento de mayor velocidad. El diseño de torre es particularmente crítico, pues deben ser tan altas como sea económicamente posible (generalmente entre 30 y 100 metros), también deben ser robustas, permitir el acceso a la turbina para su mantenimiento, pero no agregar costo innecesario al sistema. Un aspecto particularmente importante del diseño de torres es la eliminación de la resonancia entre la gama de frecuencias de las palas que rotan y la frecuencia de resonancia de la torre. Una instalación eólica a gran escala, llamada granja eólica o parque eólico, consiste en una colección de estas turbinas.

1.14.7 Localización.

Las estimaciones exactas de la velocidad del viento son críticas al momento de evaluar el potencial de la energía eólica en cualquier localización. Los recursos eólicos son caracterizados por una escala de clases de viento según su velocidad, que se extiende de la clase 1 (la más bajo) a la clase 7 (la más alta). Los desniveles de la superficie a través de la cual sopla el viento antes de llegar a una turbina determina la cantidad de turbulencia que experimentará. Los vientos turbulentos ejercen mayores tensiones sobre el rotor y se elevan, reduciendo consecuentemente la expectativa de vida de la turbina. Así, la mayoría de granjas del viento están ubicadas en localizaciones rurales, lejos de edificios, de árboles y de otros obstáculos.

Clase	A 30 m de altura		A 50 m de altura	
	Velocidad del viento (m/s)	Densidad de potencia (W/m ²)	Velocidad del viento (m/s)	Densidad de potencia (W/m ²)
1	0 – 5.1	0 – 160	0 – 5.6	0 – 200
2	5.1 – 5.9	160 – 240	5.6 – 6.4	200 – 300
3	5.9 – 6.5	240 – 320	6.4 – 7.0	300 – 400
4	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 1.13: Densidad de potencia en relación a la altura de la torre y velocidad del viento.

Mientras que las características técnicas del viento en una localización específica son muy importantes, muchos otros factores también contribuyen en la decisión del emplazamiento. Una localización alejada de la red de distribución eléctrica puede

llegar a ser poco rentable, pues se requerirán nuevas líneas de transmisión para conectar la granja eólica con la red. La infraestructura de transmisión existente puede llegar a necesitar una ampliación para poder manejar la fuente de energía adicional. Las condiciones del suelo y del terreno deben ser convenientes para la construcción de las fundaciones de las torres.

Finalmente, la elección de una localización puede estar limitada por regulaciones sobre el uso de la tierra y la capacidad de obtener los permisos requeridos de las autoridades locales, regionales y nacionales.

1.14.8 Altura de la torre

La altura de la torre afecta la cantidad de potencia que se puede obtener del viento con una turbina dada, así como las tensiones sobre el rotor. A una altura de un kilómetro sobre la superficie, las velocidades del viento no son influenciadas por el terreno que se encuentra debajo. El viento se mueve más lentamente cuanto más baja sea la altura, con la máxima reducción de velocidad del viento situada muy cerca de la superficie. Este fenómeno, conocido como esquileo del viento, es un factor determinante al momento de tomar la decisión sobre la altura de la torre, puesto que a mayor altura los rotores se exponen a vientos más rápidos. Además, las diferencias en la velocidad del viento entre la parte superior y la inferior del rotor disminuyen a mayores alturas, causando menor desgaste en la turbina.

1.15 Descripción del sistema

Con el objetivo de clasificar mejor los componentes se han agrupado en 3 grandes bloques: aerodinámica, mecánica y eléctrica. Los modelos están fuertemente relacionados entre ellos, a continuación, se da una introducción a estas relaciones. Los datos de viento disponibles se modelan matemáticamente y se envía la información al control de alto nivel que calcula las referencias de par electromagnético y potencia reactiva óptimas de la máquina para esa cantidad de viento, además de establecer el ángulo de pitch requerido.

El viento y el ángulo de pitch se procesan en el bloque aerodinámico, dando como resultado el par mecánico de la turbina. El bloque mecánico da como resultado la

velocidad de rotación del eje, lo cual a su vez afecta de vuelta al bloque aerodinámico. Esta magnitud también es enviada al generador y la medición de la velocidad es enviada al control del convertidor.

Utilizando las referencias de par electromagnético y potencia reactiva que calculó anteriormente el control de alto nivel, la velocidad del eje del generador, la medida de corrientes y tensión de la red, el control del convertidor impone una tensión en el rotor del generador. El modelo de generador conectado a la red y al convertidor recibe todas estas magnitudes y proporciona un par que en el bloque mecánico que se traducirá en una velocidad de rotación determinada.

1.15.1 Parte aerodinámica.

Compuesta por las palas que aprovechan la energía cinética del viento y el sistema de orientación de las palas o mecanismo de pitch para regular la cantidad de energía absorbida por las palas. En un aerogenerador real también sería posible cambiar la orientación utilizando la información recibida mediante los aparatos de medida como la veleta, pero en este caso no se ha considerado, suponiendo que la turbina está perfectamente orientada hacia viento de manera constante.

El diseño de la turbina tiene una influencia significativa en la cantidad de energía que es captada del viento, debe considerar los medios de limitar la potencia y la velocidad de rotación para mantenerlos dentro de los márgenes de operación, esto se hace variando el ángulo de pitch, aunque se podría hacer mediante otros sistemas como el stall control, o control por pérdida aerodinámica, ya sea pasivo o activo.

La teoría del disco actuador da una explicación sencilla para el proceso de extracción de la energía cinética del viento, basada en el balance de energía y la ecuación de Bernoulli. El disco actuador, también conocido como disco poroso, provoca una reducción en la velocidad del flujo de aire lo cual provoca una diferencia de presión entre ambos lados del disco.

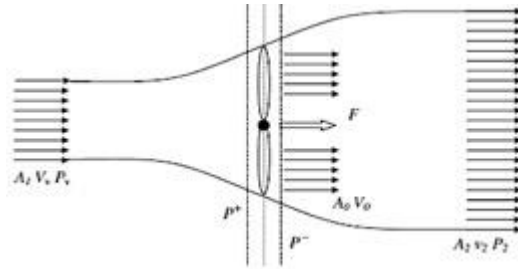


Ilustración 1.27: Esquema del flujo de aire a través del disco actuador.

La potencia basada en la energía cinética presente en el viento viene dada por:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad \text{Ec. 1.2}$$

En la práctica no será posible aprovechar la totalidad de la potencia del viento. La potencia aprovechada en la turbina sería:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_{w1}^3 - A_2 v_{w2}^3) \quad \text{Ec. 1.3}$$

1.15.2 Parte Mecánica.

Compuesta por el eje lento de la turbina, la caja reductora y el eje rápido del generador con sus inercias asociadas. El rotor de una turbina de tres palas de grandes dimensiones opera normalmente en un rango de velocidades de entre 6 y 10 rpm lo cual es mucho más lento que un generador estándar de 2 o 3 pares de polos que girará dentro de un margen de un 25 - 30% alrededor de 1500 o 1000 rpm en redes de 60 Hz. Por ello se hace necesaria una caja reductora que acople los 2 elementos, el generador (eje rápido) y la turbina (eje lento).

Para el modelado de la transmisión, es posible aplicar modelos de varias masas a la transmisión, pero, por simplicidad se ha aplicado el modelo de 1 masa. En el modelo de 1 masa, la dinámica mecánica del conjunto de la turbina, la transmisión multiplicadora y el eje del generador se modelan como una inercia mecánica sobre la que actúan 2 pares de inercia, el de la turbina Γ_t y el del generador Γ_m . Las expresiones que definiría el sistema serían las siguientes:

$$\Gamma_t + N\Gamma_m = J_t \frac{dw_t}{dt} \quad \text{Ec. 1.4}$$

donde:

$$\omega_m = N\omega_t \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde ω_m es la velocidad angular del eje rápido, ω_t es la velocidad angular del eje lento, N es la relación de transmisión de la reductora, Γ_t es el par en el eje lento, Γ_m es el par en el eje rápido y J_t es la inercia total del conjunto vista desde el eje lento.

1.15.3 Parte Eléctrica.

Compuesta por el generador, el convertidor back-to-back de potencia parcial, el crowbar, el filtro de red y la red.

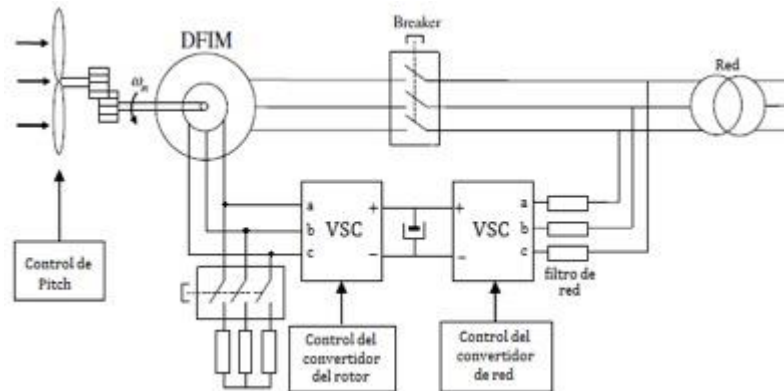


Ilustración 1.28: Esquema eléctrico simplificado de una turbina de velocidad variable basada en un DFIM.

1.16 Topologías de turbinas.

Las turbinas eólicas pueden operar a una velocidad fija o a una velocidad variable. Dicha operación depende de la topología de la turbina y de sus componentes. En la actualidad las turbinas eólicas se encuentran clasificadas en función de su forma de operación. Se presenta la clasificación de las turbinas eólicas y las características de sus componentes.

1.16.1 Turbinas eólicas de velocidad fija.

Las turbinas eólicas de velocidad fija operan a una velocidad constante, esto quiere decir que, sin importar la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina eólica es fijada y determinada por la frecuencia de la red eléctrica, la relación de la

caja de velocidades y el diseño del generador. Las turbinas eólicas de velocidad fija, están equipadas con un generador de inducción de jaula de ardilla que se conecta directamente a la red a través de un arrancador y de un banco de capacitores para compensación de potencia reactiva. Están diseñadas para lograr una máxima eficiencia a una velocidad del viento particular.

Con el fin de incrementar la producción de energía, el generador de algunas turbinas eólicas de velocidad fija cuenta con dos juegos de devanados: uno es usado para velocidades de viento bajas (típicamente de 8 polos) y otro para velocidades de viento medias y altas (típicamente 4 a 6 polos).

Las turbinas eólicas de velocidad fija, tienen las ventajas de ser simples, robustas y confiables, además, el costo de las partes eléctricas es bajo. Sus desventajas son un consumo incontrolable de potencia reactiva, agotamiento mecánico y control limitado de calidad de la energía. Con respecto a la operación de velocidad fija, todas las fluctuaciones en la velocidad del viento son transmitidas como fluctuaciones en el par mecánico y por consiguiente como fluctuaciones de potencia eléctrica en la red. En el caso de redes eléctricas débiles, las fluctuaciones de potencia también pueden causar fluctuaciones de voltaje que, a su vez, resultará en pérdidas significativas en las líneas de transmisión.

1.16.2 Turbinas eólicas de velocidad variable.

Diseñadas para desarrollar una máxima eficiencia aerodinámica sobre un amplio rango de velocidades del viento. Con una operación de velocidad variable, ha sido posible adaptar continuamente (acelerar o desacelerar) la velocidad rotacional, ω , de la turbina eólica con respecto a la velocidad del viento, v . De esta forma, la relación de velocidad de punta, λ , se mantiene constante a un valor predefinido que corresponde al máximo coeficiente de potencia. Contrario al sistema de velocidad fija, un sistema de velocidad variable mantiene el par del generador bastante constante y las variaciones en la velocidad del viento son absorbidas por cambios en la velocidad del generador. Generalmente están equipadas con un generador de inducción o síncrono y conectadas a la red a través de un convertidor de electrónica de potencia.

El convertidor electrónico de potencia controla la velocidad del generador; esto es, las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones en la velocidad del viento son absorbidas mayormente por cambios en la velocidad del rotor del generador y consecuentemente en la velocidad del rotor de la turbina eólica. Las ventajas de las turbinas eólicas de velocidad variable son un incremento en la captura de energía, una mejora de la calidad de la energía y estrés mecánico reducido. Las desventajas son pérdidas en el convertidor de electrónica de potencia, el uso de un mayor número de componentes y el incremento del costo debido al convertidor electrónico de potencia.

1.17 Configuraciones de las turbinas eólicas.

Existen cuatro configuraciones diferentes de turbinas eólicas, como se muestra en la Ilustración 1.29. Las configuraciones de turbinas eólicas se pueden clasificar con respecto al control de potencia usado: control de paro, control de inclinación y control de paro activo. Tomando en cuenta los criterios de control de potencia y control de velocidad se pueden tener diferentes combinaciones de configuraciones y cada combinación de estos dos criterios recibirá una etiqueta; por ejemplo, el tipo A0 denota la turbina eólica de velocidad fija con control de paro. En la Tabla 1.14 se muestran las combinaciones posibles.

Control de velocidad		Control de potencia		
		Paro	Inclinación	Paro activo
Velocidad fija	TIPO A	TIPO A0	TIPO A1	TIPO A2
Velocidad variable	TIPO B	TIPO B0	TIPO B1	TIPO B2
	TIPO C	TIPO C0	TIPO C1	TIPO C2
	TIPO D	TIPO D0	TIPO D1	TIPO D2

Tabla 1.14: Combinaciones posibles para control de potencia y control de velocidad.

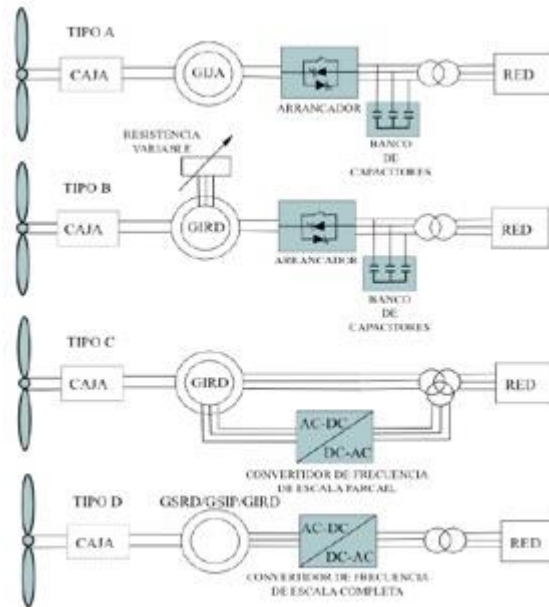


Ilustración 1.29: Configuraciones comunes de turbinas eólicas.

1.17.1 Tipo A: Velocidad fija.

Formada por una turbina eólica de velocidad fija con un generador de inducción de jaula de ardilla (GIJA) conectado directamente a la red a través de un transformador como se muestra en la Figura 1.29. Debido a que el GIJA siempre consume potencia reactiva de la red, esta configuración usa un banco de capacitores en apoyo a la compensación de potencia reactiva. Se utiliza un arrancador suave para una conexión a la red más suave. Independientemente del principio de control de potencia en una turbina eólica de velocidad fija, las fluctuaciones en la velocidad del viento son convertidas en fluctuaciones mecánicas y en consecuencia en fluctuaciones de potencia eléctrica.

En el caso de una red débil, esto puede tener como resultado fluctuaciones de voltaje en el punto de conexión. Debido a esas fluctuaciones de voltaje, la turbina eólica de velocidad fija, consume grandes cantidades de potencia reactiva de la red (a menos que haya un banco de capacitores), incrementando así las fluctuaciones de voltaje y las pérdidas en la línea. Por esta razón, la principal desventaja de este concepto es que no soporta ningún tipo de control de velocidad, requiere de una red robusta o rígida y su construcción mecánica debe de ser tal como para tolerar un gran estrés mecánico. Toda la versión de turbinas eólicas de velocidad fija Tipo A

(Tipo A0, Tipo A1 y Tipo A2) se usan en la industria de las turbinas eólicas, y se describen a continuación.

- Tipo A0: Control de paro: Este es el concepto convencional aplicado por muchos fabricantes daneses de turbinas eólicas durante los 80's y 90's. Fue un concepto muy popular por su precio relativamente bajo, su simplicidad y rigidez.
- Tipo A1: Control de inclinación: Su principal ventaja es que facilita el control de la potencia, el arranque controlado y paradas de emergencia. Su mayor desventaja es que a altas velocidades del viento, incluso pequeñas variaciones en la velocidad del viento, resulta en grandes variaciones en la potencia de salida. El mecanismo de inclinación no es lo suficientemente rápido para evadir tales fluctuaciones. Pequeñas variaciones en la velocidad del viento se pueden compensar inclinando las aspas, pero eso no es posible para el caso de ráfagas.
- Tipo A2: Control de paro activo: Esta configuración mantiene básicamente todas las características de calidad de la energía que el sistema de paro regulado. Las mejoras son una mejor utilización del sistema general, que resulta en el uso del control de paro activo. El acoplamiento flexible de las aspas con el eje, facilita el arranque y paradas de emergencia. Una desventaja es su alto precio debido al mecanismo del controlador de inclinación.

Como se muestra en la Ilustración 1.29 y en la Tabla 1.9, el concepto de velocidad variable se usa para las configuraciones Tipo B, Tipo C y Tipo D. Debido a consideraciones de limitación de potencia, el concepto de velocidad variable se usa sólo en conjunto con un mecanismo rápido de inclinación. Turbinas eólicas de velocidad variable con control de paro o control de paro activo no se incluyen aquí debido a que no tienen la capacidad para una rápida reducción de potencia.

Si la turbina eólica está en operación a su máxima velocidad y se presenta una fuerte ráfaga, el par aerodinámico puede aumentar críticamente y puede resultar en una situación de emergencia. Las configuraciones Tipo B0, Tipo B2, Tipo C0, Tipo C2, Tipo D0 y Tipo D2, no se usan en la actualidad.

1.17.2 Tipo B: Velocidad variable limitada.

Esta configuración corresponde a la turbina eólica de velocidad variable limitada equipada con una resistencia variable en el rotor del generador. Utiliza un generador de inducción de rotor devanado (GIRD). El generador se conecta directamente a la red. Un banco de capacitores proporciona la compensación de potencia reactiva. Cuenta también con un arrancador suave, para una conexión suave a la red. La única diferencia con el concepto Tipo A es que cuenta con una resistencia variable adicional en el rotor del generador, la cual se puede cambiar por un convertidor controlado ópticamente montado en el eje del rotor, es decir, la resistencia total puede ser controlada.

Este acoplamiento óptico elimina la necesidad de usar anillos deslizantes, que son costosos, y necesitan escobillas y mantenimiento. La resistencia del rotor puede ser controlada y por consiguiente se puede controlar el deslizamiento. De esta manera, es posible controlar la potencia de salida en el sistema. El rango del control dinámico de la velocidad depende del tamaño de la resistencia variable del rotor. Normalmente el rango de velocidad está entre 0 a 10% por encima de la velocidad síncrona.

1.17.3 Tipo C: Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala parcial.

Esta configuración es conocida como el concepto del generador de inducción doble alimentado (GIDA) y corresponde a la turbina eólica de velocidad variable, equipada con un generador de inducción de rotor devanado (GIRD) y un convertidor de frecuencia de escala parcial acoplado al circuito del rotor (diseñado para aproximadamente el 30 % de la potencia nominal del generador). El convertidor de escala parcial se encarga de la compensación de potencia reactiva y de la conexión suave a la red. Tiene un amplio rango de control dinámico de velocidad, comparado al Tipo B, dependiendo del tamaño del convertidor. El rango de velocidad comprende desde -40% a +30% de la potencia nominal de generador. El hecho de tener un convertidor diseñado para un 30% de la potencia nominal del generador, hace atractivo este concepto desde un punto de vista económico.

1.17.4 Tipo D: Velocidad variable con convertidor de frecuencia de escala completa.

Esta configuración corresponde a la turbina eólica con el generador conectado a la red a través de un convertidor de escala completa. El convertidor desempeña la compensación de potencia reactiva y una conexión más suave a la red.

El generador puede ser excitado eléctricamente (si se trata de un Generador Síncrono de Rotor Devanado (GSRD) o un Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD)) o por un imán permanente (si se trata de un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP)).

2- MÁQUINAS ELÉCTRICAS.

El generador de corriente continua autoinducido desarrollado por Werner von Siemens en 1886 marca el inicio del desarrollo de la máquina eléctrica que con los años siguientes tuvo un rápido desarrollo; las máquinas eléctricas son equipos que transforman una energía dada en energía eléctrica. Cuando ocurre la conversión de energía mecánica en eléctrica tenemos un generador, en caso contrario tenemos un motor. En principio, las máquinas eléctricas son clasificadas según las funciones que desempeñan y pueden ser rotativas como lo son los motores y generadores o estacionarias como transformadores. Las máquinas rotativas, de acuerdo con su principio de funcionamiento son subdivididas en corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) donde tenemos una gran gama de configuraciones.

Dentro de las máquinas de corriente alterna tenemos las asíncronas, también llamadas de inducción y las síncronas. Debido a muchos factores las máquinas rotativas de corriente directa no tienen mucho interés práctico como generadores pues necesitan de más mantenimiento y poseen una potencia desfavorable en relación a la masa. El rotor bobinado de inducción y la máquina síncrona son los más utilizados en los parques eólicos.

2.1 Máquinas asíncronas o de inducción.

La máquina asíncrona fue inventada por Nikola Tesla en los años de 1880, financiado por George Westinghouse, su desarrollo fue relativamente rápido y ha sido el principal tipo de convertidor electromecánico, es utilizada en diferentes ramas, especialmente en la industria. En una máquina de inducción, un campo eléctrico es inducido por el movimiento relativo entre el rotor y el campo girante del estator, esto produce una tensión en la bobina del rotor, así mismo, cada conductor del rotor recibe ese campo variable en el tiempo, permitiendo la circulación de una corriente eléctrica quedando los conductores en cortocircuito.

La interacción de la fuerza magnética asociada al rotor con el campo del estator resulta en un torque ejercido al rotor. El rotor debe ser alimentado con una corriente de magnetización para generar y mantener el campo magnético.

La velocidad síncrona de rotor de un generador de inducción depende de la frecuencia de la red y del número de polos de la máquina y está dado por:

$$V_{sinc} = \frac{2\pi f}{P} \quad Ec. 2.1$$

Donde:

V_{sinc} : Velocidad rotacional en rpm.

f : Frecuencia en Hertz.

P : Número de polos (siempre entero y par).

La velocidad de rotación del rotor es ligeramente menor a la velocidad de rotación del campo rotatorio del estator, por lo tanto, el rotor no está en sincronismo con el campo rotatorio. Si el rotor gira a la misma velocidad que el campo rotatorio dejaría de existir el movimiento relativo y en consecuencia las corrientes inducidas en el rotor, lo que implica la no existencia de la fuerza inducida en el rotor. Esa diferencia de velocidad es llamada deslizamiento y se define de la siguiente manera:

$$S = \frac{V_{sinc} - V}{V_{sinc}} \quad Ec. 2.2$$

2.2 Generador de inducción.

Este tipo de generador no opera a velocidad síncrona. Su construcción es más barata que la máquina síncrona. El generador de inducción tiene varias ventajas como la simplificación de la mecánica y la robustez, siendo producidos a gran escala. Las máquinas de inducción no poseen circuitos separados de campo como las máquinas síncronas o de corriente continua. La mayor desventaja es que necesita de una corriente reactiva de magnetización. El generador asíncrono no contiene imanes permanentes y no es excitado externamente, por lo tanto, necesita la excitación de alguna otra fuente, además consume energía reactiva que puede ser proporcionada por la red o por un sistema de electrónica de potencia.

Actualmente, la mayoría de las turbinas eólicas están conectadas a redes de media tensión. Los generadores con jaula de ardilla utilizados en sistemas pequeños son inigualables en relación al costo y el bajo mantenimiento dado que no necesitan de

un sistema complicado de movimiento. Pequeños generadores de inducción tienen relativamente altos valores de deslizamiento nominal, pudiendo ser sincronizados a la red sin una excitación de campo. Una desventaja de los generadores de inducción es la variación del deslizamiento y problemas de disipación de calor.

Hay dos formas de conectarse a la red la primera es a través de una conexión directa o por medio de una conversión. Para la conexión directa se eligen dos soluciones una es adicionar un generador doblemente alimentado (DFIG doubly fed induction generator) o, se realiza el control del deslizamiento de máquina.

Los generadores de velocidad constante usan un generador asíncrono cuya rotación son determinados por la frecuencia de la red (Hz). Una turbina se comunica con el generador a través un multiplicador, donde una rotación n_t de la turbina es transferida a rotación n_g del generador, a través de una relación de transmisión t . La relación de transmisión a velocidad con que el generador gira depende de dos variables:

- a. Una frecuencia f de la red.
- b. Cantidad de polos por generador.

Por lo tanto:

$$n_t = \frac{n_g}{t} \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$n_g = \frac{f}{p} \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$n_t = \frac{f}{tp} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Esta ecuación representa la rotación de la turbina n_t (rpm) y tiene como base la frecuencia de la red, la relación de transmisión de la caja de engranajes y el número de polos del generador.

El término DFIG se aplica a un sistema en el que son alimentados tanto el estator como las bobinas del rotor en una máquina de anillos colectores. Es una máquina de inducción de velocidad variable, está formada por dos circuitos, el circuito del estator y el circuito del rotor, el estator de la máquina se conecta directamente a la

red, mientras que el rotor se conecta a la red por medio de un convertidor AC/CC/AC, que en apartados posteriores y se definirá con mayor detalle.

2.3 Máquinas Síncronas.

La máquina síncrona lleva ese nombre porque su velocidad de rotación es fija y sincronizada con la frecuencia de la tensión de alimentación de la red, independientemente de la carga. Una máquina eléctrica síncrona tiene un rotor que es excitado con corriente continua a través de colectores. Su velocidad es determinada por la frecuencia de campo girante, del número de pares de polos del rotor y la velocidad rotacional del rotor dada por:

$$v = \frac{f}{p} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

v : Velocidad rotacional en Hz.

p : Número de par de polos

f : Frecuencia de campo girante (frecuencia de red) en Hz.

Una máquina síncrona posee un estator con una bobina trifásica. Un espacio entre el estator y el rotor es llamado entrehierro. El rotor tradicionalmente llamado inductor, favorece el flujo magnético, el rotor puede ser con enrollamientos o con imanes permanentes. Una corriente continua de excitación es normalmente transmitida al rotor por medio de colectores o escobillas.

2.4 Generador síncrono.

Tener el control de la potencia (activa o reactiva) y de la frecuencia de un generador lo hace especial. Por lo anterior el generador síncrono es de gran utilidad en las centrales eléctricas. Varios modelos de máquinas síncronas han sido diseñados para su uso en sistemas eólicos.

Las máquinas síncronas son más adecuadas para configuraciones con un gran número de polos, siendo una solución preferida en turbinas eólicas cuando son instaladas con generadores síncronos sin caja de engranajes.

El enrollamiento del estator posee un alto número de polos, que permite al generador girar con velocidades mecánicas del mismo orden que el rotor de la turbina, por lo cual no es necesario una caja de engranajes, teniendo el eje del generador directamente conectado al eje de la turbina. El inconveniente es que se requiere el uso de un convertidor de potencia nominal entre el estator y la red.

Debido al número de polos se requiere un gran diámetro para acomodar los polos, junto el proceso de fabricación y proceso de montaje hace que tenga un costo razonable. El generador síncrono es más caro y complejo mecánicamente que un generador de inducción de tamaño similar. A pesar de eso tiene una clara ventaja en comparación con un generador de inducción porque no precisa de corriente de magnetización. El campo magnético en el generador síncrono puede ser generado con un imán permanente o con un enrollamiento convencional. Hay dos tipos de generadores síncrono utilizados en la industria de la energía eólica: generador síncrono con rotor bobinado y generador síncrono de imán permanente.

2.4.1 Generador síncrono de rotor bobinado.

Los enrollamientos del estator de un generador síncrono con rotor bobinado son conectados directamente a la red y por lo tanto la velocidad rotacional está estrictamente fijada por la frecuencia de la red. El enrollamiento del rotor es excitado por corriente continua a través de unos colectores y escobillas o por una excitatriz sin escobillas con un rectificador. A diferencia del generador de inducción, el generador síncrono no precisa de un sistema de compensación de energía reactiva. El enrollamiento del rotor es atravesado por un flujo de corriente continua, generando un campo excitador, que gira con velocidad síncrona. La velocidad síncrona del generador es determinada por la frecuencia del campo girante y por el número de par de polos del rotor.

2.4.2 Generador síncrono de imán permanente.

En una máquina de imán permanente la eficiencia es mayor que la de una máquina de inducción, ya que la excitación es suministrada sin ninguna fuente externa de energía. Sin embargo, el material utilizado para fabricar imanes permanentes es caro y difícil de trabajar en la producción de los imanes.

El estator de un generador síncrono de imán permanente es bobinado y el rotor está formado con un sistema de polo magnético permanente que puede ser de polos salientes o polos cilíndricos.

Los polos salientes son más comunes en máquinas de baja velocidad y pueden ser más útiles en versiones para turbinas eólicas. Las típicas máquinas síncronas de bajas velocidad son de polos salientes y con elevado número de éstos. Los materiales magnéticos son sensibles a la temperatura. Un imán puede perder sus cualidades magnéticas a altas temperaturas, en caso de una falla, por ejemplo. Por lo tanto, la temperatura del rotor de un generador síncrono de imán permanente tiene que ser supervisada y es necesario un sistema de refrigeración.

2.4.3 Generador síncrono directamente conectado a la red.

El generador síncrono, cuando se acopla a una turbina eólica, puede ser conectado a la red de dos formas:

- **Conexión directa:** La turbina será de velocidad constante y la frecuencia tendrá que ser adaptada a la frecuencia de la red eléctrica. En la práctica ocurren fluctuaciones en la rotación de la turbina, que surgen debido a cambios de velocidad del viento, lo que fatalmente traerá oscilaciones en la frecuencia generada. Esta desventaja hace que el generador síncrono, en este caso, exija que su conexión sea hecha en redes fuertes, por lo que es una solución usada apenas en conexiones de turbinas eólicas de baja potencia en redes robustas.
- **Conexión a través de convertidores estáticos:** Se utiliza un rectificador y un inversor, de modo que la forma de onda provista por el generador tenga una tensión rectificadora y una corriente continua invertida de fase. Con la frecuencia de salida siendo controlada por disparos de tiristores del puente inversor.

Una ventaja de la conexión directa a la red es la compatibilidad y simplicidad con la tecnología estándar. Además, la potencia reactiva puede ser controlada fácilmente a través de una corriente continua de excitación en el rotor.

Una operación aislada de un generador síncrono es posible sin ningún equipamiento adicional para compensación de reactivos. Esas ventajas son equilibradas con una serie de desventajas. Cargas excesivas pueden causar pérdida de sincronismo. Cada fluctuación del viento es capturada por el rotor y transmitida a la red sin ningún tipo de proceso de “suavizado”. Además, es necesario incorporar un complejo equipamiento de sincronía. Sumándose a todo lo anterior, hay problema de altas cargas dinámicas que son impuestas al eje de transmisión. Por tanto, debido a los avances alcanzados con los sistemas de generadores de velocidad variable, conectar un generador directamente a la red, en el caso de turbinas eólicas, no es una buena idea.

2.5 Fallas en un generador.

Hay tres tipos de fallas que pueden ocurrir en un generador eólico: fallas eléctricas, fallas electrónicas y fallas mecánicas.

- Fallas eléctricas ocurren con alguna frecuencia, sin embargo, son inesperadas, ya que todo el equipamiento está muy bien desarrollado. La mayoría de esas fallas se debe a problemas de cortocircuito y el coste implicado para resolver esos problemas es muy alto, generalmente por la sustitución de componentes donde se dio la falla.
- Fallas electrónicas tienen una ocurrencia mayor que las fallas eléctricas y se producen en los sensores, como los anemómetros, por ejemplo. Pueden ser causados por la caída de un rayo o por otros fenómenos meteorológicos. Una solución generalmente consiste en sustituir el elemento dañado y los costos no son tan elevados, pero es importante notar que la falta de componentes electrónicos puede sacar la turbina “del aire”, llevando a un costo asociado de no producción de ese periodo.
- Falla mecánica que está asociada a la caja de engranajes y las aspas. Los rayos son causantes de algunos problemas de las aspas, a veces no es necesario retirar la pala para hacer las reparaciones. Con el aumento del tamaño de las torres y de las aspas, los vientos más fuertes implican, vibraciones y fuerzas centrífugas en las aspas, que son los componentes

más débiles del sistema. Debido a las dimensiones y los costos relacionados, estos tres componentes (aspas, caja de engranajes y generador) precisan ser monitoreados.

2.6 Pérdidas eléctricas.

Las pérdidas eléctricas incluyen pérdidas debidas al generador y a la energía usada para iluminación y calefacción. Las pérdidas debidas a generación de energía son principalmente pérdidas en los cables y en el transformador. Los cables de baja tensión deben ser cortos para evitar grandes pérdidas. El transformador está generalmente localizado cerca de las turbinas eólicas para evitar largos cables de baja tensión. Solamente pequeñas turbinas eólicas son conectadas directamente a la red de baja tensión sin un transformador. En el punto de conexión hay un conmutador para la desconexión de parque eólico. El sistema de protección eléctrico de una turbina eólica precisa proteger la turbina, para asegurar una buena operación en todas las circunstancias.

2.7 Aerogenerador.

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica). Convierte la energía cinética del viento en energía mecánica para finalmente convertirla en energía eléctrica. Las palas o álabes del aerogenerador por lo general giran entre 13 rpm y 20 rpm, según la tecnología utilizada ya sea a una velocidad constante o una velocidad variable, donde la velocidad del rotor varía en función de la velocidad del viento para alcanzar una mayor eficiencia.

Los aerogeneradores tienen una vida media que supera los 25 años, con el mantenimiento rutinario programado, sustituyendo los componentes que estén deteriorados, además la evolución de la tecnología en este tipo de energía ha propiciado el aumento en la durabilidad de estas máquinas. Se construyen para que realicen su trabajo de cara al viento, éstos deben de tener un sistema automático para poder controlar la orientación de las palas o álabes de espalda al viento cuando las condiciones no sean favorables.

Para la instalación de un parque eólico es necesario un mapa de vientos, es decir, las zonas más adecuadas para poder instalar un aerogenerador, lugares donde la velocidad del viento es de 5 m/s durante más de 1500 horas al año.

Los aerogeneradores pueden ser clasificados en dos tipos, de acuerdo a sus velocidades de operación y el tamaño asociado a sus conversores, estos son los siguientes:

- Turbina eólica de velocidad fija: Modelo jaula de ardilla
- Turbina eólica de velocidad variable:
 - Conversor parcial: Generador de inducción doblemente alimentado, generador de inducción doblemente alimentado sin escobillas, generador de reluctancia doblemente alimentado sin escobillas y generador de inducción con rotor bobinado.
 - Conversor total: Generador síncrono con rotor bobinado y generador síncrono de imanes permanentes.

2.8 Turbina eólica de velocidad fija.

Las turbinas eólicas de velocidad fija se caracterizan por ser del tipo de generador de inducción de jaula de ardilla, directamente conectado a la red a través de la bobina de un transformador. En este caso, el generador siempre funcionará a velocidad constante no importando que tan rápido pudiese soplar el viento. La velocidad constante del rotor es fijada por la frecuencia de la red y del número de polos del generador, con esto el rotor no puede girar a velocidades más rápidas que la síncrona, aunque exista un leve cambio en los rpm del 1% al 2% causada por el deslizamiento del generador, por lo tanto, para fines prácticos se dice que está configurado a velocidad constante. Un cambio en la velocidad del viento no afectará de modo general la velocidad del rotor de la turbina, pero sí afectará el torque electromagnético y por lo tanto la energía eléctrica generada. Por lo tanto, debe ser necesario el uso de un sistema de control para regular la dinámica y optimizar el desempeño del sistema. Dado que no existe una electrónica de potencia involucrada en esta configuración, no es posible controlar el consumo de potencia reactiva o de la calidad de la energía.

Por lo tanto, es necesario un compensador de energía reactiva para disminuir (o quizás eliminar) la demanda de reactivos que la turbina eólica inyecta a la red, esto generalmente se resuelve utilizando un banco de capacitores de conmutación continua. Este modelo no soporta ningún tipo de control de velocidad, requiere de una red estable, su construcción mecánica es capaz de soportar un gran esfuerzo mecánico causado por las ráfagas de viento; a causa de la velocidad fija, las fluctuaciones del viento terminan convirtiéndose en fluctuaciones en el torque de la turbina y como consecuencia se transmiten variaciones de potencia a la red, especialmente si la red no es muy estable.

2.9 Turbina eólica de velocidad variable.

Este tipo de configuración es muy común en sistemas con control de movimiento dado que permite una calidad mejor de la generación de la energía en comparación a las máquinas que utilizan velocidad constante; una mejor extracción de la energía del viento, una menor cantidad de cargas en el rotor y una pequeña tasa de variación en el movimiento son algunas de las ventajas de este tipo de configuración.

Este tipo de turbinas son equipadas con un generador síncrono o asíncrono conectado a la red a través de un convertidor de potencia. La operación con velocidad variable es posible debido al uso del convertidor de potencia que convierten la tensión y la frecuencia generada a la frecuencia y tensión de la red. El convertidor puede ser instalado de dos formas:

- Del lado del rotor y la red. Para una pequeña franja de operación (0% al 10% de variabilidad) por ejemplo el generador de inducción con rotor bobinado. Para limitar la franja de operación de velocidad (-40% al +30% de variabilidad) por ejemplo el generador de inducción doblemente alimentado.
- Del lado del estator y la red. Para una gran franja de operación de velocidad, hasta 2.5 veces la velocidad nominal, por ejemplo, el generador síncrono de rotor bobinado y el generador síncrono de imanes permanentes.

La primera alternativa permite una franja limitada de operación de velocidad variable y se alcanza a través del control de cambios de corriente del rotor, aquí se hace uso de convertidores CA/CC/CA, como los generadores de inducción doblemente

alimentados. La segunda alternativa permite una más amplia franja de operación de velocidad.

2.10 Turbinas eólicas con generador de inducción.

Los generadores de inducción son dispositivos que funcionan a partir del principio de inducción electromagnética, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica, en su forma más simplificada, se compone de una espira de alambre que rota por medios externos en un campo magnético.

En la central eléctrica, la energía necesaria para rotar la espira puede obtenerse de distintas fuentes, por ejemplo, el agua o el viento, que mueve los álabes de las turbinas. Cuando la espira gira, el flujo magnético a través de la espira cambia con el tiempo induciendo una fuerza electromotriz y una corriente eléctrica en un circuito externo; la espira se conecta a anillos deslizantes que rotan con la espira y las conexiones al circuito externo se realizan por medio de escobillas estacionarias.

Es importante mencionar que, en forma general, cada una de las disposiciones mencionadas tiene su aplicación en particular según las características del viento, del terreno, del nivel de potencia que se necesita generar, etc., por lo que no se puede, sin hacer los estudios respectivos, definir cuál es la mejor disposición o cuál es el mejor generador de inducción en forma absoluta.

2.10.1 Generador de inducción, rotor jaula de ardilla, banco de capacitores y arrancador.

Este es el concepto convencional de las turbinas danesas usado en las décadas del 80's y 90's. En este sistema el rotor de la turbina eólica se encuentra acoplado al eje del generador a través de una caja de engranajes de relación fija. El generador es de inducción con rotor jaula de ardilla; algunos generadores de inducción usan configuraciones de bobinados de polos ajustables para permitir una operación a distintas velocidades sincrónicas. En cualquier punto de operación esta configuración tiene que funcionar a velocidad constante. El inconveniente principal de este esquema es el sistema mecánico. El tiempo de respuesta de estos sistemas mecánicos está en el orden de varias decenas de milisegundos.

Como consecuencia, cada vez que una ráfaga de viento golpea la turbina, se puede observar a la salida, una rápida y fuerte variación de la potencia generada. La mejora de los circuitos mecánicos lleva a elevados costos de construcción de este tipo de sistemas. Durante la década de los 80's se agregaron al concepto básico, un banco de capacitores para compensar potencia reactiva y un arrancador para aquellas turbinas conectadas a redes débiles.

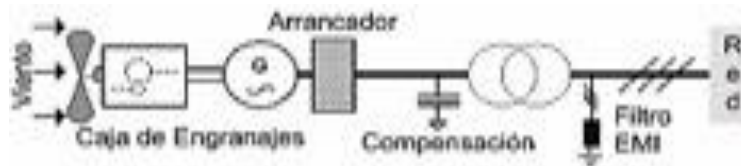


Ilustración 2.1: Generador de inducción con banco de capacitor y arrancador.

2.10.2 Generador de inducción, rotor jaula de ardilla y convertidor de frecuencia.

En este sistema se emplea un generador de inducción para producir corriente alterna de frecuencia variable, que luego es convertida en corriente alterna de frecuencia fija por medio de un convertidor de potencia conectado en serie con el generador. La ventaja de emplear este convertidor es que permite una variación de la velocidad del generador en función de las variaciones de velocidad del viento. Las desventajas más importantes de este sistema son las siguientes:

- El convertidor de potencia debe convertir el 100% de la potencia entregada por el generador, por lo tanto, es caro e introduce elevadas pérdidas.
- Filtros de salida del inversor y los filtros EMI para evitar interferencia electromagnética deben también manejar el total de la potencia generada y por lo tanto son también caros.
- La eficiencia del convertidor juega un papel importante en la eficiencia total del conjunto, en todo el rango de operación.

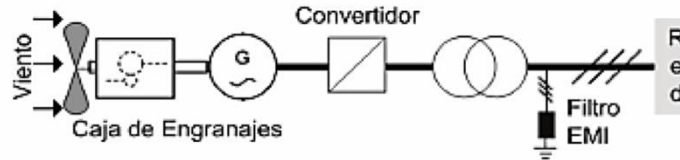


Ilustración 2.2: Generador de inducción con convertidor de frecuencia.

2.10.3 Generador de inducción, rotor bobinado y deslizamiento controlado.

El deslizamiento del generador de inducción suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro varía alrededor de un 3% entre el régimen en vacío y a plena carga. El deslizamiento es función de la resistencia de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. Esto suele hacerse mediante un rotor bobinado conectado a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias.

La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que introduce partes que se desgastan en el generador, requiriendo de mantenimiento adicional. Para evitar los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas y las resistencias externas, se montan las resistencias y el sistema electrónico en el propio rotor. Para comunicarle al rotor el valor de deslizamiento que necesita se usa una comunicación de fibra óptica. La electrónica del rotor cada vez que pasa por la fibra óptica fija, envía la señal de control.

El concepto fue introducido por la empresa VESTAS alrededor del año 1995, y se conoce con el nombre de OptiSlip (deslizamiento óptico). Es posible de esta forma controlar el deslizamiento en alrededor de un 10%, por medio del control de la resistencia del rotor lo que permite a su vez controlar la potencia de salida del generador. Se ha descrito un concepto alternativo, usando componentes pasivos en lugar de un convertidor de potencia, logrando también un rango de variación del deslizamiento análogo al anterior.

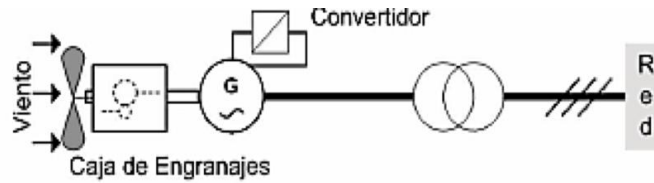


Ilustración 2.3: Generador de inducción rotor bobinado.

2.10.4 Generador de inducción, rotor bobinado y doble alimentación.

Este sistema consiste en un generador de inducción de rotor bobinado, alimentado por estator y por rotor, conocido como generador de inducción de doble alimentación. Posee un convertidor de cuatro cuadrantes (alterna-continua-alterna), basado en transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) conectados a los bobinados del rotor.

Las ventajas respecto al sistema que utiliza un convertidor de frecuencia son:

- Menor costo del inversor (debe manejar el 25% del total de la potencia).
- Menor costo del filtro de salida del inversor y del filtro EMI.
- Mejora de la eficiencia del sistema. El control del factor de potencia puede implementarse a bajos costos debido a que el sistema generador-convertidor opera en forma similar a una máquina síncronica.
- La ventaja respecto al OptiSlip es que puede manejar un mayor rango de velocidad.

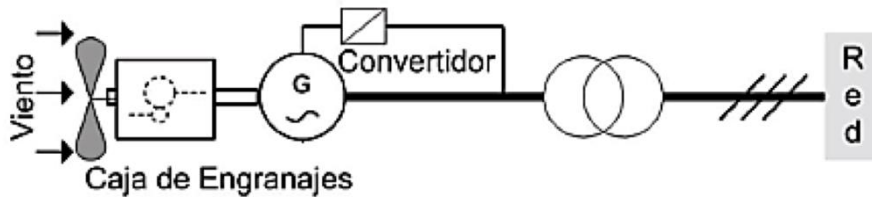


Ilustración 2.4: Generador de inducción doblemente alimentado.

2.10.5 BDFIG y BDFRG.

Existen modelos que carecen de escobillas, como el generador de inducción doblemente alimentado sin escobillas BDFIG (Brushless Doubly Fed Induction Generator) y el generador de reluctancia doble alimentación sin escobillas BDFRG (Brushless Doubly Fed Reluctance Generator).

El enrollamiento del estator está conectado a la red eléctrica y que el estator está conectado a un convertor de potencia a través de unos anillos. La presencia de estos anillos reduce el tiempo de vida de la máquina y aumenta el costo de mantenimiento. Una alternativa para superar esa desventaja es justamente retirando las escobillas.

De ahí surge el modelo de inducción doblemente alimentado sin escobillas (BDFIG), que consiste en dos enrollamientos trifásicos con diferente número de par de polos en el estator y un rotor especial. Para el BDFIG, el mayor interés es la operación en modo síncrono, que ocurre cuando los dos enrollamientos del estator comparten una corriente del rotor de la misma frecuencia.

Una operación síncrona exige que el control de frecuencia del enrollamiento se ajuste a cada velocidad del rotor, no habiendo alternativa de operación que no sea síncrona, de otro modo, la máquina puede no operar suavemente debido al torque generado por el enrollamiento de control. Sin embargo, el BDFIG tiene aspectos complejos en su diseño, pero debido a la característica de no poseer escobillas, termina aumentando la confiabilidad, que es especialmente útil en aplicaciones offshore.

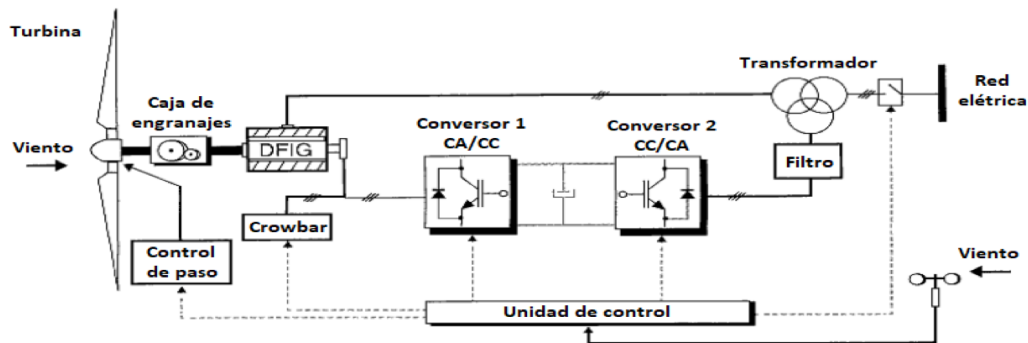


Ilustración 2.5: Generador de Inducción con Doble Alimentación.

El motivo principal del creciente interés ha sido su coste moderado y su estructura sin escobillas, así como su desempeño competitivo comparadas con otros tipos. La ausencia de los enrollamientos de cobre en el rotor hace en el BDFRG más eficiente, más fácil de modelar y controlar que el BDFIG. Debido a su alta confiabilidad este modelo tiene también un alto interés en la industria de la

aeronáutica, en el que los desafíos están relacionados con las duras condiciones ambientales y la rigurosa confiabilidad necesaria.

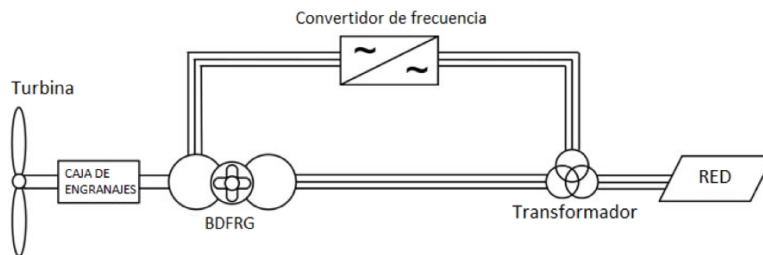


Ilustración 2.6: Generador de reluctancia doblemente alimentado sin escobillas.

2.11 Esquemas de turbinas eólicas con generador sincrónico.

2.11.1 Generador de Imán Permanente.

Utiliza un generador de imán permanente, la entrada mecánica es directa al eje de las palas, no utiliza caja de engranajes, son típicamente de hasta 1 kW. Luego del generador se encuentra un rectificador cuya salida se encarga de cargar baterías. Esta es una configuración clásica utilizada en aplicaciones aisladas en zonas rurales. Una turbina eólica que utiliza este concepto, con potencia realmente importante y de conexión indirecta al sistema de potencia, ha sido desarrollada, la que se conoce con el nombre de Windformer. Se utiliza en turbinas eólicas que se instalan en el mar, cuya potencia de salida es típicamente de 3 a 5 MW. El diseño básico de esta configuración está caracterizado por bobinados del estator con cables de alta tensión y con campo magnético permanente en el rotor, acoplamiento directo entre el rotor y la turbina sin caja de engranajes y un sistema de colectores de corriente continua.

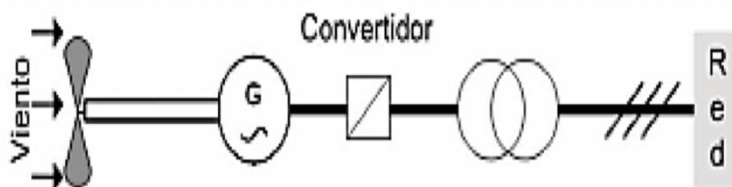


Ilustración 2.7: Generador Síncrono de Imán Permanente.

2.11.2 Generador síncrono, rotor bobinado excitado por convertidor de potencia.

Esta configuración es muy común en generadores eólicos. Utiliza un generador síncrono donde el bobinado del rotor es excitado con corriente continua a través de un convertidor de potencia. La baja utilización en comparación a la configuración anterior se debe a la necesidad de un circuito de excitación y a la necesidad de contar con anillos rozantes para ingresar a los bobinados del rotor.

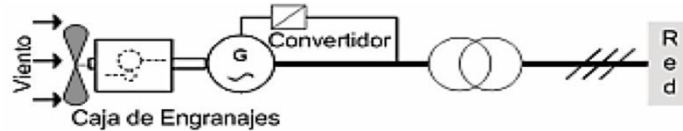


Ilustración 2.8: Generador síncrono rotor bobinado y convertidor.

2.11.3 Generador síncrono empleando dos convertidores de potencia.

Esta configuración utiliza un generador síncrono con rotor bobinado, el cual es excitado con corriente continua rectificada desde el convertidor de potencia. Tiene además un convertidor de potencia de corriente alterna de frecuencia variable, a corriente alterna de frecuencia constante (50 o 60 Hz). Respecto a la configuración anterior, ésta puede generar potencia a distintas velocidades del viento.

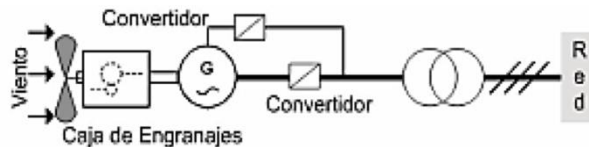


Ilustración 2.9: Generador síncrono con dos convertidores de potencia.

2.11.4 Generador síncrono de múltiples polos con rotor bobinado.

Esta configuración es similar a la anterior solo que no tiene caja de engranajes y utiliza un generador síncrono de múltiples polos. Las compañías de turbinas eólicas como ENERCON y LAGERWEY construyen sus equipos utilizando esta configuración.

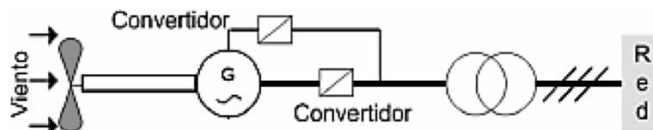


Ilustración 2.10: Generador síncrono de múltiples polos.

2.12 Ventajas y desventajas de los distintos tipos de generadores.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
GENERADOR DE INDUCCION ROTOR JAULA DE ARDILLA	
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil diseño. • Operación robusta. • Bajo costo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo rendimiento de energía. • Sin control de potencia activa o reactiva. • Alto Estrés mecánico.
GENERADOR DE INDUCCION, ROTOR BOBINADO Y DESLIZAMIENTO CONTROLADO	
<ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento de energía. • Control del deslizamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de enrollamientos. • Altas pérdidas en engranajes. • Presencia de escobillas.
GENERADOR DE INDUCCION ROTOR BOBINADO DOBLEMENTE ALIMENTADO	
<ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento de energía. • Alto control de potencia activa y reactiva. • Bajo costo. • Bajas pérdidas en los convertidores de potencia. • Menos estrés mecánico. • Tamaño compacto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de enrollamientos. • Altas pérdidas en engranajes.
GENERADOR DE INDUCCION DOBLEMENTE ALIMENTADO SIN ESCOBILLAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Mayor rendimiento de energía. • Alto control de potencia activa y reactiva. • Bajo costo. • Bajas pérdidas en los convertidores de potencia. • Ausencia de escobillas y enrollamientos. • Bajo estrés mecánico. • Tamaño compacto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad del montaje, proyecto y control. • Altas pérdidas en engranajes.
GENERADOR SINCRONO DE IMANES PERMANENTES	
<ul style="list-style-type: none"> • Alto el rendimiento de energía. • Alto control de potencia activa y reactiva. • Ausencia de escobillas y enrollamientos. • Bajo estrés mecánico. • Sin pérdidas en el cobre del rotor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de material magnético. • Desmagnetización de imán permanente. • Complejo proceso de construcción. • Mayor costo y pérdidas en convertidores. • Tamaño mas grande.
GENERADOR SINCRONO CON ROTOR BOBINADO	
<ul style="list-style-type: none"> • Alto el rendimiento de energía. • Alto control de potencia activa y reactiva. • Ausencia de escobillas y enrollamientos. • Bajo estrés mecánico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor costo de enrollamientos de cobre. • Mayor costo y pérdidas en convertidores. • Tamaño más grande.
GENERADOR DE RELUCTANCIA DOBLEMENTE ALIMENTADO SIN ESCOBILLAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Alto el rendimiento de energía. • Alto control de potencia activa y reactiva. • Bajo costo. • Bajas pérdidas en los convertidores de potencia. • Ausencia de escobillas y enrollamientos. • Sin pérdidas en el cobre del rotor. • Bajo estrés mecánico. • Fácil diseño. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad del montaje, proyecto y control. • Altas pérdidas en engranajes. • Tamaño más grande que DFIG.

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de los tipos de generadores.

Se observa que para el rendimiento de energía el generador síncrono de imán permanente tiene una mayor tasa, con 10 a 15% mayor que los generadores de inducción jaula de ardilla. Por otro lado, un generador de inducción jaula de ardilla posee un bajo costo, seguido del generador de inducción doblemente alimentado sin escobillas.

Las secuencias de inicio de una turbina con velocidad variable, así como de una turbina con velocidad fija, son completamente diferentes. Turbinas con velocidad variable son normalmente equipadas con control de paso, permitiendo que su inicialización sea más suave que una turbina de velocidad fija. Si la velocidad del viento es baja o muy alta, la turbina eólica se detiene automáticamente. La parada ocurre, en el primer caso, a fin de evitar flujo de potencia reactiva y en el segundo caso, a fin de evitar cargas mecánicas.

Para valores bajos de velocidades de viento (3 m/s a 4 m/s), la potencia activa es casi cero y una parada será más suave, con un impacto pequeño de tensión en el punto de conexión. El impacto puede ser mayor con valores elevados de velocidad de viento (mayor a 25 m/s). Si la turbina se detiene, la potencia cae de su valor nominal a cero, la tensión en el punto de conexión será afectada.

Tipo de generador	Rendimiento energético	Costo	Confiabilidad	Madurez técnica
Generador de inducción jaula de ardilla	bajo	bajo	alta	alta
Generador síncrono de imán permanente	alto	medio-alto	alta	medio-alta
Generador síncrono con rotor bobinado	medio-alto	alto	alta	alta
De inducción rotor bobinado y deslizamiento controlado	medio-alto	alto	media	medio-alta
Generador de inducción rotor bobinado doblemente alimentado	medio-alto	medio	media	alta
Generador inducción doblemente alimentado sin escobillas	medio-alto	medio	media-alta	baja
Generador de reluctancia doblemente alimentado sin escobillas	medio-alto	bajo-medio	alta	baja

Tabla 2.2: Comparación de diferentes generadores eólicos.

2.13 Tipos de transmisión.

- **Tipo 1.**

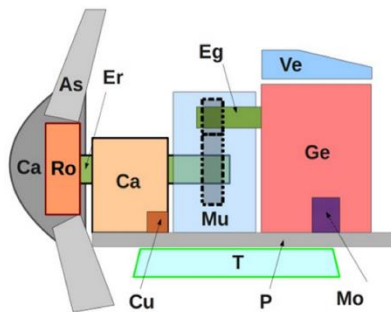


Ilustración 2.11: Transmisión tipo 1.

2.13.1 Descripción del aerogenerador con caja de engranajes tipo 1.

- Ángulo de paso igual entre cada aspa.
- Velocidad de rotor fija.
- Ca: Cubierta aerodinámica, cubre el rotor proporcionando un perfil aerodinámico.
- As: aspas, palas o álabes: Son las que bajo la acción del viento y debido a la forma del perfil que le oponen, ejercen una fuerza sobre el eje que hace rotar al conjunto.
- Ro: rotor, fija las aspas al eje, según una simetría.
- Er: eje del rotor, vincula las aspas y el rotor con la góndola, permite el giro del conjunto apoyándose en el caballete, conecta a las aspas con el generador a través del Multiplicador.
- Ca: caballete o buje, sostiene el conjunto del rotor y las aspas sujeto a la góndola, permitiendo girar al eje del rotor.
- Cu: cuenta vueltas, cuenta la cantidad de vueltas que la góndola realiza y en qué sentido se dieron, para proteger los cables del aerogenerador que bajan hasta la base de la torre, del posible daño al retorcerse. Cuando la cantidad de vueltas llega al límite establecido, el sentido de giro se invierte y la cuenta se vuelve a iniciar.

- Mu: caja multiplicadora o de engranajes, multiplica la cantidad de giros del eje del rotor con respecto al eje del generador de electricidad. Una relación típica es de 1 a 50, esto es 1 giro de $E_r \rightarrow 50$ giros de E_g .
- E_g : eje del generador de electricidad, recibe la fuerza del viento a través de la caja multiplicadora acoplado al generador.
- G_e : generador de electricidad, transforma la energía del viento en energía eléctrica.
- V_e : ventilador, refrigera la góndola.
- M_o : motor de giro de la góndola, mueve la góndola en forma circular sobre la torre, orientando el aerogenerador para alcanzar todas las posibles direcciones del viento.
- T : torre, sitúa y sostiene al aerogenerador a la altura en la que mejor se aproveche la fuerza del viento, según los estudios preliminares en la zona de implantación y el diseño del aerogenerador.

- **Tipo 2**

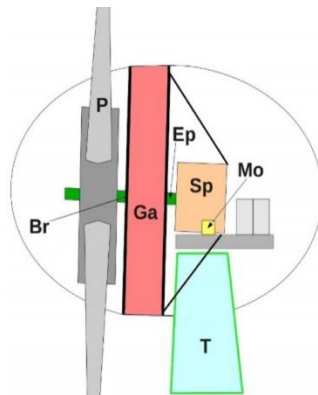


Ilustración 2.12: Transmisión tipo 2.

2.13.2 Aerogenerador con acoplamiento directo al rotor.

- Ángulo de paso diferente para cada aspa
- Velocidad del rotor variable.
- S_p : soporte principal, sujeta el eje del aerogenerador a la plataforma de la góndola.

- Ep: eje principal, soporta el giro de las aspas y del rotor del generador de anillo. Este eje permanece fijo.
- Ga: generador de anillo, es el generador eléctrico del aerogenerador.
- Br: buje del rotor, está acoplado al rotor del generador eléctrico y al conjunto de las aspas, es el que permite el giro sobre el eje que permanece fijo.
- P: palas, aspas o álabes, ídem anterior.
- Mo: motor de orientación, ídem anterior.

2.13.3 Comparación entre los tipos de transmisiones 1 y 2.

- El acoplamiento es directo en los aerogeneradores del tipo 2, al estar los componentes principales sobre un mismo eje, no existen bridas ni juntas de ninguna clase.
- El tipo 2 también tiene menos partes móviles, ya sea ejes o engranajes.
- La velocidad de rotación del generador eléctrico es menor en el tipo 2. A estos aerogeneradores también se los conoce como de “baja velocidad”.
- Todo esto se traduce en una menor cantidad de fallas por hora de servicio, menor cantidad de paradas programadas por mantenimiento y menor cantidad de tareas de mantenimiento.
- También son menos frecuentes las tareas de mantenimiento, como por ejemplo la lubricación de la multiplicadora.

2.14 Elección del tipo de generador de acuerdo a las condiciones climáticas de El Salvador.

De acuerdo a las condiciones climáticas de El Salvador, se selecciona un generador de inducción doblemente alimentado rotor jaula de ardilla por las ventajas que se mencionan en la tabla 2.1 y 2.2, por ejemplo, su coste es menor en comparación con los demás, no necesita me mucho mantenimiento para su correcto funcionamiento. Se estima que, utilizando un aerogenerador de eje horizontal, con caja de engranajes obtendrá el mayor provecho a la energía del viento en el país, además según los datos mostrados en el capítulo 1, la altura mínima para poder

realizar el máximo aprovechamiento de la energía del viento sería a 50 m.s.n.s. Con el generador seleccionado inyectará a la red un total de 10 MW de potencia eléctrica renovable.

La conexión a la red se realiza por medio de un transformador de características eléctricas ideales para la aplicación, además de supresores de tensión para evitar las variaciones de tensión y potencia a la red.

3. MODELADO DE AEROGENERADOR.

3.1 Fórmulas Básicas.

Primero se debe conocer dónde parte cada una de las ecuaciones que se utilizarán en las simulaciones de los diferentes modelos (aerodinámico, mecánico y eléctrico). La potencia del viento da un primer límite para la potencia de un aerogenerador. Para calcularla, se evalúa la energía cinética E_k de la masa de aire m que atraviesa por unidad de tiempo la sección barrida por las palas.

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2 \quad Ec. 3.1$$

Donde:

E_k : Energía cinética.

v : Velocidad del viento.

m : Masa del aire en movimiento.

Además, la potencia es el resultado de trabajo realizado en un periodo de tiempo definido.

$$P_{viento} = \frac{\text{Trabajo}}{\text{tiempo}} = \frac{E_k}{t} \quad Ec. 3.2$$

$$P_{viento} = \frac{\frac{1}{2}mv^2}{t} \quad Ec. 3.3$$

En la ilustración 3.1 podemos observar un esquema del cilindro de aire que atraviesa el rotor de un aerogenerador en un tiempo t .

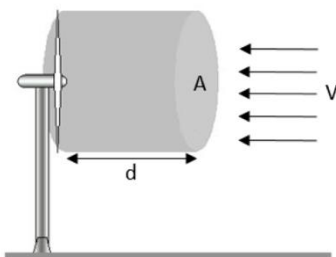


Ilustración 3.1: Cilindro de aire que atraviesa un aerogenerador.

Dado que la masa de aire que atraviesa el área A en un tiempo t es:

$$m = \rho Ad \quad Ec. 3.4$$

$$d = vt \quad Ec. 3.5$$

Por lo tanto, se tiene lo siguiente:

$$P_{viento} = \frac{1}{2}(\rho A d)v^2 \quad Ec. 3.6$$

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho A v^2 \left(\frac{d}{t}\right) \quad Ec. 3.7$$

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho A v^2(v) \quad Ec. 3.8$$

La potencia eólica se calcula como sigue:

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \quad Ec. 3.9$$

3.2 Potencia de una turbina.

La fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación se llama “coeficiente de potencia C_p ” de la turbina.

$$P_{turbina} = C_p * P_{viento} = \frac{C_p * 1}{2}\rho A v^3 \quad Ec. 3.10$$

Además:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{viento}} \quad Ec. 3.11$$

Una turbina no puede extraer toda la cinética del viento, puesto que el aire no se detiene para atravesar la turbina (es decir $C_p > 1$). Su velocidad disminuye de v_1 a v_2 como muestra la ilustración 3.2. Por el principio de conservación de la masa, si la velocidad disminuye, la sección del tubo de corriente aumenta.

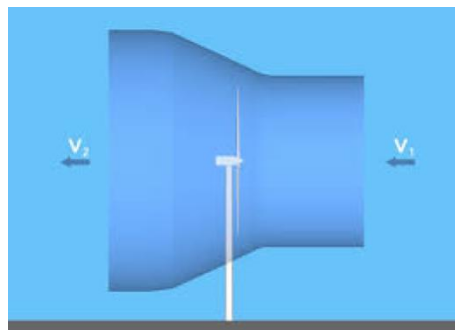


Ilustración 3.2: Velocidad del viento antes y después de la turbina.

3.3 Límite de Betz.

Sea un tubo de corriente de aire como el que se muestra en la ilustración 3.3, se supondrá que, a barlovento de la hélice, el aire posee una velocidad 1 (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_1 , mientras que la velocidad 2 corresponde a la sección transversal A_2 , a sotavento de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A , siendo v la velocidad del viento en la misma (velocidad útil). La hélice se asemeja a un disco de área A que capta parte de la energía del air en movimiento que llega a él, es decir $v_2 < v_1$, sin embargo, v_2 nunca será cero, dado que no puede extraerse toda la energía cinética del aire.

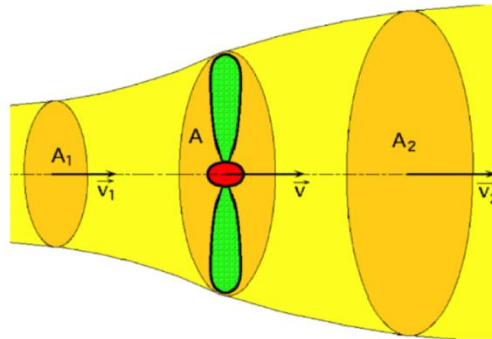


Ilustración 3.3: Representación del modelo de Betz.

El flujo másico es constante por el principio de conservación de la masa, es decir:

$$\dot{m} = \rho Q = \rho Av = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \quad \text{Ec. 3.12}$$

Se puede expresar la potencia transferida por el viento a la turbina de dos maneras.

- I. Pérdida por unidad de tiempo de energía cinética del viento al pasar por la hélice.

$$P_{turbina} = \frac{-\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} \quad \text{Ec. 3.13}$$

$$P_{turbina} = \frac{\frac{1}{2} \rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} \quad \text{Ec. 3.14}$$

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ec. 3.15}$$

- II. Trabajo generado, por unidad de tiempo por la fuerza del viento sobre el área.

$$P_{turbina} = Fv = \frac{\rho A d (v_1 - v_2)}{\Delta t} v = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad \text{Ec. 3.16}$$

Igualando las ecuaciones 3.15 y 3.16:

$$\frac{1}{2}\rho Av(v_1^2 - v_2^2) = \rho Av^2(v_1 - v_2) \quad \text{Ec. 3.17}$$

Recordando que:

$$(a^2 - b^2) = (a + b)(a - b) \quad \text{Ec. 3.18}$$

Sustituyendo en la Ec. 3.17:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad \text{Ec. 3.19}$$

En el modelo de Betz y para que las ecuaciones 3.15 y 3.16 sean consistentes entre sí, la velocidad del viento en el plano de la hélice (velocidad útil) es la media de las velocidades del viento antes y después de la misma. Como se menciona anteriormente, la velocidad del viento después de atravesar la turbina es menor a la velocidad del viento antes de la cruzar la turbina, por lo tanto:

$$v_2 < v_1 \quad \text{Ec. 3.20}$$

Reescribiendo la ecuación 3.20:

$$v_2 = av_1 \quad \text{Ec. 3.21}$$

Donde:

a : Entero positivo.

Sustituyendo las ecuaciones 3.19 y 3.21 en la ecuación 3.15:

$$P_{turbina} = \frac{1}{2}\rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$P_{turbina} = \frac{1}{2}\rho A \left(\frac{v_1 + av_1}{2} \right) (v_1^2 - (av_1)^2) \quad \text{Ec. 3.23}$$

$$P_{turbina} = \frac{1}{4}\rho Av_1^3(1 + a)(1 - a^2) \quad \text{Ec. 3.24}$$

El valor máximo de la potencia se obtiene igualando la derivada de la potencia a cero ($dP_{turbina}/da = 0$).

$$(1 - a^2) + (1 + a)(-2a) = (1 + a)(1 - 3a) = 0 \quad \text{Ec. 3.25}$$

Resolviendo para a:

$$a = \frac{1}{3}$$

Sustituyendo en la ecuación 3.21:

$$v_2 = \frac{v_1}{3} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Sustituyendo en la ecuación 3.22:

$$P_{turbina} = \left(\frac{16}{27}\right) \left(\frac{1}{2}\right) \rho A v_1^3 \quad \text{Ec. 3.27}$$

De la ecuación 3.10:

$$C_p = \left(\frac{16}{27}\right) = 0.5926$$

Recordando la ecuación 3.11:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{viento}} = 4a(1-a)^2 \quad \text{Ec. 3.28}$$

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \rho A v^3 * (4a(1-a)^2) \quad \text{Ec. 3.29}$$

La fuerza del viento que actúa sobre el rotor:

$$P = F_R v_{rotor} \quad \text{Ec. 3.30}$$

$$F_R = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} \frac{1}{v_{rotor}} \quad \text{Ec. 3.31}$$

El coeficiente de empuje se obtiene de la siguiente manera:

$$C_T = 4a(1-a) = \frac{C_p}{(1-a)} \quad \text{Ec. 3.32}$$

Se procede con el análisis del modelo aerodinámico. Se considera en primer lugar la rotación que se produce en el aire al tener que atravesar las palas del aerogenerador. Se asume que el aerogenerador está trabajando con las siguientes características ideales:

- Homogeneidad e incompresibilidad.
- Estado estacionario del flujo de los fluidos.
- Sin resistencia al rozamiento.
- Número infinito de palas.
- Empuje uniforme sobre el rotor.

- La presión estática aguas arriba y aguas abajo es igual a la presión estática del ambiente.

Luego se parte de “ C_T ” o “Coeficiente de empuje”, pero en este caso, en función de un factor denominado factor de Prandtl (f_1).

$$C_T = 4a(1 - a)f_1, a < \frac{1}{3} \quad \text{Ec. 3.33}$$

$$C_T = 4a \left[1 - \frac{1}{4}(5 - 3a)a \right] f_1, a > \frac{1}{3} \quad \text{Ec. 3.34}$$

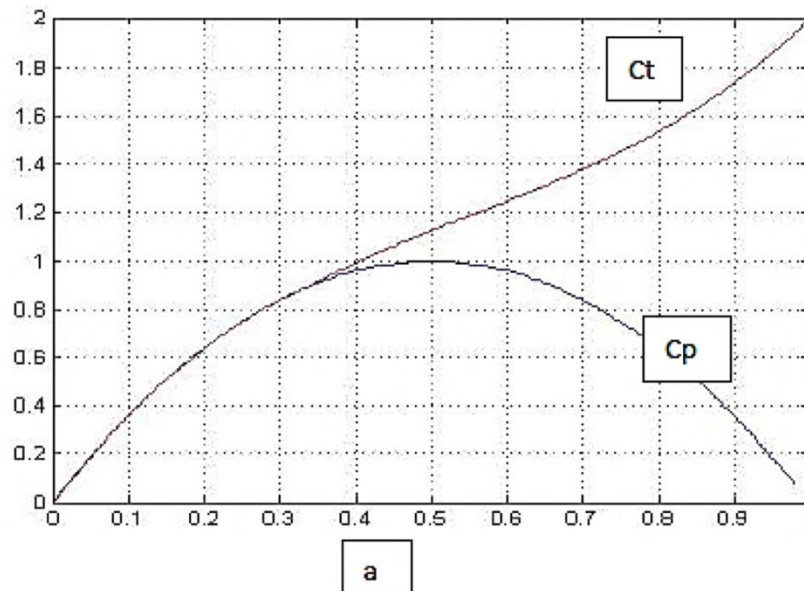


Ilustración 3.4: Gráfico de los valores de C_p y C_T .

Para saber el valor correcto de C_T , se define el valor que tiene el factor de Prandtl, el que se menciona antes.

$$f_1 = \left(\frac{2}{\pi}\right) * \cos^{-1} \left(e^{\frac{-N*(r_p-r)}{2*r*\sin(\phi)}} \right) \quad \text{Ec. 3.35}$$

Se parte desde:

$$V_r = (1 - a)V_1 \quad \text{Ec. 3.36}$$

$$V_2 = (1 - 2a)V_1 \leftarrow \text{axial} \quad \text{Ec. 3.37}$$

Se calcula un nuevo parámetro llamado a' , que dependerá del radio al que se encuentre.

$$a'(1 + a') * \left(\frac{\Omega_r * r}{v_1}\right)^2 = a(1 - a) \quad \text{Ec. 3.38}$$

Quedando la velocidad rotacional (V_r) del aire a través de rotor:

$$V_r = a' \Omega_r r \quad \text{Ec. 3.39}$$

y la velocidad rotacional del aire aguas abajo:

$$V_2 = 2a' \Omega_r r \quad \text{Ec. 3.40}$$

Por último, la velocidad relativa del viento:

$$V_{rel} = \sqrt{[v_1 * (1 - a)]^2 + [\Omega_r * r * (1 - a')]^2} \quad \text{Ec. 3.41}$$

Se describe otra parte importante del aerogenerador como las palas y la propia terminología del rotor. Esto es debido al Efecto Bernoulli, producido por la diferencia en la velocidad del aire a ambos lados de las palas. Este efecto provoca:

- L: Fuerza aplicada en la perpendicular del viento y dirigida hacia la zona donde el viento se mueve o desplaza a una velocidad más alta.
- D: Fuerza aplicada en la dirección paralela al viento y, además, en el mismo sentido que este.
- M: Momento resultante a una distancia “c / 4” del lugar por el cual incide el viento. (Siendo “c” la longitud total de la pala).

Coefficientes de las palas:

$$C_L = \frac{L}{0.5\rho V_{rel}^2 C} \quad \text{Ec. 3.42}$$

$$C_D = \frac{D}{0.5\rho V_{rel}^2 C} \quad \text{Ec. 3.43}$$

$$C_M = \frac{M}{0.5\rho V_{rel}^2 C} \quad \text{Ec. 3.44}$$

Donde:

ρ : Densidad

V_{rel} : Velocidad relativa en el rotor

C: Longitud (Chord Line).

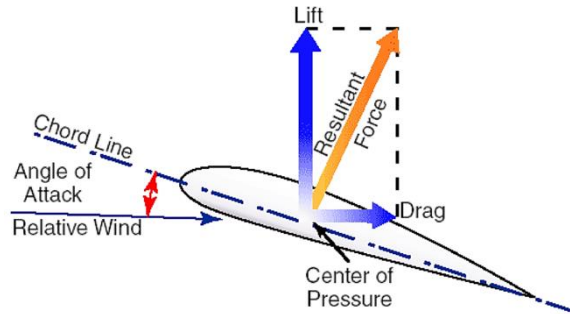


Ilustración 3.5: Coeficientes de una pala.

Estos valores serán necesarios para el cálculo de un nuevo valor del C_p , el cual, al ser más próximo a la realidad del modelo, tendrá un valor menor.

3.4 Modelado de generador de Jaula de Ardilla.

3.4.1 Generador jaula de ardilla.

Es un generador de inducción o asíncrono, está formado 3 devanados en el estator a_s , b_s y c_s separados entre sí en 120° eléctricos; el rotor está compuesto de 3 devanados a_r , b_r y c_r que consiste de una serie de barras de cobre, las cuales son puestas en cortocircuito en cada extremo mediante el uso de unos anillos. Puede considerarse que el rotor adopta la misma distribución y número de par de polos N , que el estator. El ángulo θ es el ángulo relativo entre los ejes del rotor y el estator como puede observarse en la ilustración 3.6.

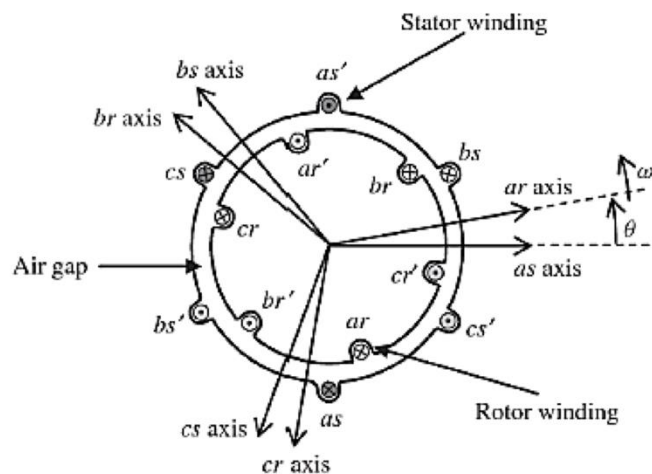


Ilustración 3.6: Diagrama esquemático de la máquina de inducción.

Se define w_s como la velocidad eléctrica del estator o velocidad de sincronismo, w_r como la velocidad eléctrica del rotor, w_m es la velocidad mecánica de rotación y $w = Nw_m$ es la velocidad eléctrica de rotación $w = Nw_m$, se cumple la siguiente relación de la ecuación 3.45.

$$w_s - w_m N = w_r \quad \text{Ec. 3.45}$$

Se define el deslizamiento S , como la relación entre la velocidad eléctrica del rotor y la velocidad eléctrica del estator, $w_r = Sw_m$.

$$S = \frac{(w_s - w_m N)}{w_s} \quad \text{Ec. 3.46}$$

Para que la máquina de inducción trabaje en la región de generador, la velocidad eléctrica de rotación debe ser mayor que la velocidad de sincronismo (S negativo). La ilustración 3.7 muestra la relación entre el torque eléctrico y el deslizamiento, se observa que, para valores negativos de deslizamiento, el torque es negativo y la máquina trabaja en la región de generador.

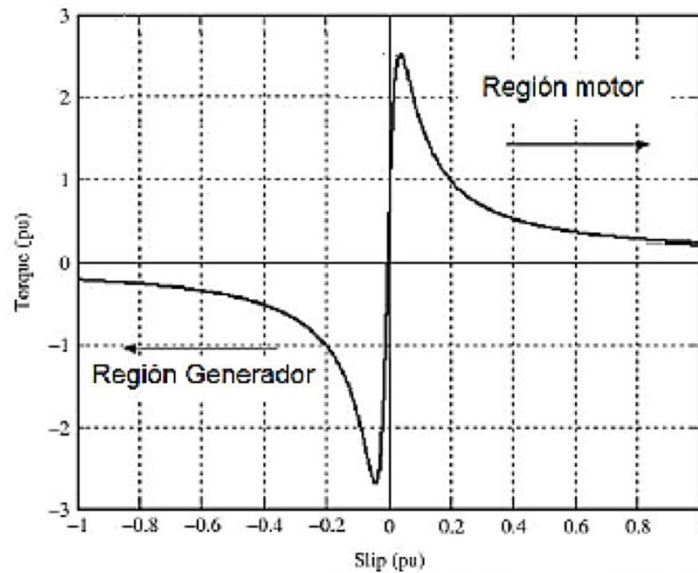


Ilustración 3.7: Relación entre torque eléctrico y deslizamiento S .

3.4.2 Transformada de Park.

Para facilitar el análisis del sistema se realiza una transformación de Park de tres fases: a , b , y c a dos fases d , q . El eje d está alineado con la posición del campo del rotor y forma 90° con el eje q , como se observa en la ilustración 3.8.

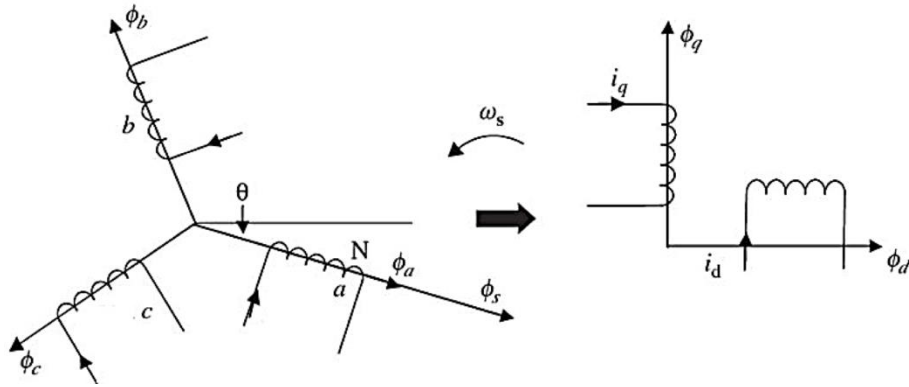


Ilustración 3.8: Transformación de tres a dos fases.

Las ecuaciones de la transformación de Park son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_o \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 3.47}$$

Matriz de transformación T:

$$T = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 3.48}$$

Matriz de transformación inversa:

$$T^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 3.49}$$

Se consideran tres señales de voltaje desfasadas 120° eléctricos, con voltajes línea neutro v_a , v_b y v_c simuladas en Simulink.

$$V_{max} = V_{rms} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad \text{Ec. 3.50}$$

$$v_a = V_{max} \cos(\omega t) \quad \text{Ec. 3.51}$$

$$v_b = V_{max} \cos(\omega t - 120^\circ) \quad Ec. 3.52$$

$$v_c = V_{max} \cos(\omega t + 120^\circ) \quad Ec. 3.53$$

Para el desarrollo de las simulaciones se realiza el modelo de las tensiones del estator y de la transformación de Park.

3.4.3 Ecuaciones que modelan al generador Jaula de Ardilla.

Las ecuaciones 3.54 a 3.63 que modelan el generador de jaula de ardilla en el marco de rotación dq . Las ecuaciones de 3.54 a 3.57 muestran la relación de los campos electromagnéticos del estator y el rotor en función de las corrientes del estator y rotor en el marco de rotación dq .

$$\psi_{sd} = L_s \cdot i_{sd} + L_m \cdot i_{rd} \quad Ec. 3.54$$

$$\psi_{sq} = L_s \cdot i_{sq} + L_m \cdot i_{rq} \quad Ec. 3.55$$

$$\psi_{rd} = L_r \cdot i_{rd} + L_m \cdot i_{sd} \quad Ec. 3.56$$

$$\psi_{rq} = L_r \cdot i_{rq} + L_m \cdot i_{sq} \quad Ec. 3.57$$

Donde:

Ψ_{sd} : Campo electromagnético en el estator d .

Ψ_{sq} : Campo electromagnético en el estator q .

Ψ_{rd} : Campo electromagnético en el rotor d .

Ψ_{rq} : Campo electromagnético en el rotor q .

i_{sd} : Corriente en el estator d .

i_{sq} : Corriente en el estator q .

i_{rd} : Corriente en el rotor d .

i_{rq} : Corriente en el rotor q .

Las ecuaciones 3.58 y 3.59 relacionan las inductancias:

$$L_r = L_{rr} + L_m \quad Ec. 3.58$$

$$L_s = L_{ss} + L_m \quad Ec. 3.59$$

Donde:

L_{rr} : Inductancia en el rotor.

L_r : Inductancia total en el rotor.

L_{ss} : Inductancia en el estator.

L_s : Inductancia total en el estator.

L_m : Inductancia mutua.

Las ecuaciones 3.60 a 3.63 modelan el sistema eléctrico del estator y rotor en el marco de rotación dq , los voltajes en el rotor u_{rd} y u_{rq} son nulos por tratarse de un generador jaula de ardilla.

$$\frac{d\psi_{sd}}{dt} = u_{sd} - R_s \cdot i_{sd} + w_s \cdot \psi_{sq} \quad Ec. 3.60$$

$$\frac{d\psi_{sq}}{dt} = u_{sq} - R_s \cdot i_{sq} + w_s \cdot \psi_{sd} \quad Ec. 3.61$$

$$\frac{d\psi_{rd}}{dt} = (w_s - w) \cdot \psi_{rq} - R_r \cdot i_{rd} \quad Ec. 3.62$$

$$\frac{d\psi_{rq}}{dt} = -(w_s - w) \cdot \psi_{rd} - R_r \cdot i_{rq} \quad Ec. 3.63$$

Donde:

u_{sd} : Voltaje en el estator d(V).

u_{sq} : Voltaje en el estator q(V).

R_s : Resistencia en el estator (Ω).

R_r : Resistencia en el rotor (Ω).

w_s : Velocidad de rotación del sistema coordenado dq con respecto al estator (rad/s).

w : Velocidad eléctrica de rotación (rad/s).

De las ecuaciones 3.54 a 3.57 es posible obtener las corrientes del estator y rotor en función de los campos del estator y rotor.

$$i_{sd} = \frac{L_r \psi_{sd} - L_m \psi_{rd}}{L_s L_r - L_m^2} \quad Ec. 3.64$$

$$i_{sq} = \frac{L_r \psi_{sq} - L_m \psi_{rq}}{L_s L_r - L_m^2} \quad Ec. 3.65$$

$$i_{rd} = \frac{L_r \psi_{rd} - L_m \psi_{sd}}{L_s L_r - L_m^2} \quad Ec. 3.66$$

$$i_{rq} = \frac{L_r \psi_{rq} - L_m \psi_{sq}}{L_s L_r - L_m^2} \quad Ec. 3.67$$

Remplazando las corrientes del estator y rotor en las ecuaciones que modelan el sistema (Ec. 3.64 a Ec. 3.67), se obtienen las ecuaciones que modelan el sistema y que están en función de los campos electromagnéticos del rotor y estator.

$$\frac{d\psi_{sd}}{dt} = u_{sd} - \frac{R_s L_r \psi_{sd}}{L_s L_r - L_m^2} + w_s \cdot \psi_{sq} + \frac{R_s L_m \psi_{rd}}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.68}$$

$$\frac{d\psi_{sq}}{dt} = u_{sq} - w_s \cdot \psi_{sd} - \frac{R_s L_r \psi_{sq}}{L_s L_r - L_m^2} + \frac{R_s L_m \psi_{rq}}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.69}$$

$$\frac{d\psi_{rd}}{dt} = (w_s - w) \cdot \psi_{rq} - \frac{R_s L_r \psi_{rd}}{L_s L_r - L_m^2} + \frac{R_s L_m \psi_{sd}}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.70}$$

$$\frac{d\psi_{rq}}{dt} = -(w_s - w) \cdot \psi_{rd} - \frac{R_s L_r \psi_{rq}}{L_s L_r - L_m^2} + \frac{R_s L_m \psi_{sq}}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.71}$$

De las ecuaciones 3.68 a 3.71 se obtiene la representación espacio estado del generador jaula de ardilla.

$$\begin{bmatrix} \frac{d\psi_{sd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{sq}}{dt} \\ \frac{d\psi_{rd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{rq}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s L_r}{L_s L_r - L_m^2} & w_s & \frac{R_s L_m}{L_s L_r - L_m^2} & 0 \\ -w_s & \frac{-R_s L_r}{L_s L_r - L_m^2} & 0 & \frac{R_s L_m}{L_s L_r - L_m^2} \\ \frac{R_r L_m}{L_s L_r - L_m^2} & 0 & \frac{-R_r L_s}{L_s L_r - L_m^2} & (w_s - w) \\ 0 & \frac{R_r L_m}{L_s L_r - L_m^2} & -(w_s - w) & \frac{-R_r L_s}{L_s L_r - L_m^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 3.72}$$

Definiendo como constantes a, b, c, d se obtiene la representación espacio estado.

$$a = \frac{R_s L_r}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.73}$$

$$b = \frac{R_s L_m}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.74}$$

$$c = \frac{R_r L_m}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.75}$$

$$d = \frac{R_r L_s}{L_s L_r - L_m^2} \quad \text{Ec. 3.76}$$

Sustituyendo en la ecuación 3.72.

$$\begin{bmatrix} \frac{d\psi_{sd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{sq}}{dt} \\ \frac{d\psi_{rd}}{dt} \\ \frac{d\psi_{rq}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -a & w_s & b & 0 \\ -w_s & -a & 0 & b \\ c & 0 & -d & (w_s - w) \\ 0 & c - (w_s - w) & -d & -d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{sd} \\ u_{sq} \end{bmatrix} \quad Ec. 3.77$$

Se halla el torque eléctrico T_e , la potencia eléctrica P_g , la velocidad mecánica del rotor w_{mg} , como se indica en las ecuaciones 3.78, 3.79 y 3.80 respectivamente.

$$T_e = 1.5N(\psi_{sd}i_{sq} - \psi_{sq}i_{sd}) \quad Ec. 3.78$$

Donde:

N: Número de par de polos.

T_e : Torque eléctrico (Nm).

$$P_g = -(u_{sd}i_{sd} + u_{sq}i_{sq}) \quad Ec. 3.79$$

Donde:

P_g : Potencia generada (W).

La ecuación 3.74 modela el sistema el sistema mecánico, sin considerar coeficientes de fricción.

$$\frac{dw_{mg}}{dt} = \frac{T_e + T_m}{J} \quad Ec. 3.80$$

Donde:

J: Momento de Inercia total referido al eje del generador (kg·m²).

T_m : Torque mecánico de turbina (N·m).

$$T_m = \frac{P_m}{w} \quad Ec. 3.81$$

Donde:

w: Velocidad angular del rotor (rad/s).

P_m : Potencia mecánica de la turbina (W).

3.5 Diagramas de bloque en Simulink.

3.5.1 Actuador beta.

Se usa para limitar la potencia de turbinas de tamaños medianos y grandes, se utiliza el control de la variación del ángulo de paso (β), que permite la rotación de las palas o álabes del rotor alrededor de sus ejes, mediante la utilización de dispositivos mecánicos e hidráulicos.



Ilustración 3.9: Modelo del actuador β .

3.5.2 Turbina.



Ilustración 3.10: Modelo de la turbina.

3.5.3 Voltajes en el estator.

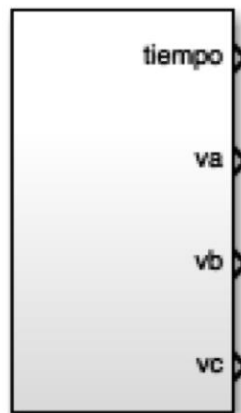


Ilustración 3.11: Modelo de las tensiones v_a , v_b y v_c .

3.5.4 Transformada de Park.

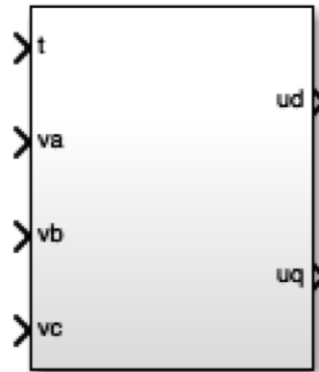


Ilustración 3.12: Modelo de la transformada de Park.

3.5.5 Generador jaula de ardilla.

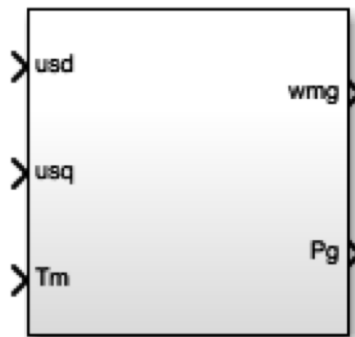


Ilustración 3.13: Modelo del generador jaula de ardilla.

3.5.6 Flujos.

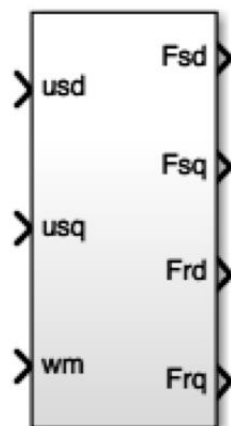


Ilustración 3.14: Modelo de los flujos en el estator y rotor.

3.5.7 Corrientes.

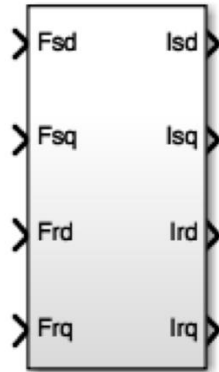


Ilustración 3.15: Modelo de las corrientes en el estator y rotor.

3.5.8 Torque eléctrico.

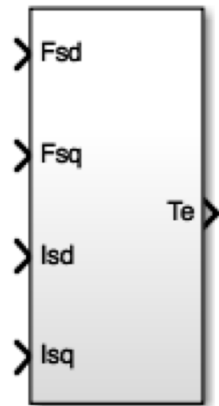


Ilustración 3.16: Modelo del torque eléctrico.

3.5.9 Velocidad angular del rotor.

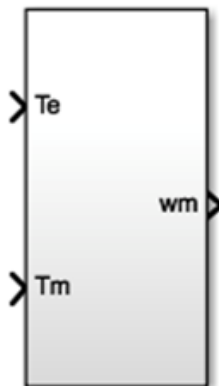


Ilustración 3.17: Modelo de la velocidad angular en el rotor.

3.5.10 Potencia activa.

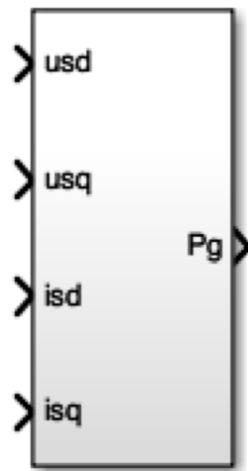


Ilustración 3.18: Modelo de la potencia activa.

4. SIMULACIONES.

4.1 Simulación del modelo del generador jaula de ardilla.

Para el modelo del generador jaula de ardilla de potencia nominal igual a 330kW, se van a considerar los parámetros siguientes, obtenidos de la referencia (Macêdo A.V.A, 2012).

N=4	Número de par de polos
fs=60Hz	Frecuencia de la línea
ws= 2*pi*60 rad/s	Frecuencia angular de la línea
Rs=0.0067Ω	Resistencia en el estator
Lss=0.03/ws H	Inductancia en el estator
Rr=0.0058 Ω	Resistencia en el rotor
Lrr=0.0506/ws H	Inductancia en el rotor
Lm=2.3161/ws H	Inductancia mutua
Pn=330 kW	Potencia nominal del generador
Voltaje eficaz fase a fase = 690 V	
n=30	Engranajes
JG=1 Kgm ²	
Momento de inercia referido al eje del generador	
$J=JG+ JT/n^2$	
$J=1+ 16.105 / (30)^2=1777.7\text{Kgm}^2$	

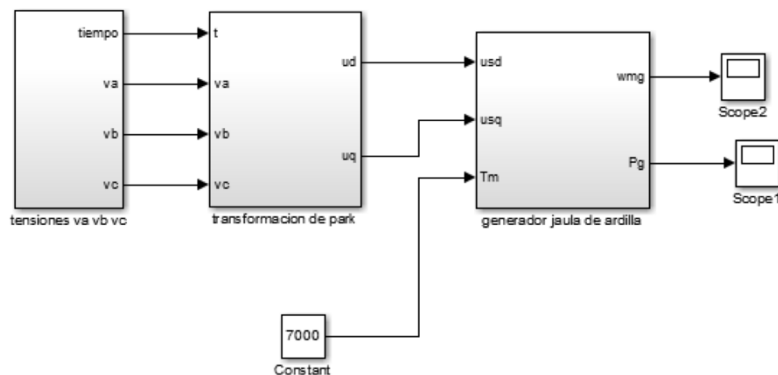


Ilustración 4.1: Simulación para generador de 330 kW.

Las simulaciones para un torque mecánico de la turbina de 1000 N·m e observa en las ilustraciones 4.2 y 4.3.

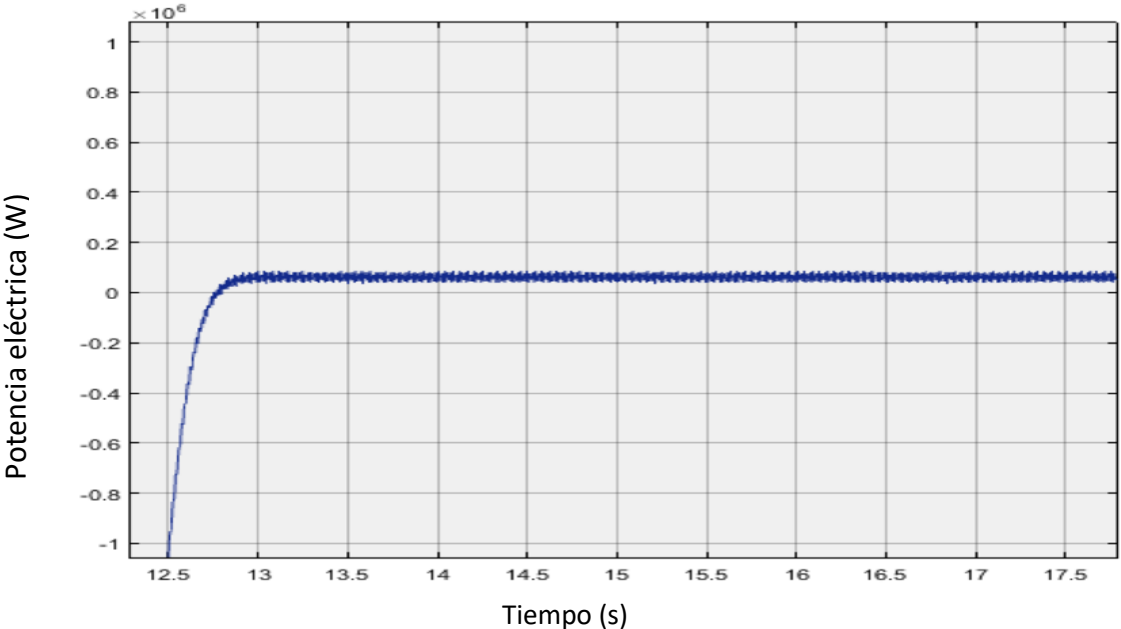


Ilustración 4.2: Potencia eléctrica vs tiempo para torque de 1000 N·m.

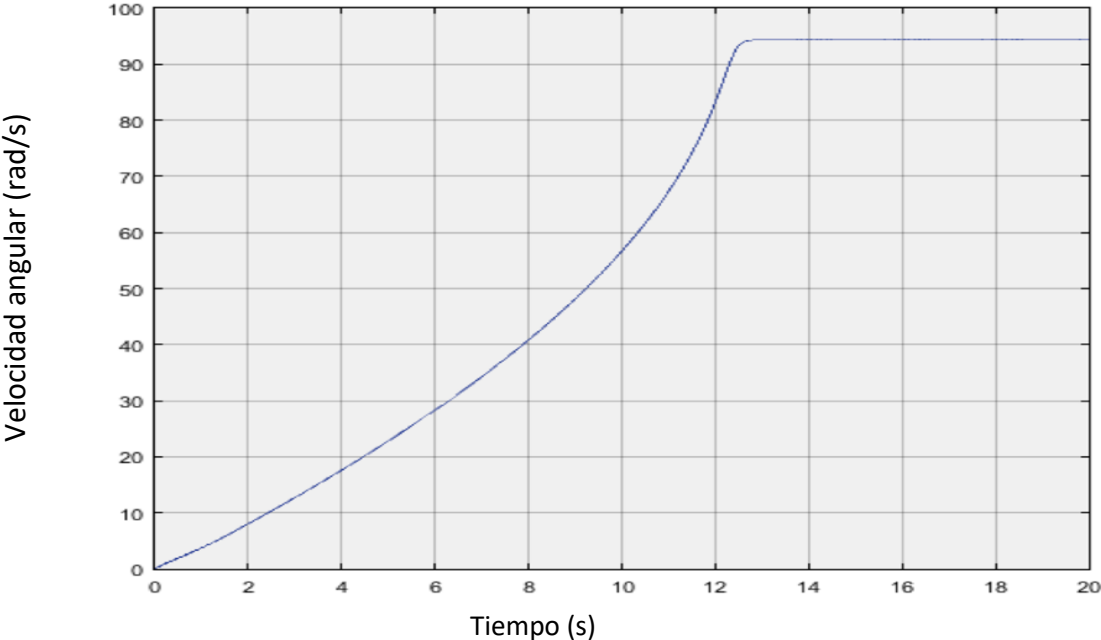


Ilustración 4.3: Velocidad mecánica angular vs tiempo para torque de 1000 N·m.

Las simulaciones para un torque mecánico de la turbina 7000 N·m se observa en las ilustraciones 4.4 y 4.5.

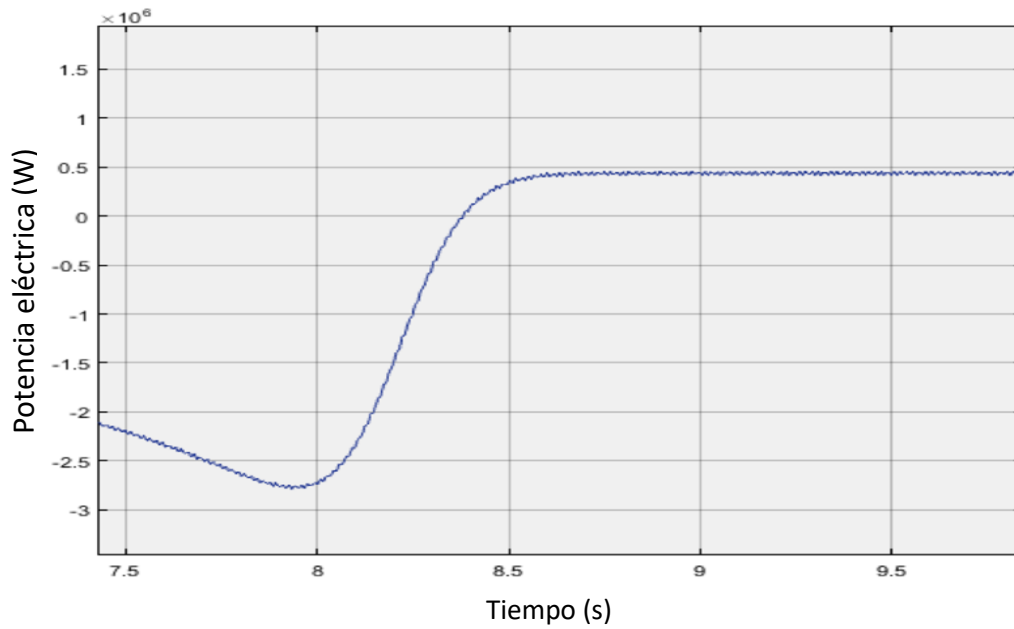


Ilustración 4.4: Potencia eléctrica vs tiempo para torque de 7000 N·m.

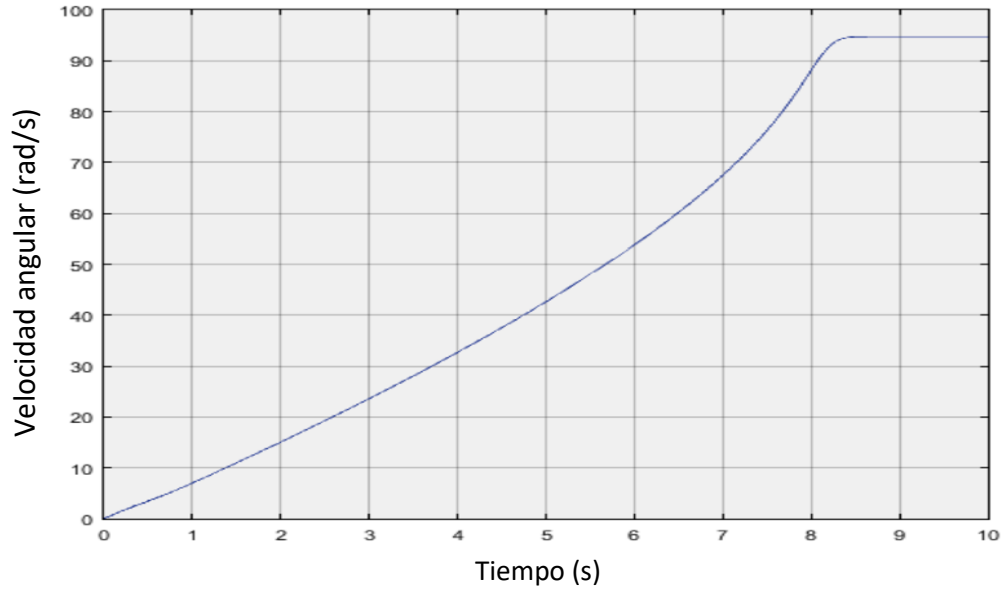


Ilustración 4.5: Velocidad mecánica angular vs tiempo para torque de 7000 N·m.

4.2 Modelo del actuador de la variación del ángulo de paso (pitch angle)

Para limitar la potencia de turbinas de tamaños medianos y grandes, se utiliza el control de la variación del ángulo de paso, que permite la rotación de las palas o álabes del rotor alrededor de sus ejes longitudinales, mediante la utilización de dispositivos mecánicos e hidráulicos. En el desarrollo de este trabajo de graduación se considera el modelo del actuador de la referencia (Macêdo A.V.A, 2012), que se observa en la ilustración 4.6.

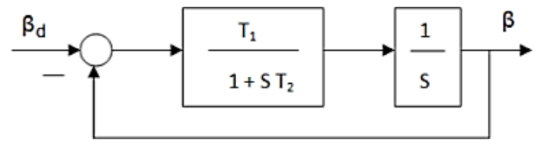


Ilustración 4.6: Actuador de la variación del ángulo de paso (Adaptación de Wind Turbine Pitch Angle Control using fuzzy logic 2012).

En la ilustración 4.7 se observa el gráfico para un valor de referencia de β de 14° .

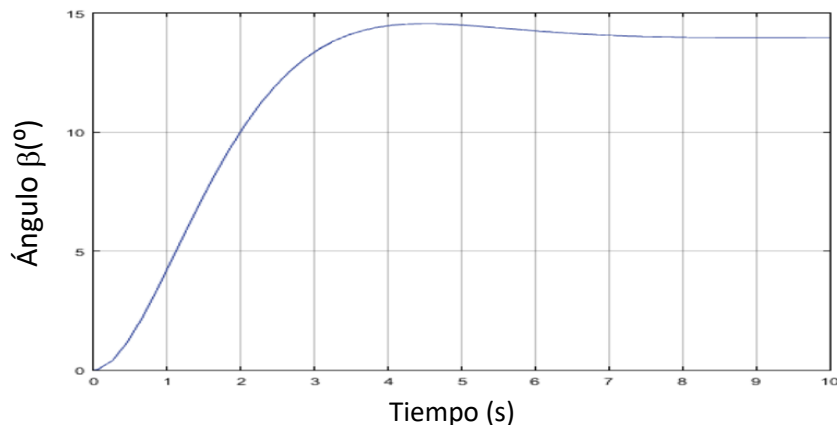


Ilustración 4.7: Ángulo de paso vs tiempo.

4.3 Control Difuso.

El control difuso consiste de una etapa de fusificación del error, un conjunto de reglas difusas que rigen el comportamiento del controlador, un mecanismo de inferencia de las reglas difusas, y una etapa de defusificación para obtener el valor de salida del controlador, como puede observarse en la ilustración 4.8.

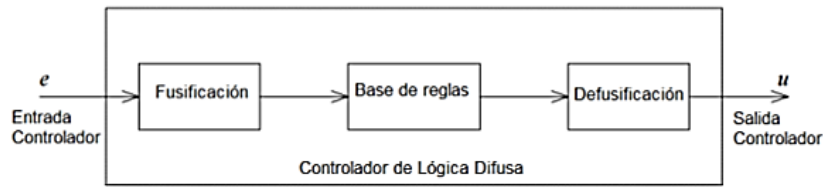


Ilustración 4.8: Estructura General de un controlador de Lógica Difusa (Introduction to Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Control Systems 2001).

4.4 Control difuso de la potencia de un aerogenerador

Para realizar el controlador difuso, primero se debe realizar la fusificación de las variables del controlador a través de funciones de pertenencia, es decir se deben determinar las funciones de pertenencia de las señales del error $e(t)$, velocidad del viento $v(t)$ y ángulo de paso $\beta(t)$. Luego se genera la base de reglas difusas en función de las simulaciones del sistema. Finalmente se realiza la defusificación para hallar la señal de control $\beta_0(t)$. El diagrama del controlador difuso se muestra en la ilustración 4.9.

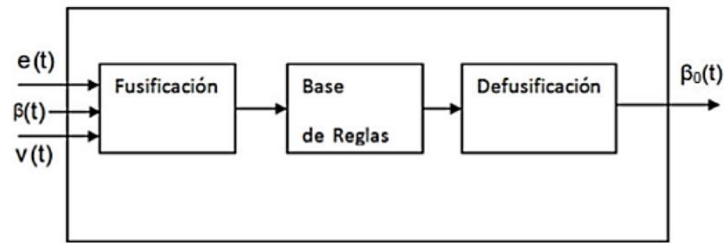


Ilustración 4.9: Diagrama del controlador difuso.

4.5 Funciones de pertenencia de las variables del controlador.

Para el diseño del controlador se realizaron simulaciones para estudiar el comportamiento de la planta y establecer la base de reglas difusas más adecuadas, durante las simulaciones. Se buscó obtener la máxima potencia para velocidades bajas del viento y para velocidades altas, así como también obtener la potencia de referencia, estableciéndose los rangos de velocidad críticos que son considerados en el controlador difuso. Es posible obtener un control adecuado con un menor número de funciones de pertenencia de velocidad, considerando solo las velocidades

medias y altas, pero no se consideraría obtener la máxima potencia a velocidades bajas.

4.5.1 Entrada del controlador error $e(t)$.

Se consideran 7 funciones de pertenencia:

ENA: Error negativo alto, función de pertenencia trapezoidal

ENM: Error negativo mediano, función de pertenencia triangular

ENB: Error negativo bajo, función de pertenencia triangular

ECC: Error cercano a cero, función de pertenencia triangular

EPB: Error positivo bajo, función de pertenencia triangular

EPM: Error positivo mediano, función de pertenencia triangular

EPA: Error positivo alto, función de pertenencia trapezoidal

Las características de las funciones de pertenencia de $e(t)$, se observan en la ilustración 4.10.

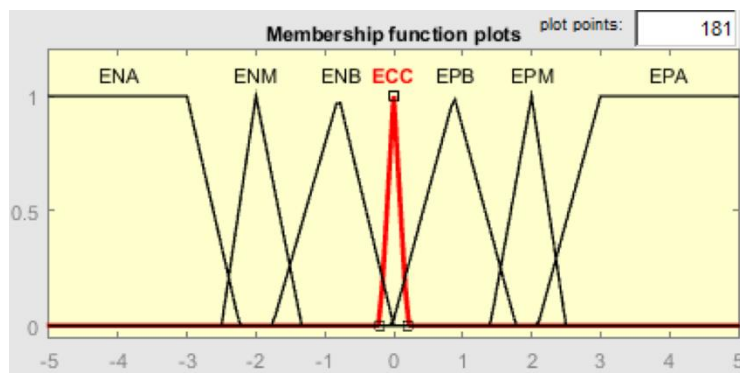


Ilustración 4.10: Funciones de Pertenencia del error $e(t)$.

4.5.2 Entrada del controlador velocidad del viento $v(t)$.

Se consideran 7 funciones de pertenencia:

- ✓ VXB: Velocidad muy baja, función de pertenencia trapezoidal
- ✓ VMB: Velocidad medianamente baja, función de pertenencia triangular
- ✓ VB: Velocidad baja, función de pertenencia triangular
- ✓ VM: Velocidad media, función de pertenencia triangular
- ✓ VA: Velocidad alta, función de pertenencia triangular

- ✓ VMA: Velocidad medianamente alta, función de pertenencia triangular
- ✓ VXA: Velocidad muy alta, función de pertenencia trapezoidal

Las características de las funciones de pertenencia de $v(t)$, se observan en la ilustración 4.11.

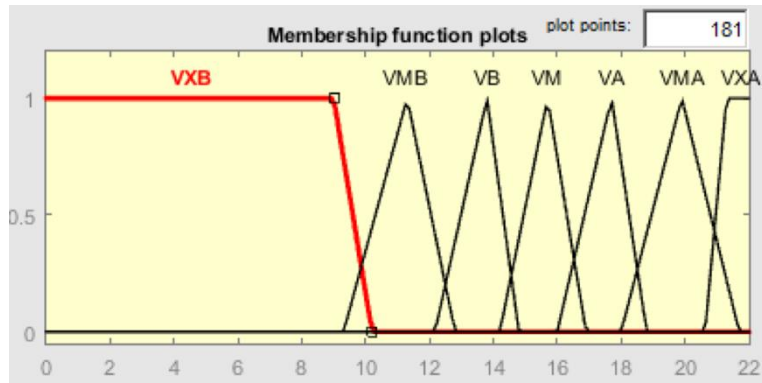


Ilustración 4.11: Funciones de Pertenencia de la velocidad $v(t)$.

4.5.3 Salida del controlador ángulo de paso $\beta(t)$:

Se consideran 7 funciones de pertenencia:

- ✓ BXB: Ángulo de paso β muy bajo, función de pertenencia triangular.
- ✓ BMB: Ángulo de paso β medianamente bajo, función de pertenencia triangular.
- ✓ BB: Ángulo de paso β bajo, función de pertenencia triangular.
- ✓ BM: Ángulo de paso β medio, función de pertenencia triangular.
- ✓ BA: Ángulo de paso β alto, función de pertenencia triangular.
- ✓ BMA: Ángulo de paso β medianamente alto, función de pertenencia triangular.
- ✓ BXA: Ángulo de paso β muy alto, función de pertenencia triangular.

Las características de las funciones de pertenencia de $\beta(t)$, se observan en la ilustración 4.12.

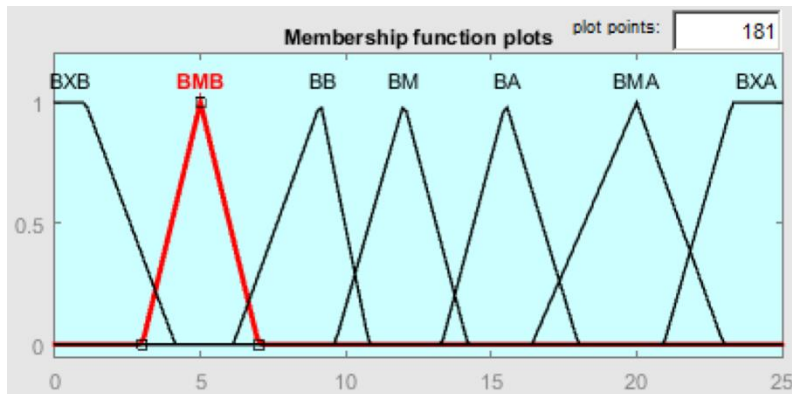


Ilustración 4.12: Funciones de Pertenencia del ángulo de paso $\beta(t)$.

4.6 Base de Reglas difusas

En el libro “Flexible neuro fuzzy system”(Leszek Rutkowski, 2004) se indica como una conclusión que el mecanismo de inferencia Mamdani, responde mejor para la aproximación de sistemas no lineales al compararlo con los sistemas de inferencia lógicos como el Takagi Sugeno, como el sistema a controlar es no lineal se elige este mecanismo de inferencia. La implicación AND es modelada por el mínimo operador y la sentencia conectiva es definida por el máximo operador. Se considera el siguiente conjunto de 49 reglas difusas IF...THEN, entre las funciones de pertenencia de las señales de entrada y salida.

1. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BMB
2. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BB
3. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BA
4. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BMA
5. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BXA
6. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BXA
7. IF $e(t)$ es ENA AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BXA
8. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BXB
9. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BMB
10. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BA
11. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BMA
12. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BMA
13. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BXA
14. IF $e(t)$ es ENM AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BXA
15. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BXB
16. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BMB

17. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BM
18. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BA
19. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BMA
20. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BXA
21. IF $e(t)$ es ENB AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BXA
22. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BXB
23. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BMB
24. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BB
25. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BA
26. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BMA
27. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BMA
28. IF $e(t)$ es ECC AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BXA
29. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BXB
30. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BXB
31. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BB
32. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BM
33. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BMA
34. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BMA
35. IF $e(t)$ es EPB AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BXA
36. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VXB THEN $\beta(t)$ es BXB
37. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BXB
38. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BXB
39. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BB
40. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BA
41. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BA
42. IF $e(t)$ es EPM AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BMA
43. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VXV THEN $\beta(t)$ es BXB
44. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VMB THEN $\beta(t)$ es BXB
45. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VB THEN $\beta(t)$ es BMB
46. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VM THEN $\beta(t)$ es BB
47. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VA THEN $\beta(t)$ es BA
48. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VMA THEN $\beta(t)$ es BA
49. IF $e(t)$ es EPA AND $v(t)$ es VXA THEN $\beta(t)$ es BMA

4.7 Defusificación

La estrategia considerada es la del centro de gravedad. El controlador se implementa utilizando la herramienta GUI fuzzy de simulink, en la cual se ingresan las funciones de pertenencia de entradas y salidas, las reglas de lógica difusa, el modelo de AND, OR, Implicación, sentencia conectiva y el método de defusificación,

en la ilustración 4.13 se muestra la elección de las características del controlador difuso.

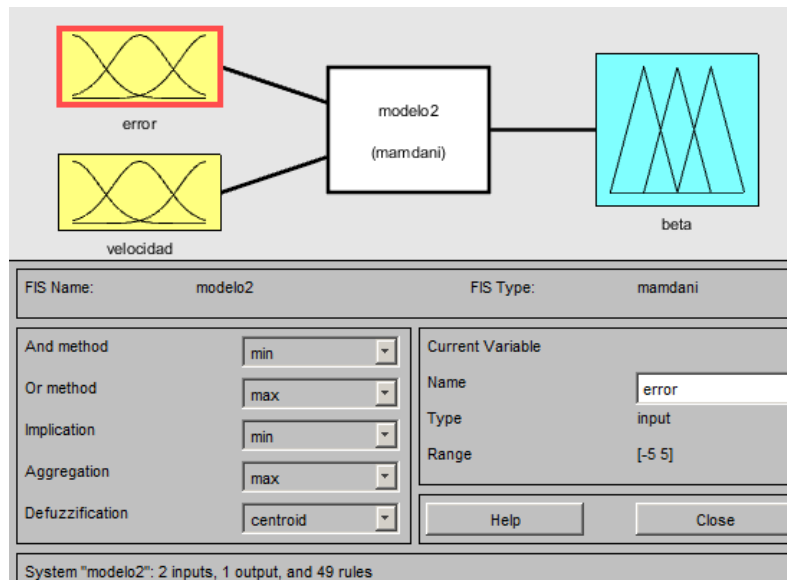


Ilustración 4.13: Controlador Difuso con la herramienta fuzzy de simulink.

4.8 Control difuso de la potencia de un aerogenerador, mediante la variación del ángulo de paso β .

Se va a realizar la simulación del control difuso de la potencia del aerogenerador, desarrollado en el capítulo 3, considerando los modelos del aerogenerador del capítulo 2, es decir los modelos de la turbina, del sistema de transmisión compuesto por los engranajes, actuador de la variación del ángulo de paso β y del generador de inducción jaula de ardilla.

4.8.1 Control de la potencia mecánica de la turbina por variación del ángulo de paso β .

En el sistema realimentado se considera como señal de entrada de referencia $P_r = 330$ kW, la señal realimentada es la potencia eléctrica de la turbina, los parámetros de la turbina, engranajes y generador se muestran en los anexos. El diagrama del sistema completo en Simulink en la ilustración 4.14.

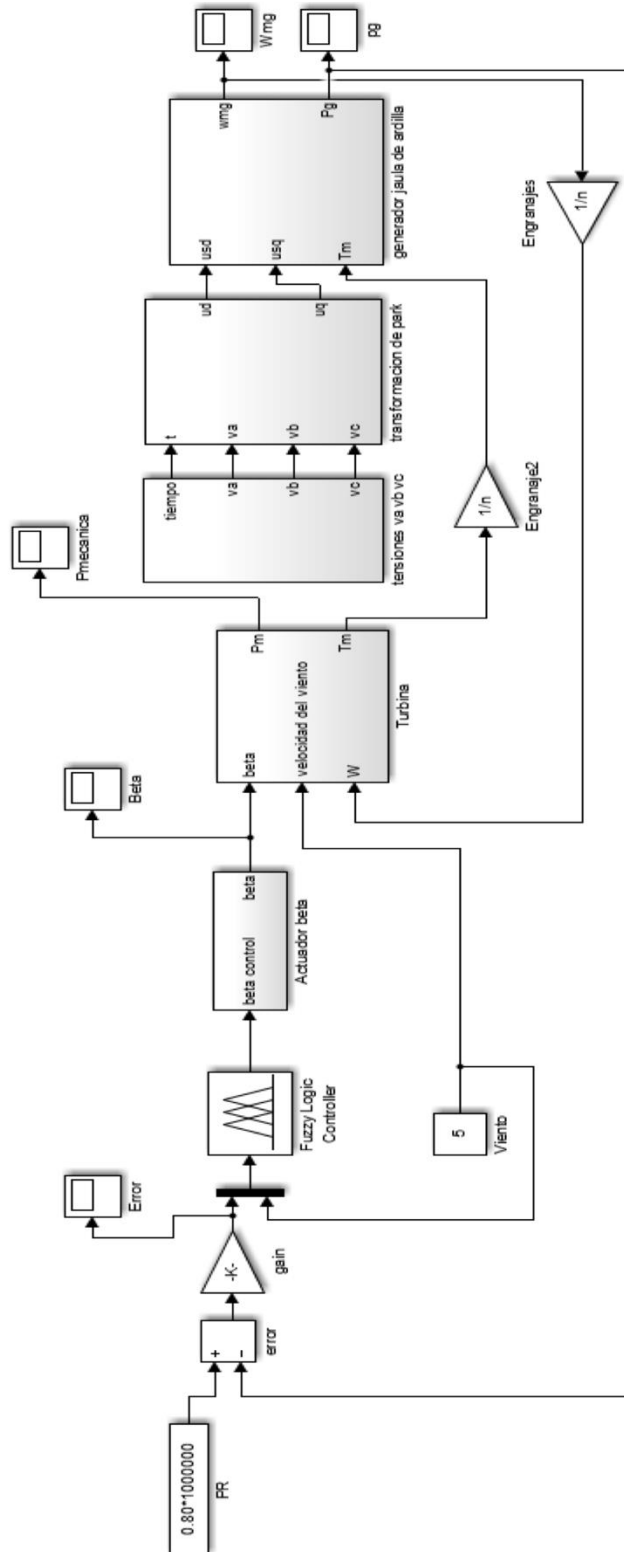


Ilustración 4.14: Sistema de control de lazo cerrado.

Las simulaciones presentadas son con base a las velocidades del viento a una altura de 50 m.s.n.s. para el año 2016.

Mes	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Velocidad (m/s)	8.17	10.88	5.90	6.08	4.99	4.70	3.99	4.44	4.33	5.98	8.34	7.57

Tabla 4.1: Velocidades de viento a 50 m.s.n.s para el año 2016.

- Para velocidad de viento de 5 m/s, resultados:

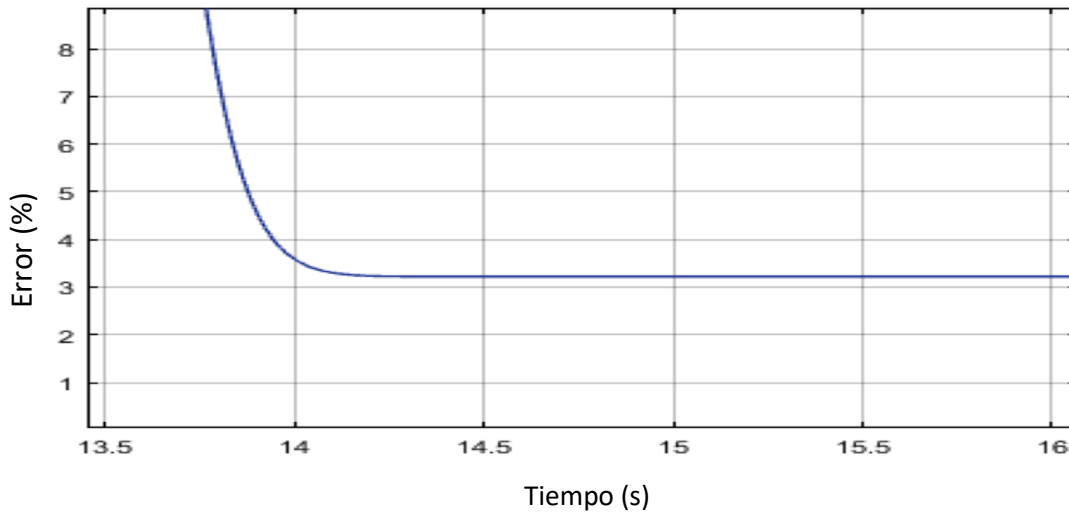


Ilustración 4.15: Error vs tiempo.

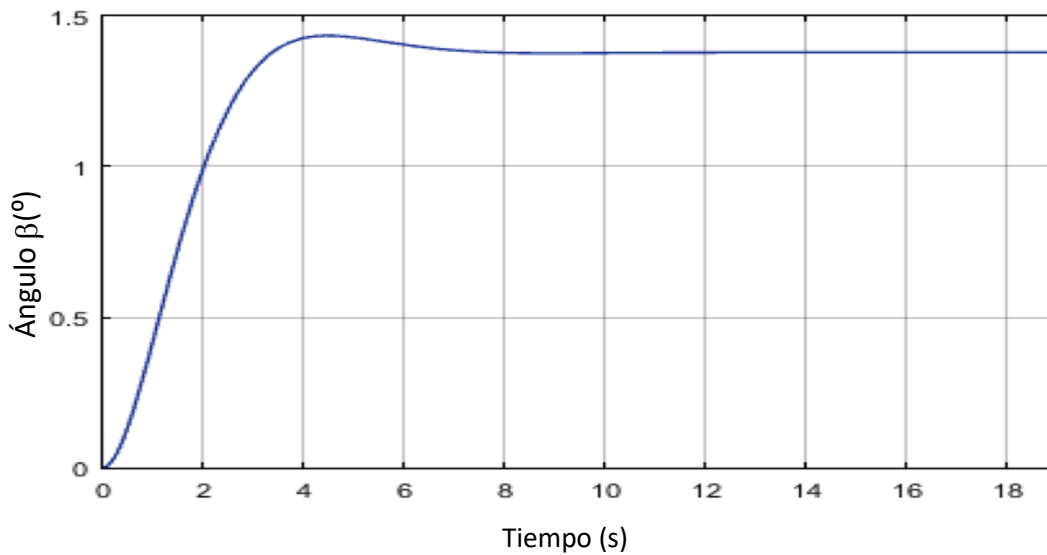


Ilustración 4.16: Ángulo Beta vs tiempo.

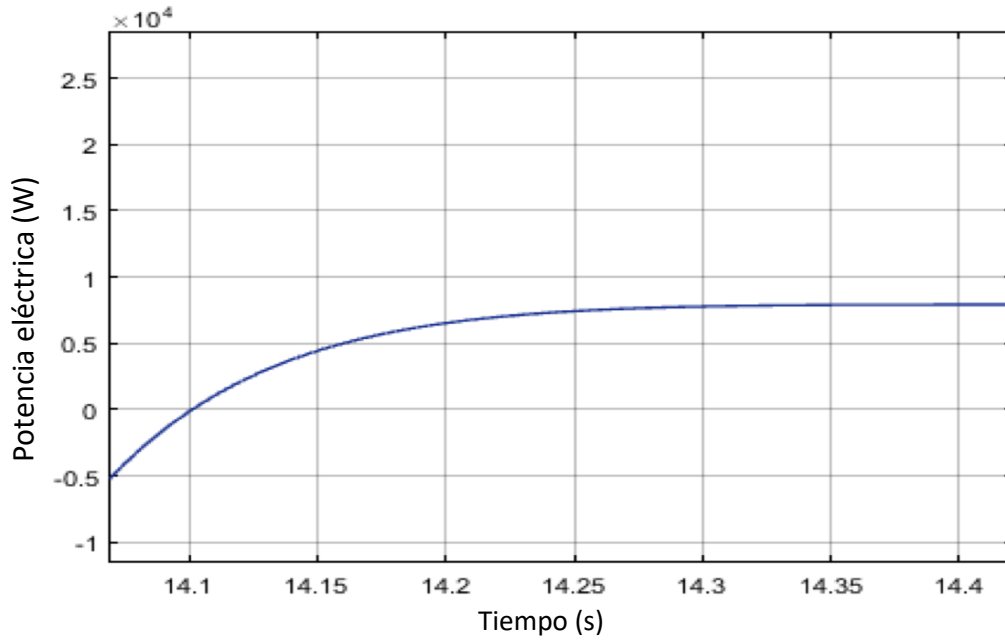


Ilustración 4.17: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para la velocidad de viento $v=8$ m/s, resultados:

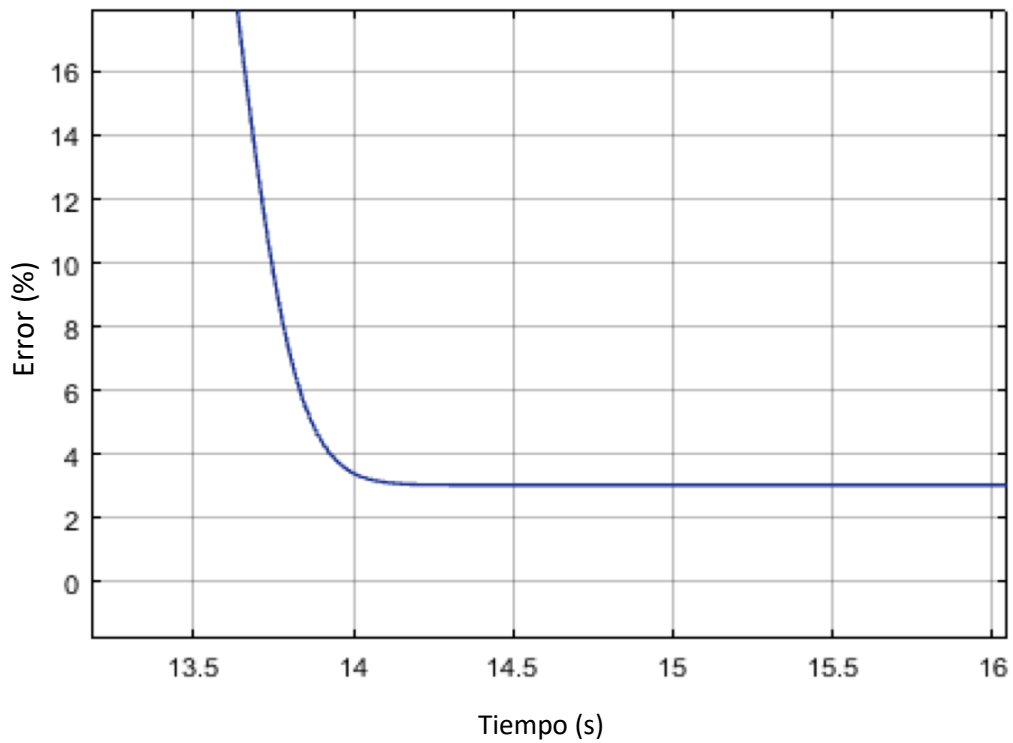


Ilustración 4.18: Error vs tiempo.

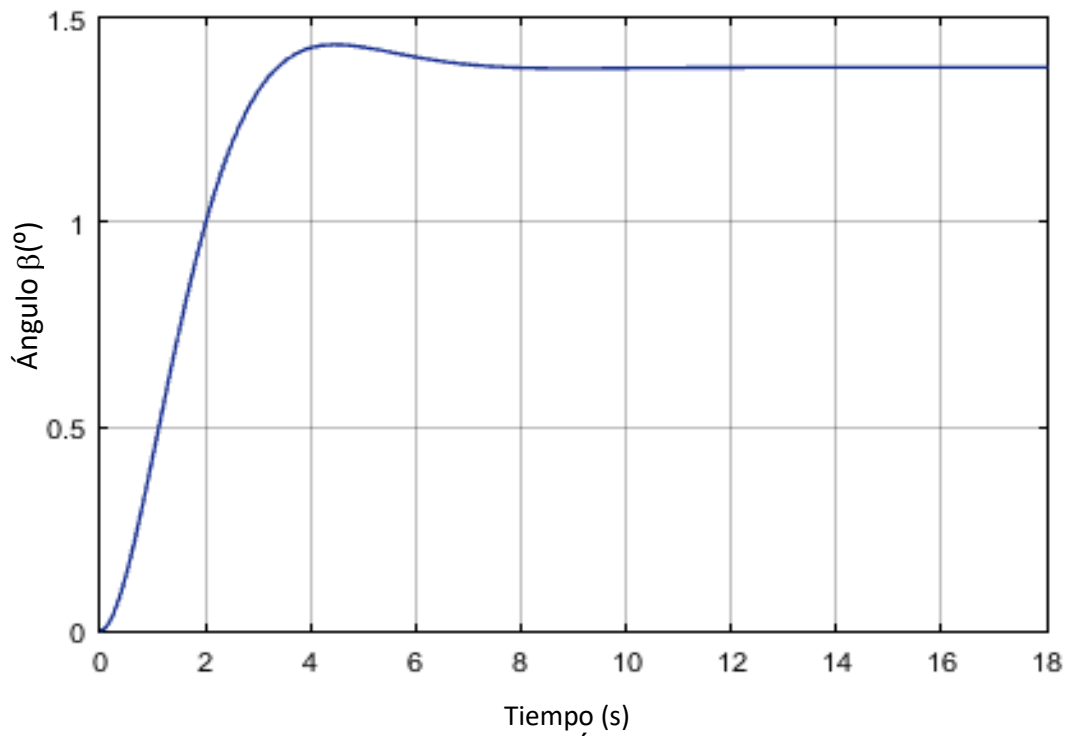


Ilustración 4.19: Ángulo beta vs tiempo.

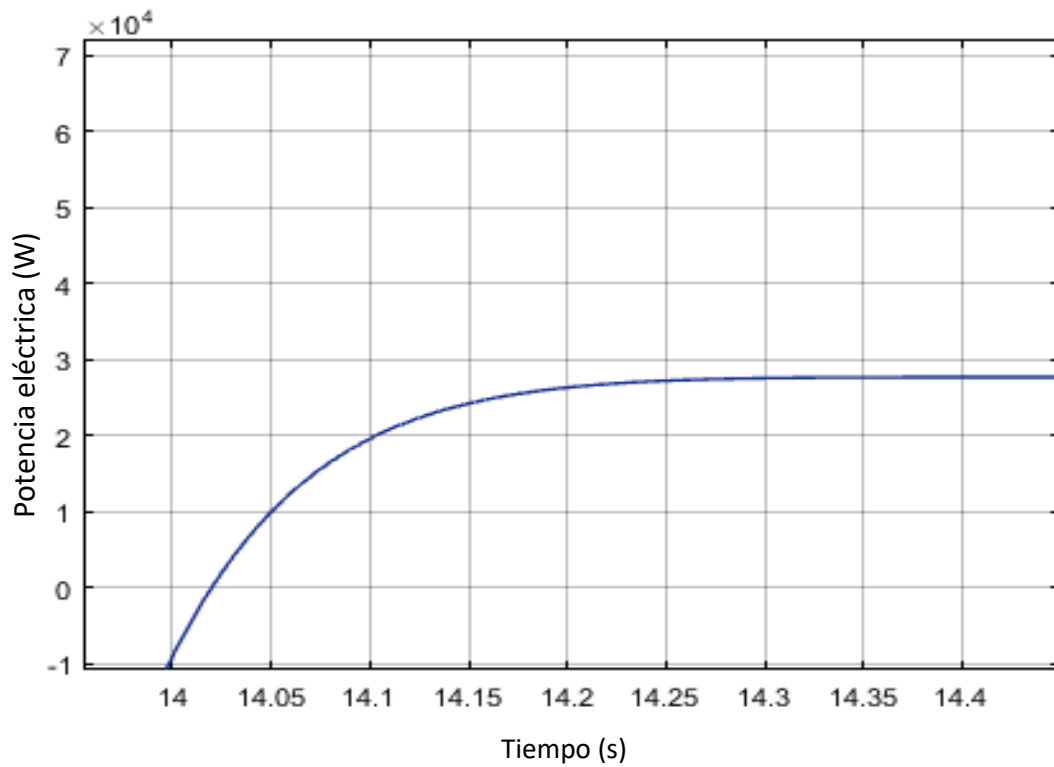


Ilustración 4.20: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para la velocidad de viento $v=10$ m/s, resultados:

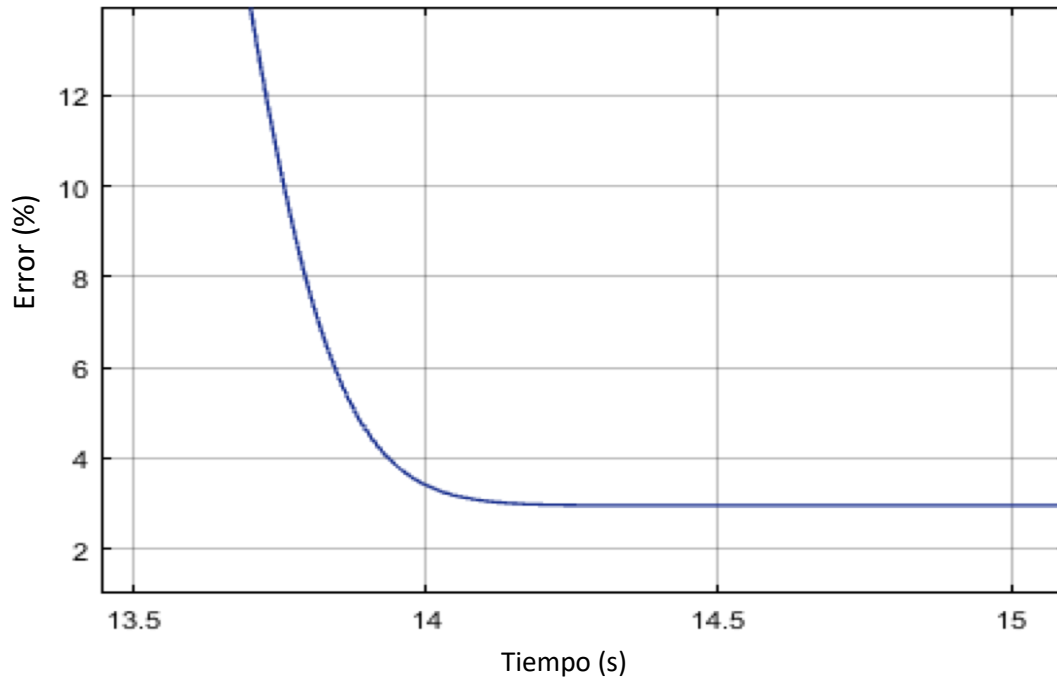


Ilustración 4.21: Error vs tiempo.

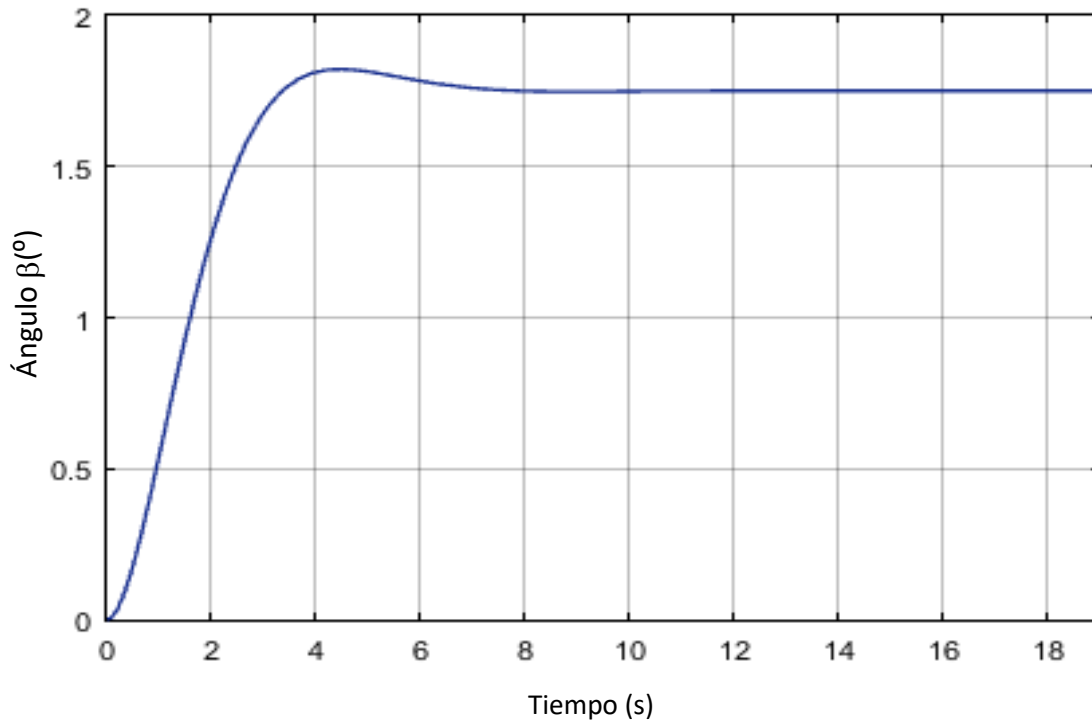


Ilustración 4.22: Ángulo beta vs tiempo.

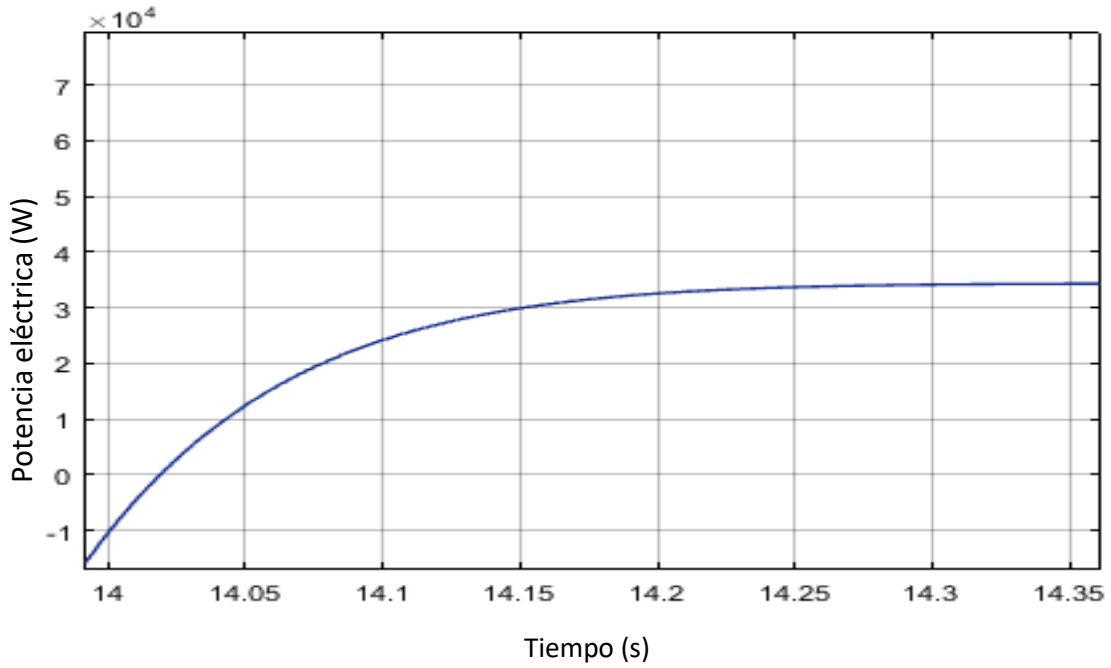


Ilustración 4.23: Potencia eléctrica vs tiempo.

Datos:

Potencia nominal: 800 kW

Diámetro: 52.9 m

- Para 5 m/s se observan el error, potencia eléctrica y ángulo beta.

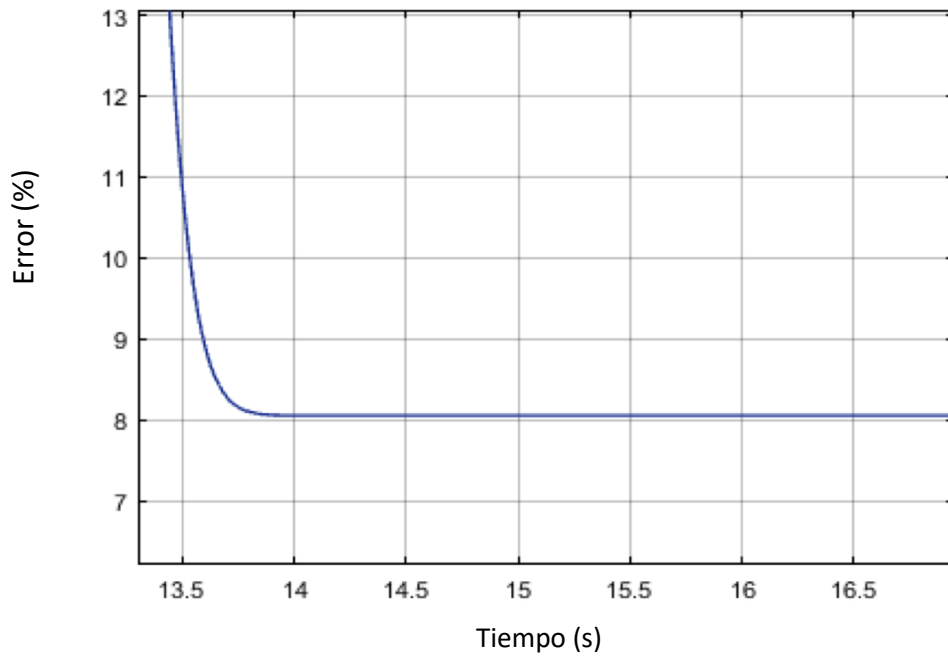


Ilustración 4.24: Error vs tiempo.

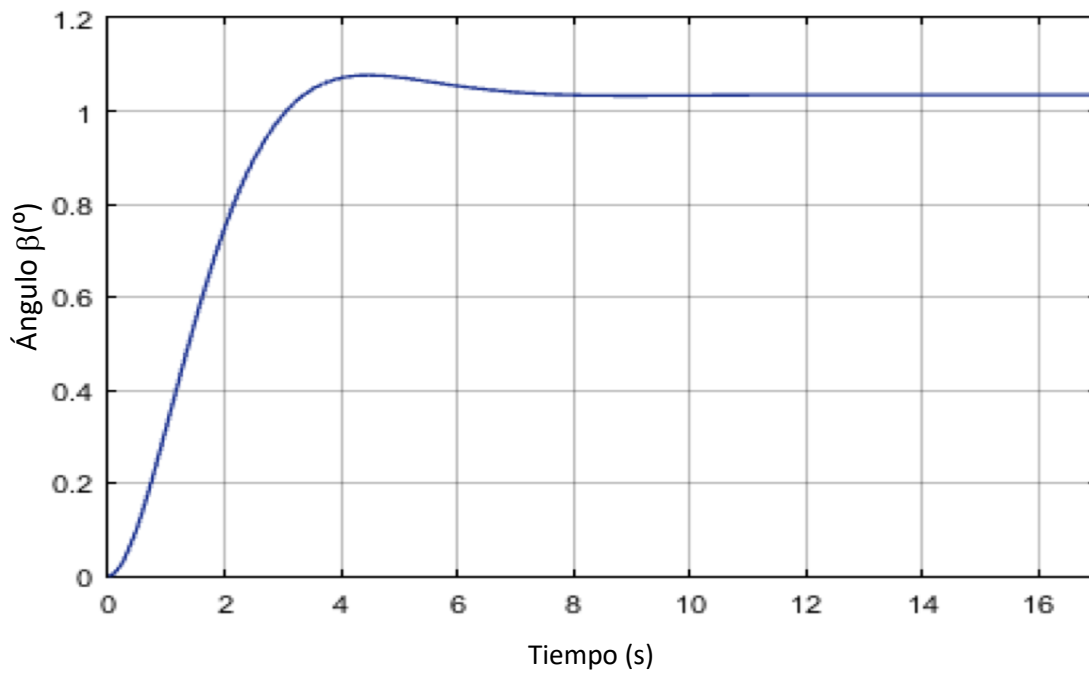


Ilustración 4.25: Ángulo beta vs tiempo.

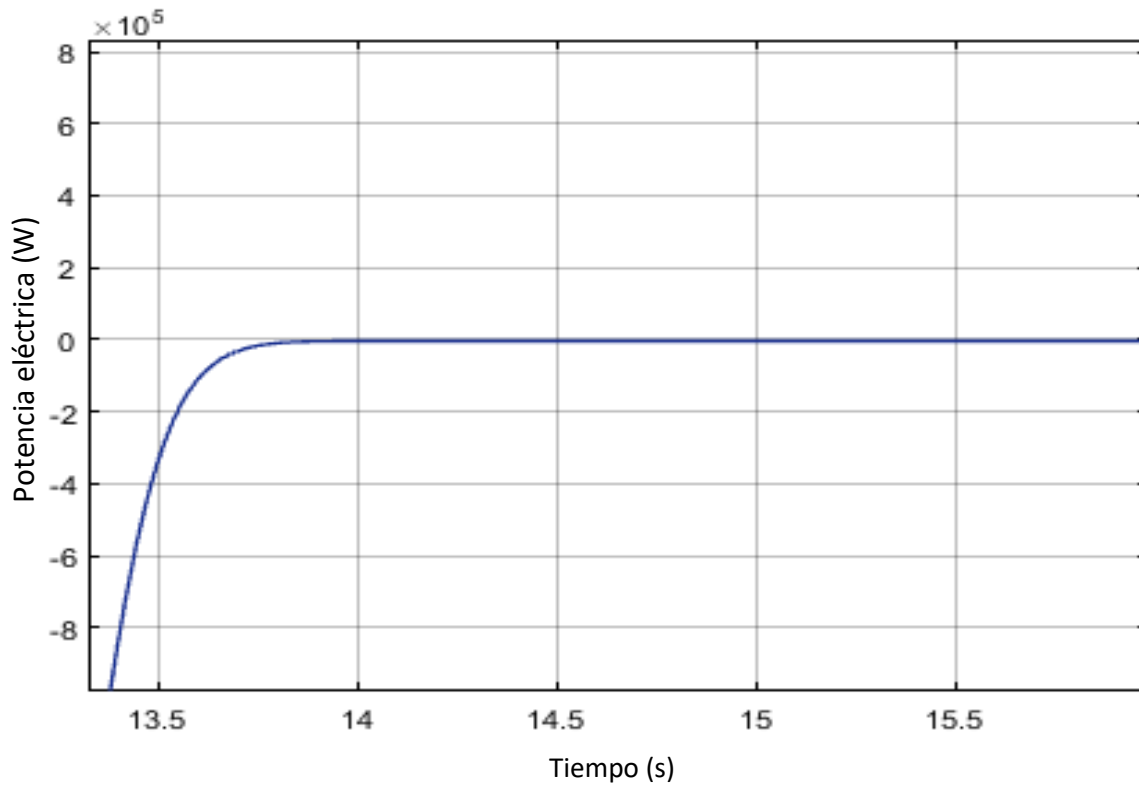


Ilustración 4.26: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para $v=8$ m/s

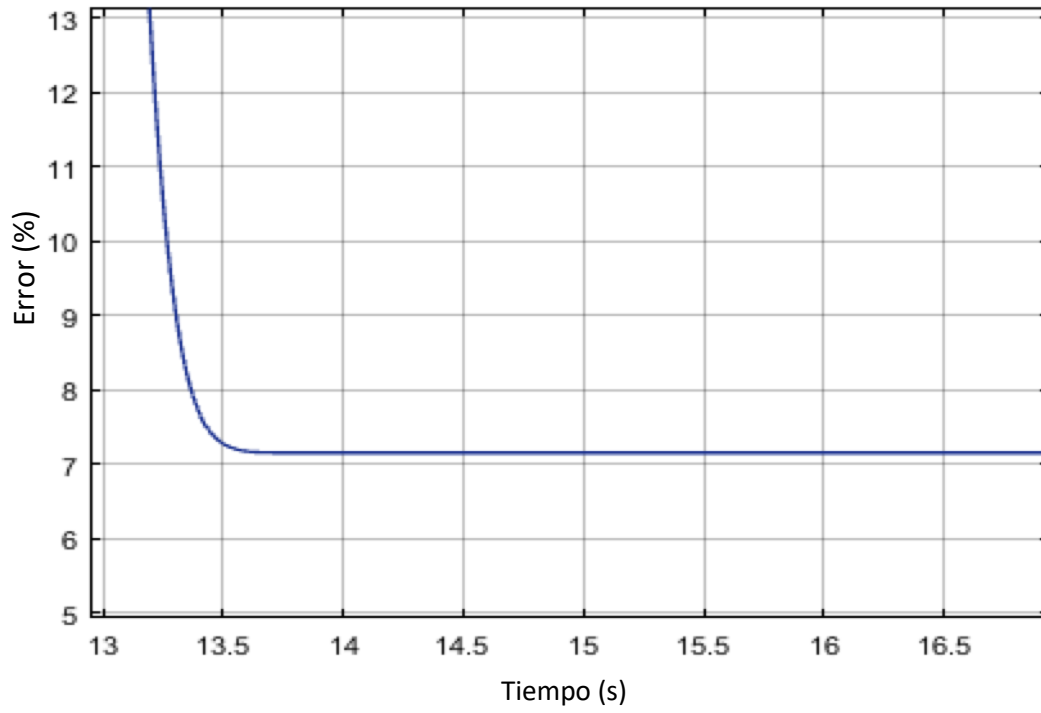


Ilustración 4.27: Error vs Tiempo.

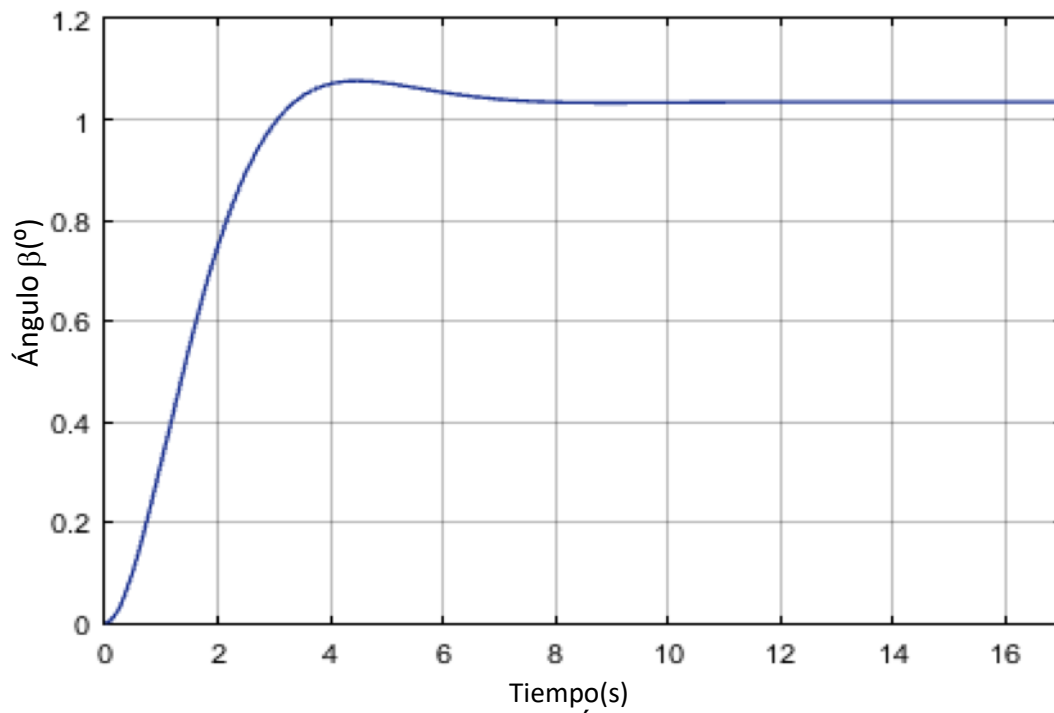


Ilustración 4.28: Ángulo beta vs tiempo.

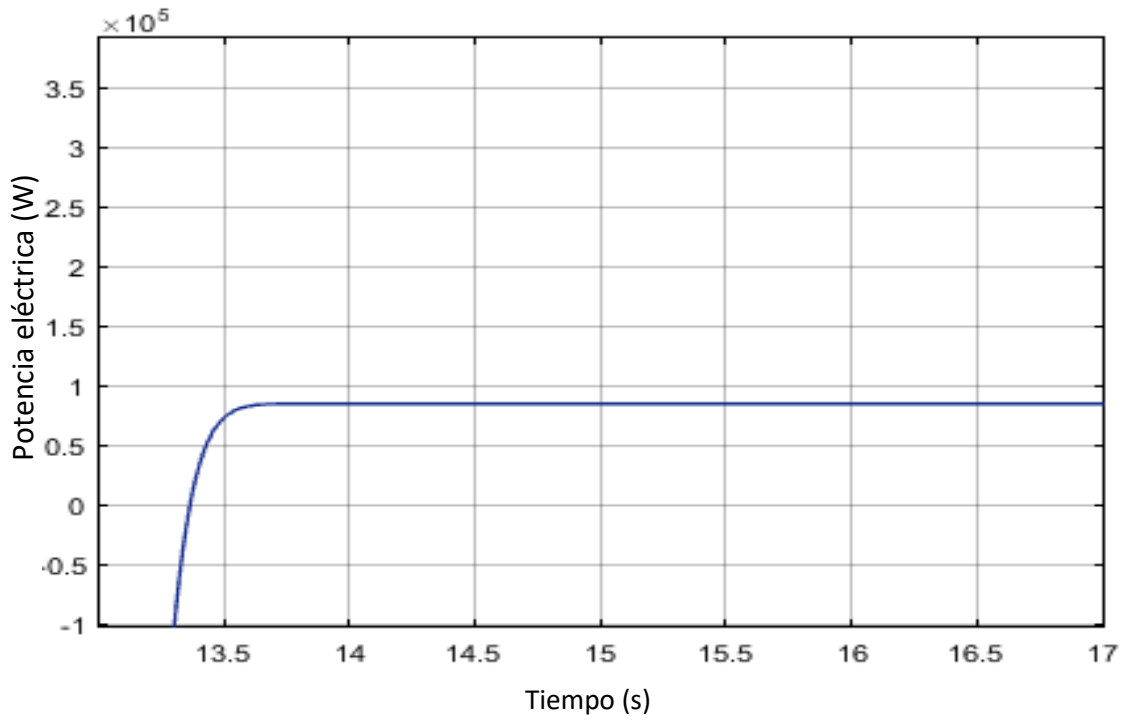


Ilustración 4.29: Potencia vs tiempo.

- Para $v=10$ m/s

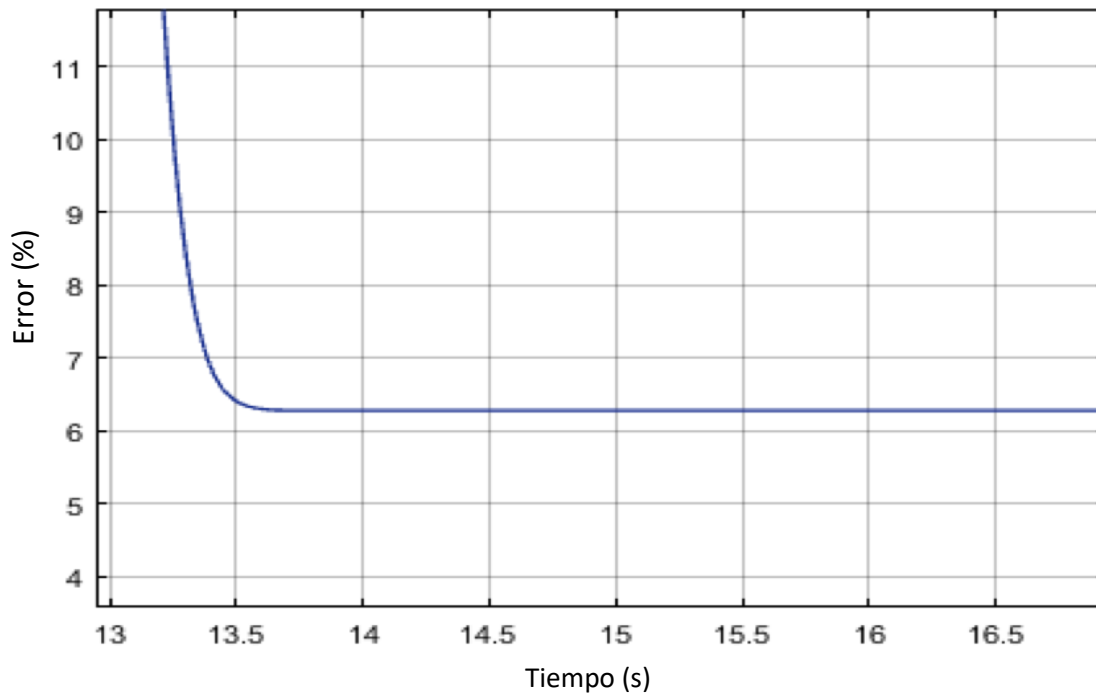


Ilustración 4.30: Error vs tiempo.

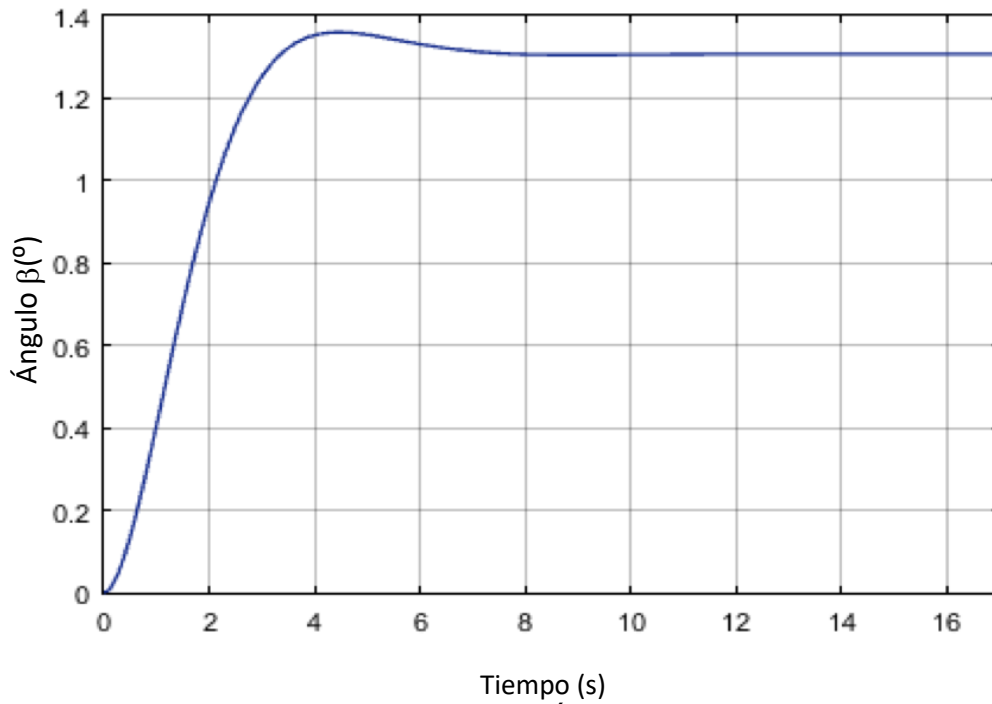


Ilustración 4.31: Ángulo beta vs tiempo.

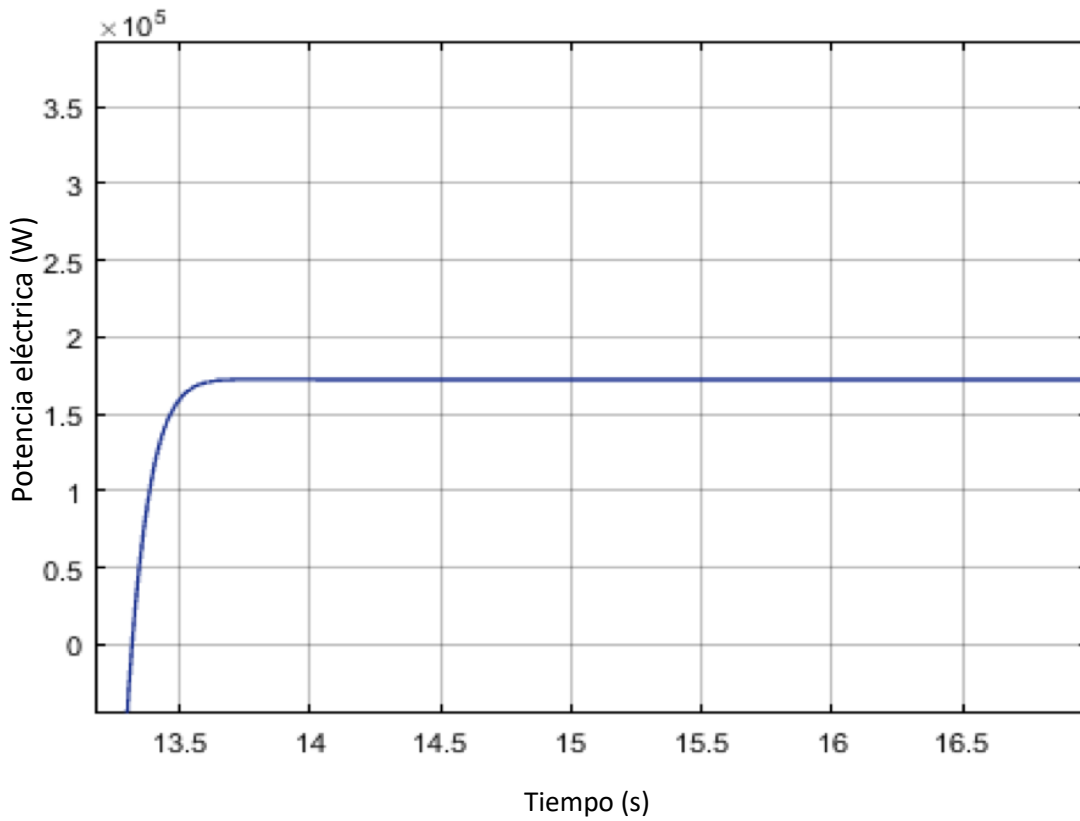


Ilustración 4.32: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para $v = 14 \text{ m/s}$

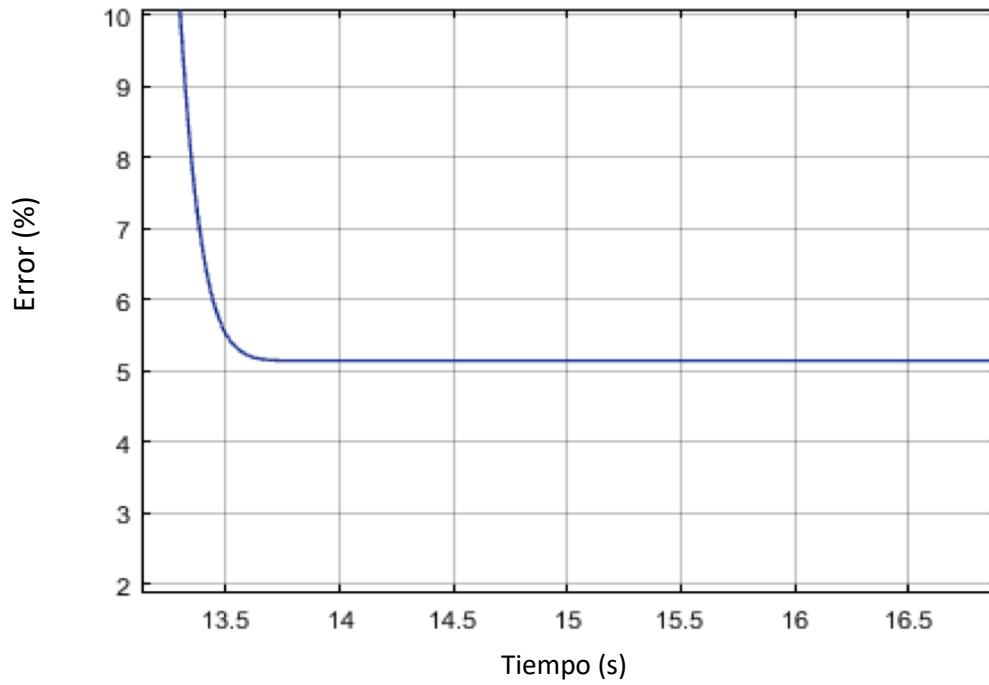


Ilustración 4.33: Error vs tiempo.

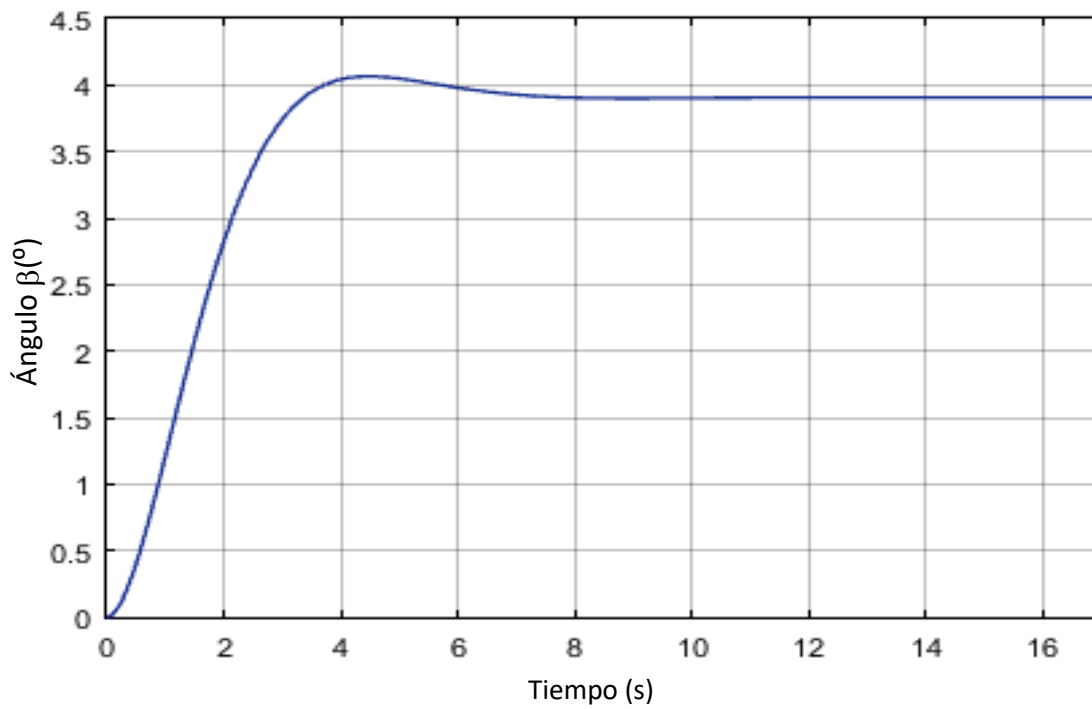


Ilustración 4.34: Ángulo beta vs tiempo.

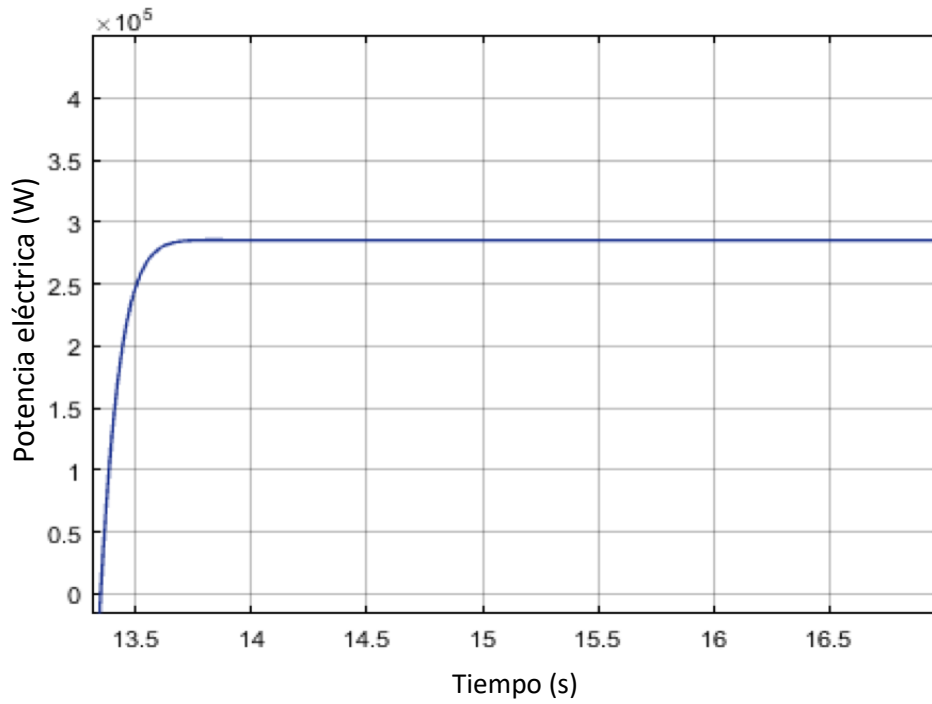


Ilustración 4.35: Potencia eléctrica vs tiempo.

Datos:

Potencia: 2000 kW Diámetro: 82 m

- Para $v = 5$ m/s

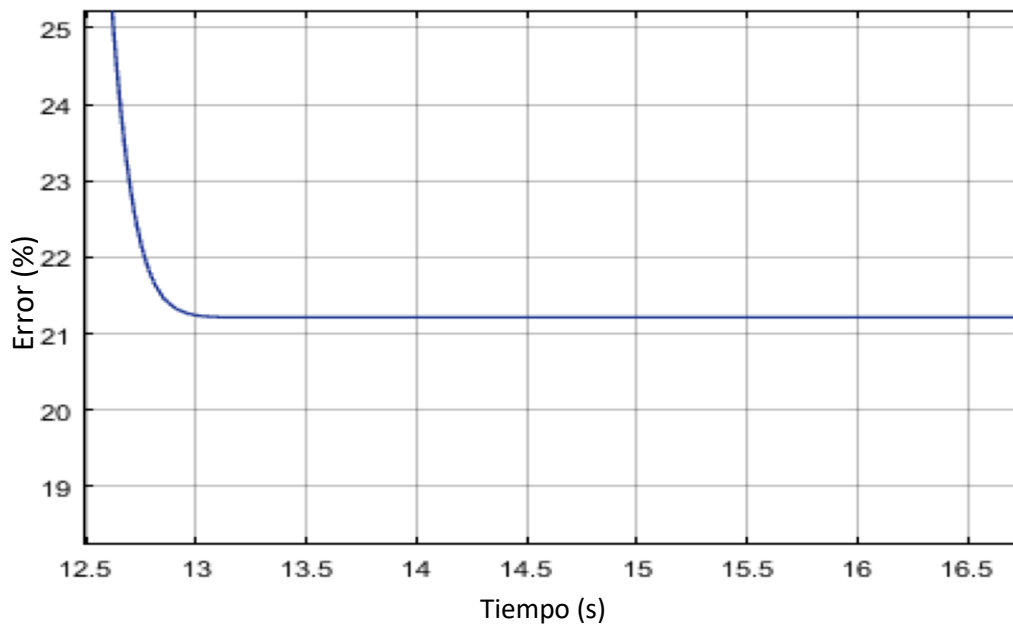


Ilustración 4.36: Error vs tiempo.

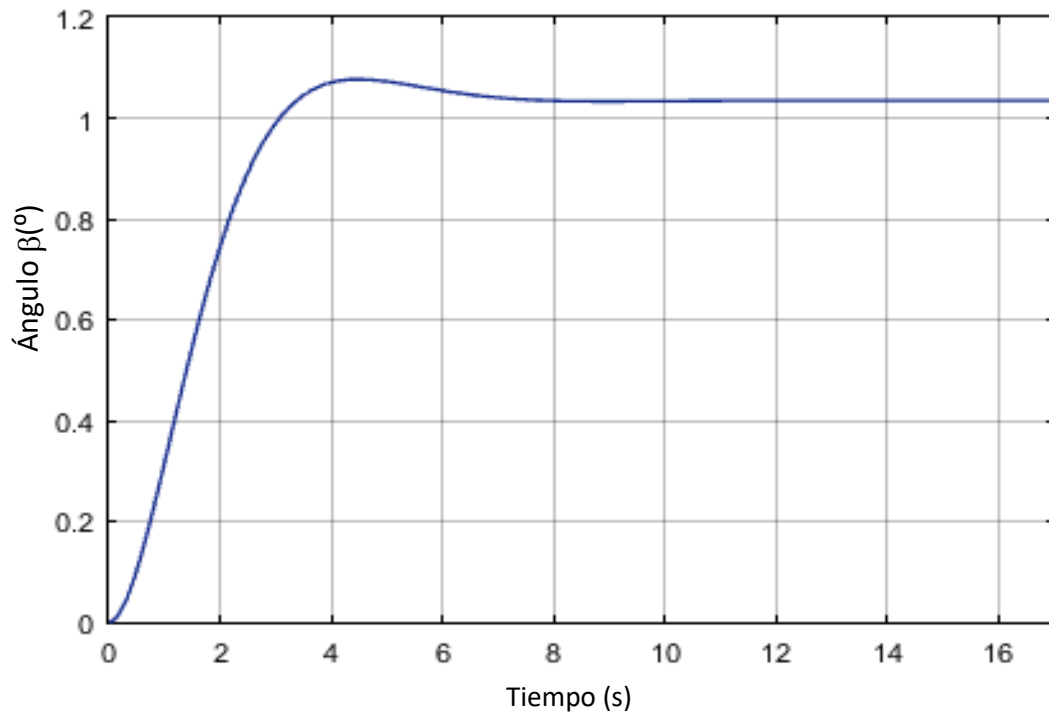


Ilustración 4.37: Ángulo beta vs tiempo.

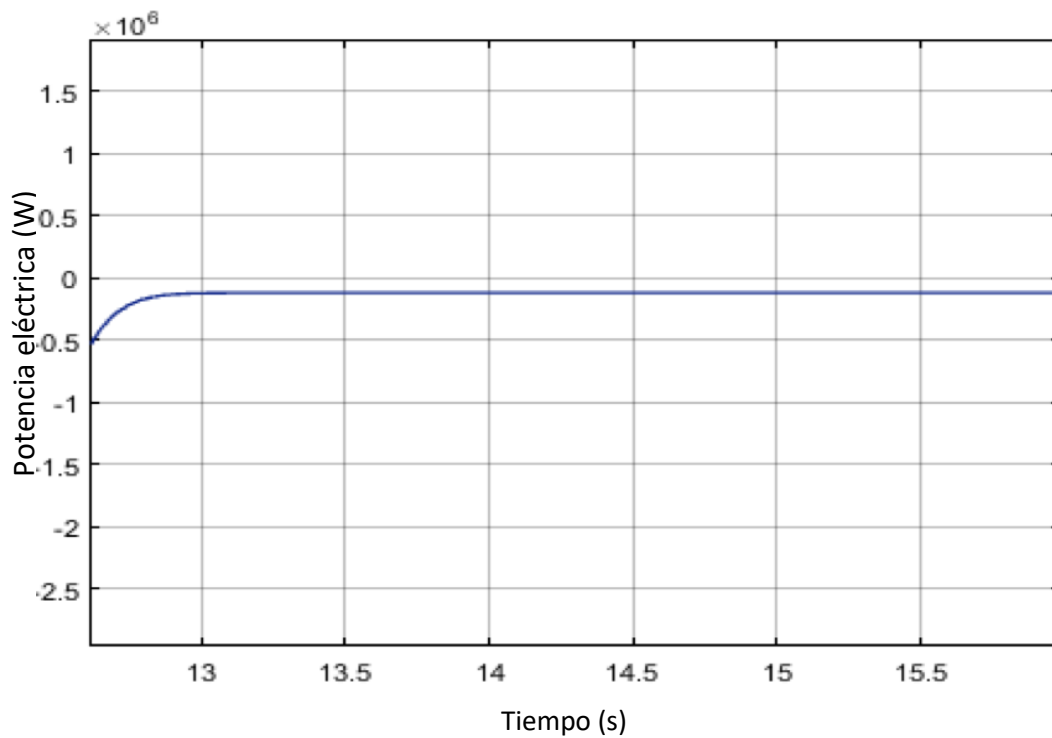


Ilustración 4.38: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para $v = 8 \text{ m/s}$

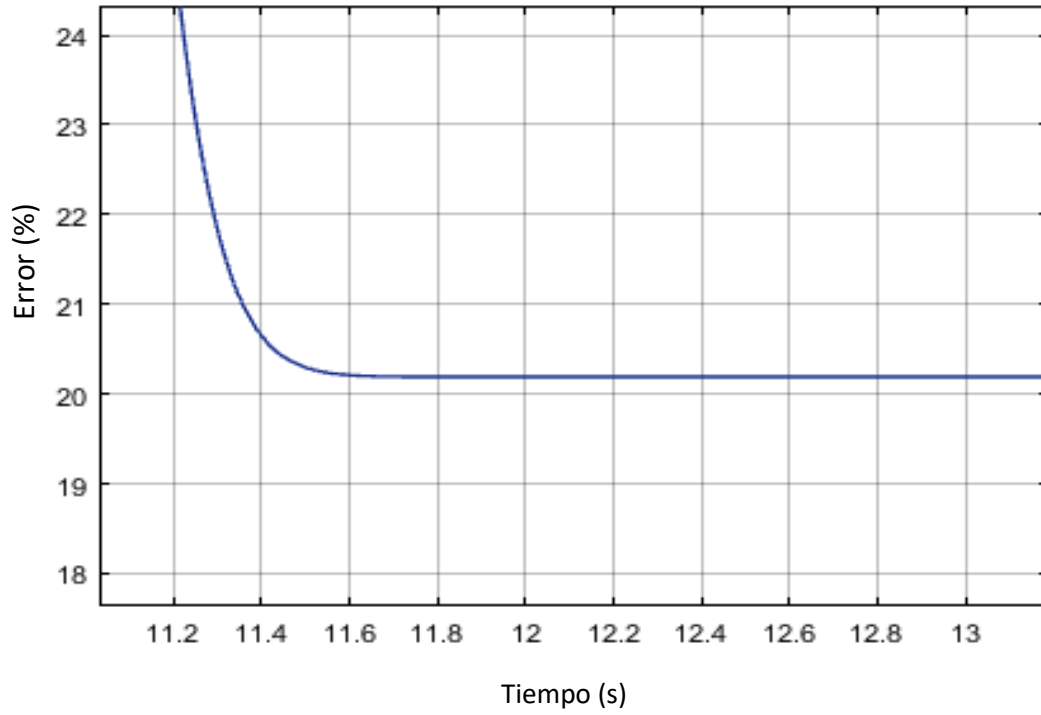


Ilustración 4.39: Error vs tiempo.

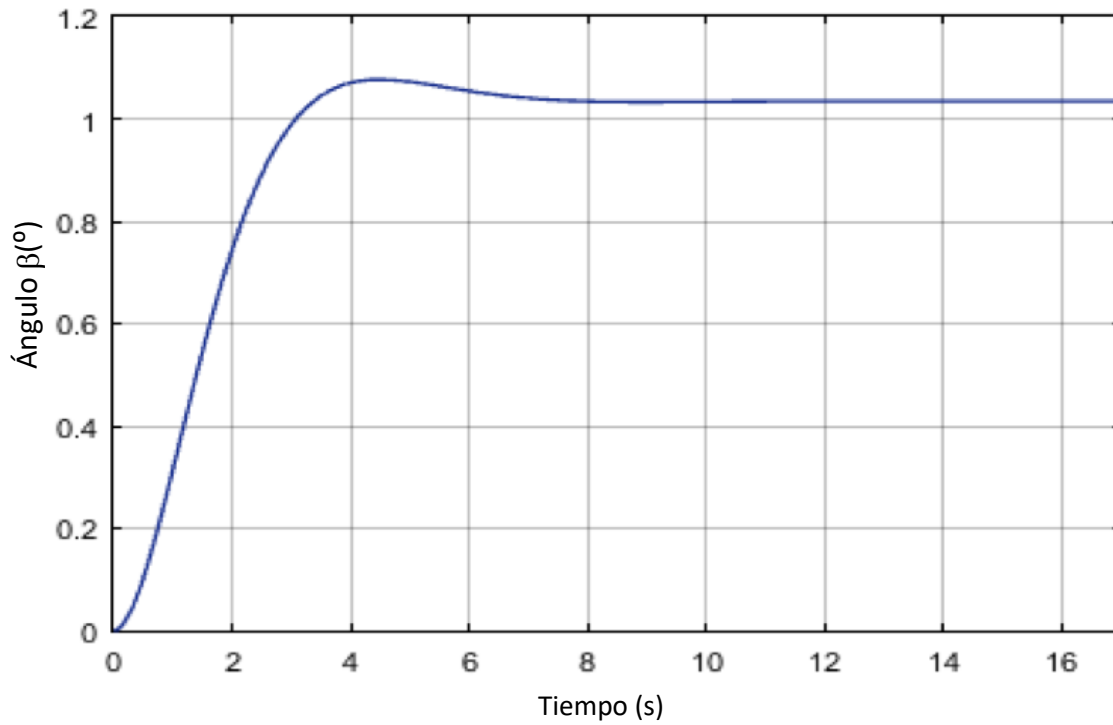


Ilustración 4.40: Ángulo beta vs tiempo.

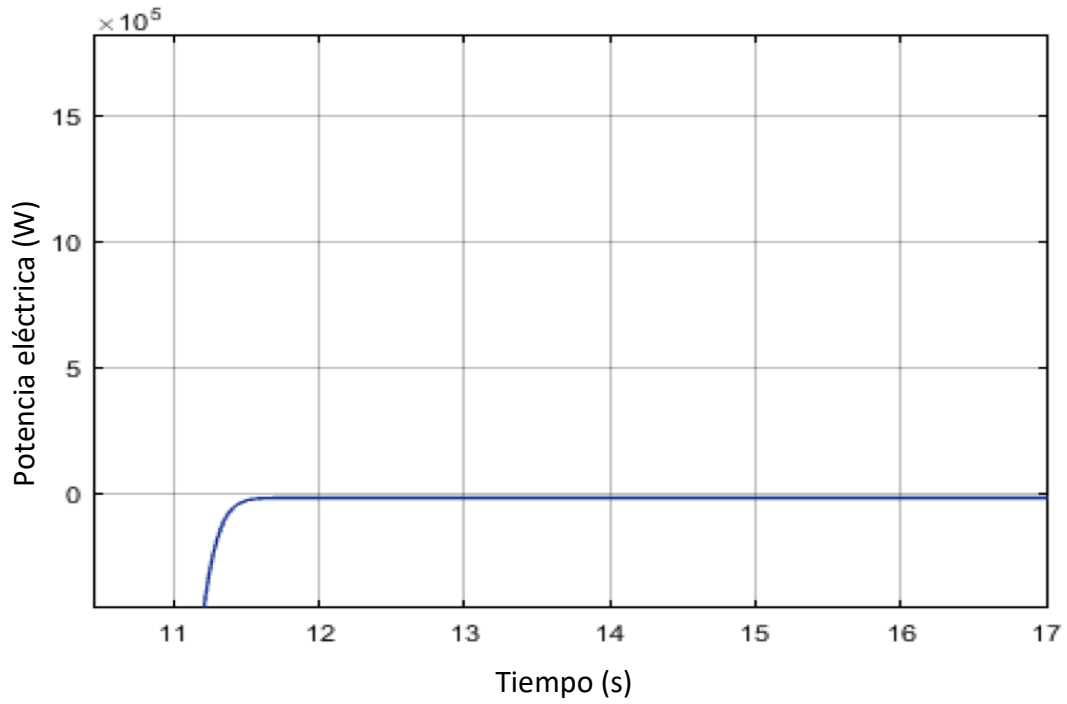


Ilustración 4.41: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para $v=10\text{m/s}$

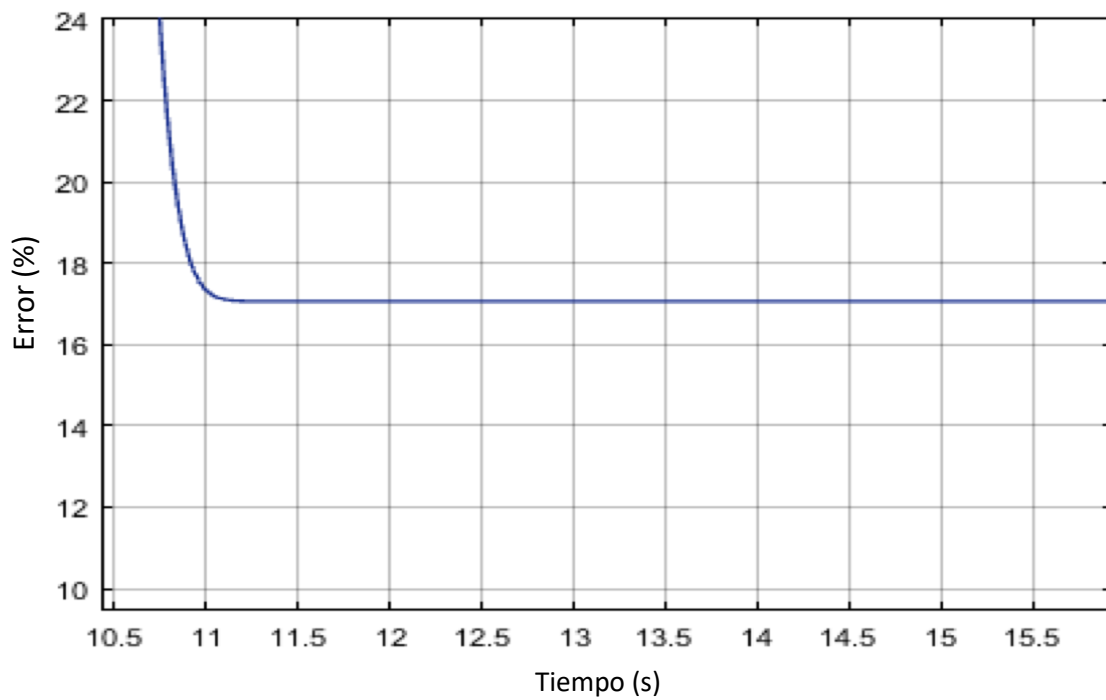


Ilustración 4.42: Error vs tiempo.

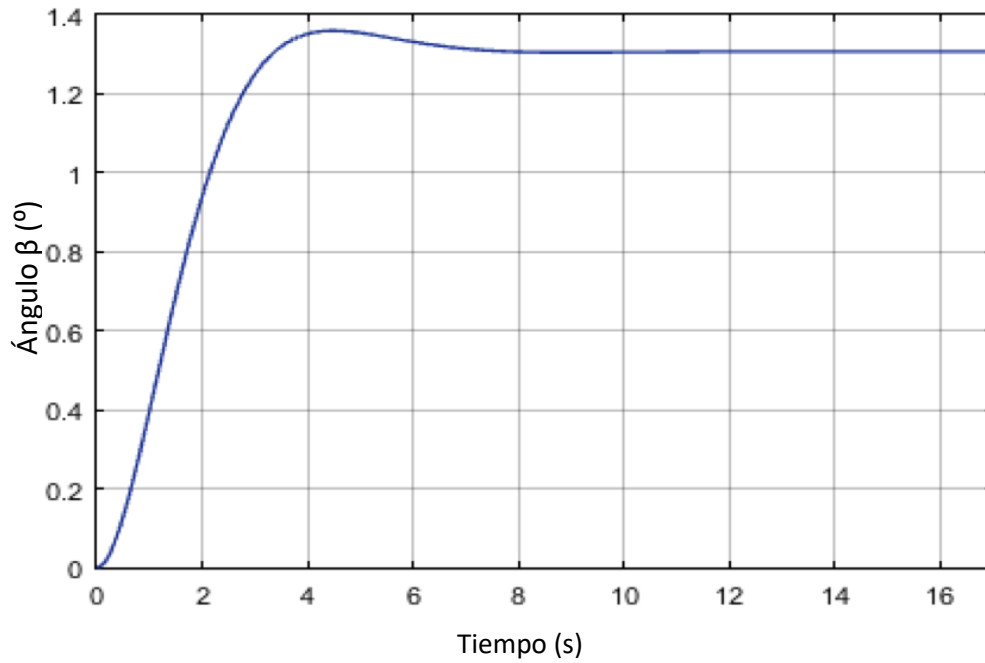


Ilustración 4.43: Ángulo beta vs tiempo.

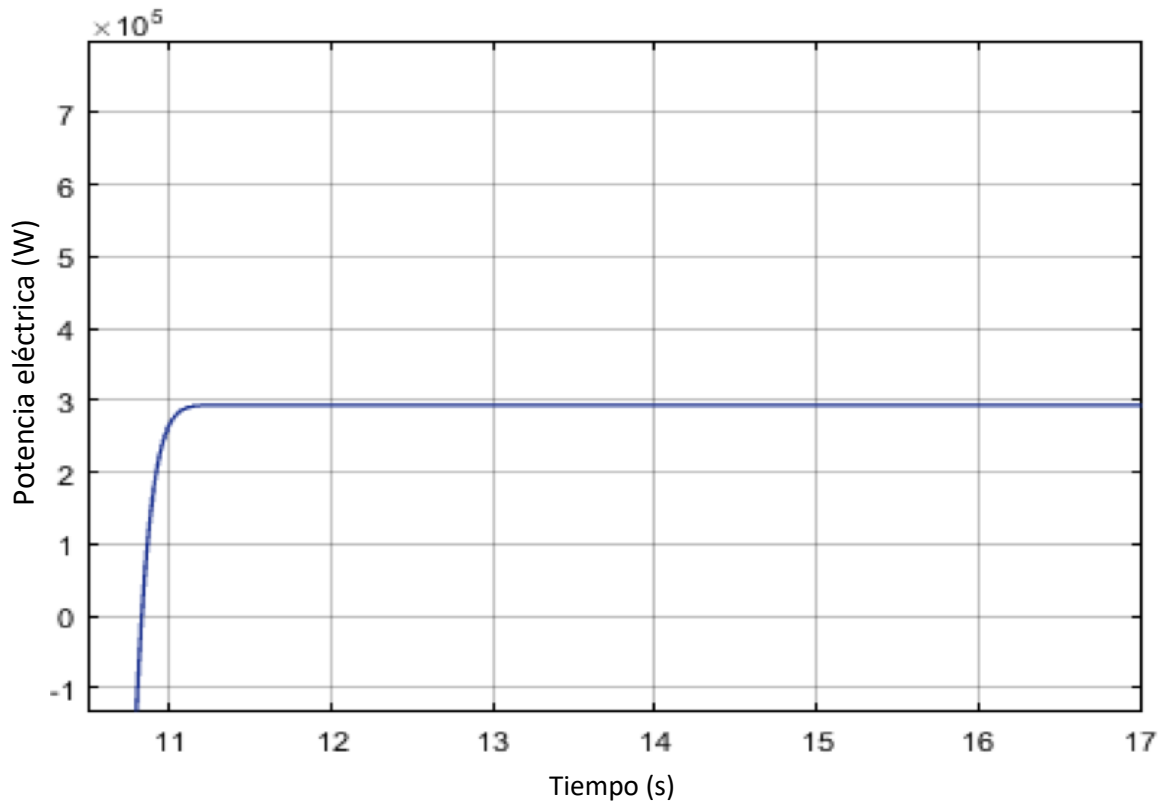


Ilustración 4.44: Potencia eléctrica vs tiempo.

- Para $v=14$ m/s

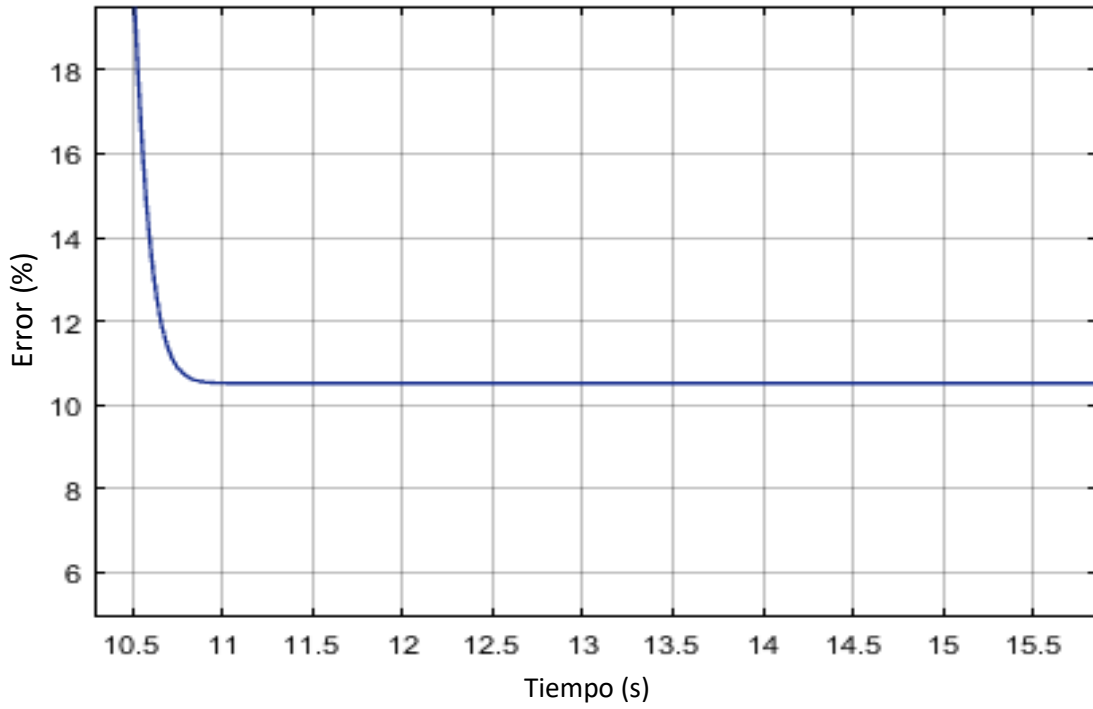


Ilustración 4.45: Error vs tiempo.

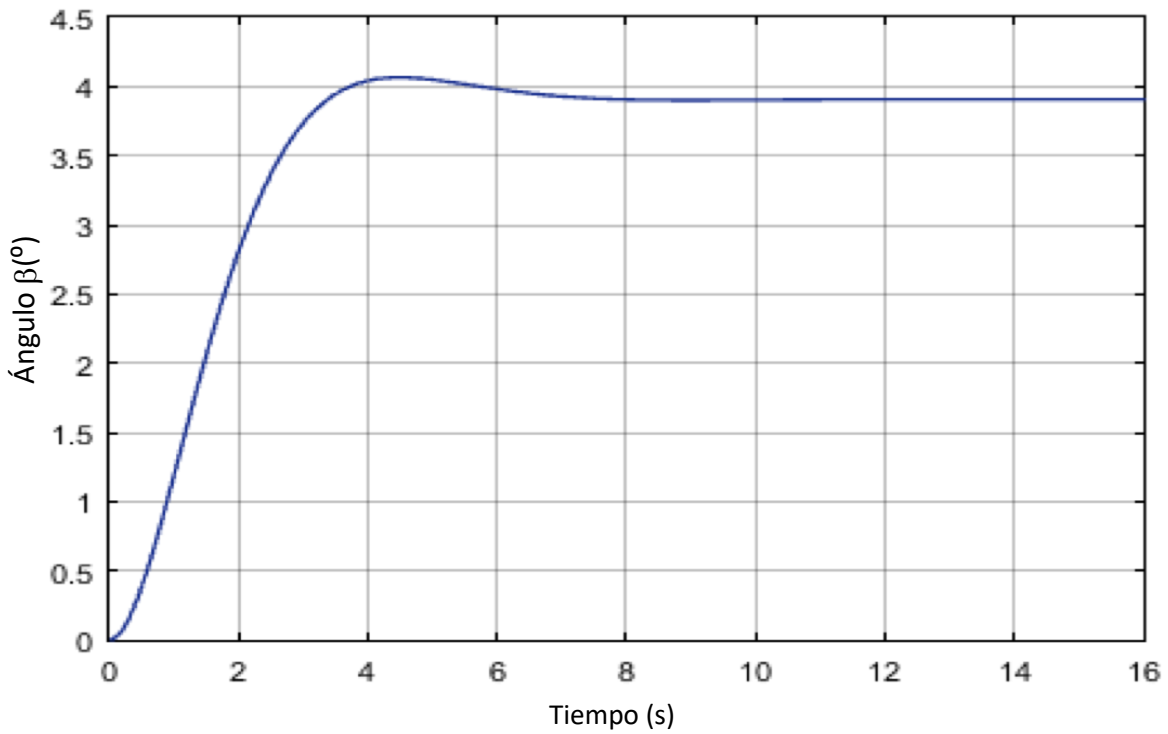


Ilustración 4.46: Ángulo beta vs tiempo.

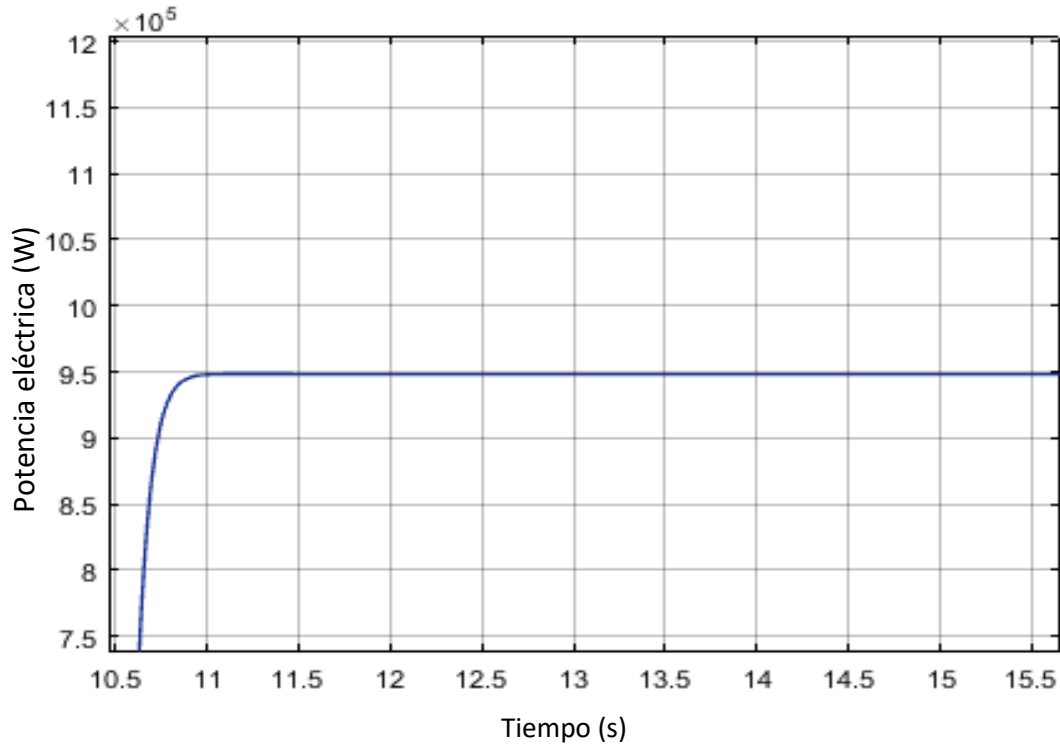


Ilustración 4.47: Potencia eléctrica vs tiempo.

El resumen de resultados de las simulaciones realizados se puede observar en la tabla 4.2.

Potencia del generador (kW)	Velocidad de viento (m/s)	Error (%)	Ángulo beta (°)	Potencia eléctrica (kW)
330	5	3	1.4	9
	8	2.5	1.4	30
	10	2.5	1.7	35
	14	3	3.9	50
800	5	8	1.1	0
	8	7	1.1	90
	10	6.1	1.3	180
	14	5	4	300
2000	5	21	1.1	0
	8	20	1.1	0
	10	17	1.3	300
	14	10	4	950

Tabla 4.2: Resultados para 3 generadores con potencias de 330 kW, 800 kW y 2000 kW.

4.9 Dimensionamiento del parque eólico.

Se eligió el Parque Nacional Cerro Verde ya que éste presenta las mejores velocidades de viento en el país.

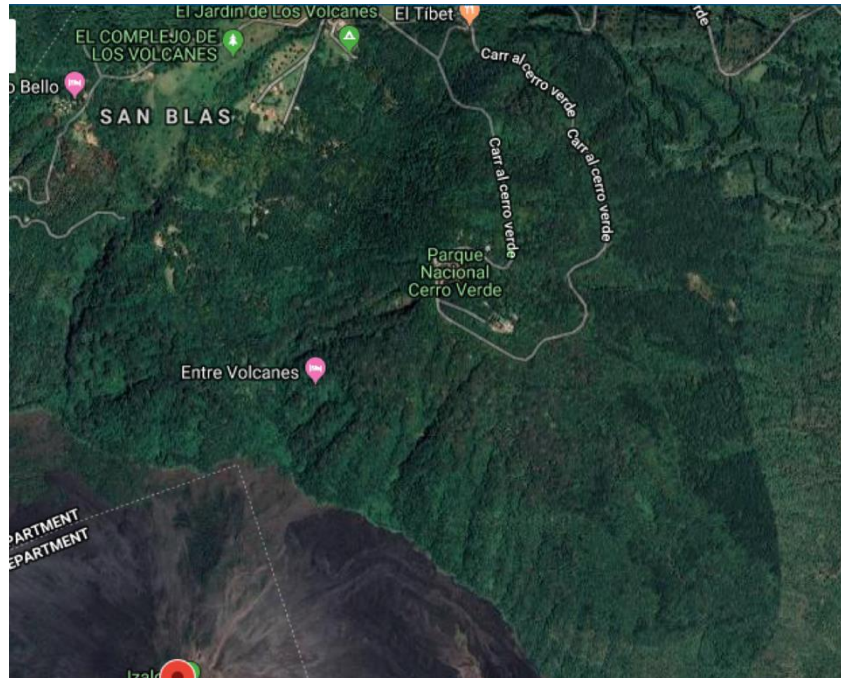


Ilustración 4.48: Parque Nacional Cerro Verde.

Ubicación	Entre los departamentos de Santa Ana y Sonsonate
Área	2,734.6 hectáreas (27.35 km ²)
Elevación	2381 msnm (metros sobre el nivel del mar)

Tabla 4.3: Datos generales del cerro verde.

Ubicación	Entre los departamentos de Santa Ana y Sonsonate
Área del parque eólico	1000 hectáreas (10.0 km ²)
Potencia instalada	10 MW
Número de turbinas	32 (33.4 de diámetro)
Altura de la turbina	50 m

Tabla 4.4: Datos de dimensionamiento del parque eólico.

Para la colocación de los aerogeneradores hay que tomar en cuenta dos aspectos:

- La distancia entre dos aerogeneradores de una misma fila no será nunca inferior a dos diámetros de rotor.
- Entre los aerogeneradores de una fila y la otra, siempre habrá una distancia superior a ocho diámetros.

La razón de estas distancias mínimas es la de minimizar el efecto sombra de unos aerogeneradores sobre otros.

La energía obtenida con el generador de 330 kW para distintas velocidades de viento con base a los resultados obtenidos en la ilustración 4.2 son:

- Para 5 m/s , 9 kW :

$$P_g = 9kW \times 32 = 288kW$$

- Para 8 m/s , 30 kW :

$$P_g = 30kW * 32 = 960kW$$

- Para 10 m/s , 35 kW :

$$P_g = 35kW * 32 = 1.120MW$$

- Para 14 m/s , 50 kW :

$$P_g = 50kW * 32 = 1.6MW$$

CONCLUSIONES

- Se seleccionó una turbina con potencia de 330 kW compuesta por 3 palas y un generador de inducción jaula de ardilla dado que es más eficiente, confiable y relativamente simple, las características principales se pueden observar en las tablas 2.1 y 2.2, además las condiciones de viento en la zona seleccionada, no permite utilizar generadores de mayor tamaño debido a que las velocidades son bajas.
- Se recolectaron y analizaron datos de viento a nivel nacional, obtenidos a través de satélites de la NASA y se seleccionaron tres lugares con los mejores datos de velocidades de viento en El Salvador que son Los Andes, Ahuachapán y El Cerro Verde, siendo éste último la mejor opción para una posible implementación de un parque eólico dado que posee las mejores condiciones de viento según los datos de la tabla 1.10 (NASA), por lo tanto se propone la instalación de 10 MW distribuidos en 32 turbinas de 330 KW; la elección de la potencia del aerogenerador se basa en los resultados de las simulaciones del capítulo 4, donde se puede observar en la tabla 4.2 la tendencia de los generadores a requerir vientos más fuertes para su funcionamiento a medida que se incrementa la potencia del aerogenerador, según la tabla 4.1 la máxima velocidad de viento disponible en El Salvador en la zona seleccionada es de 10.88 m/s, por lo tanto las turbinas de 330 KW resultan ser las más adecuadas.
- El modelo del generador que se eligió para el desarrollo de la investigación fué desarrollado y simulado a partir de las ecuaciones en el tiempo que modelan su funcionamiento, obtenidas de artículos especializados, sin realizar linealizaciones, ni simplificaciones, se obtuvieron los diagramas de bloques a partir de las ecuaciones que rigen al generador para la simulación del sistema desarrollo en Simulink de MatLab.
- La implementación del modelo en Simulink de MatLab está compuesta de tres bloques fundamentales, el primero es el bloque de control compuesto por el controlador fuzzy, el actuador beta y el sistema de realimentación, que tiene la función mantener la potencia constante y evitar daños por viento excesivo, de los resultados de la tabla 4.2 se observa que resulta difícil mantener la potencia de salida lo más cercana a la referencia P_r cuando la velocidad del viento es baja y el generador es de gran potencia, por lo tanto se produce un mayor porcentaje de error, el segundo bloque está compuesto

de elementos mecánicos como las hélices y engranajes, el tercero es el bloque de potencia conformado por los componentes de generador .

- Una limitante que se tuvo en la realización de este trabajo de graduación es que los datos obtenidos del satélite de la NASA solo abarcan promedios de velocidades de viento hasta los 50 m.s.n.s, esto impide que se puedan realizar comparaciones más concretas entre distintas potencias de generadores con la variación de la altura. Se recomienda realizar mediciones de velocidades de viento para alturas superiores a los 50 m.s.n.s para un período de 2 años, para realizar simulaciones y con base a los resultados obtenidos seleccionar el generador adecuado para el parque eólico.

BIBLIOGRAFÍA

- Cuaderno Técnico número 12, Plantas Eólicas.
- CNE (2016), Sector Eléctrico de El Salvador.
- Coordinación de Energías Renovables, Dirección Nacional de Promoción, Subsecretaría de Energía Eléctrica, Energías renovables 2008, Energía Eólica.
- Guanrong Chen, Trung Tat Pham (2000) *Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, and Fuzzy Control Systems*. CRC Press.
- Kumar C.H.S; Sarma A.V.R.S; Prasad P.V.N (2006) *Fuzzy Logic Based Control of Wind Turbine Driven Squirrel Cage Induction Generator Connected to Grid*.
- Milton de Oliveira Pinto (2012), *Fundamentos de Energía Eólica*.
- Macêdo A.V. A; Mota W. S (2012) *Wind turbine pitch angle control using Fuzzy Logic*. Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition(T&DLA). Sixth IEEE/PES, pages:1-6.
- Yu Zou, Yilmaz Sozer (2010), *A Complete Modeling and Simulation of Induction Generator Wind Power Systems*, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Akron

ANEXOS

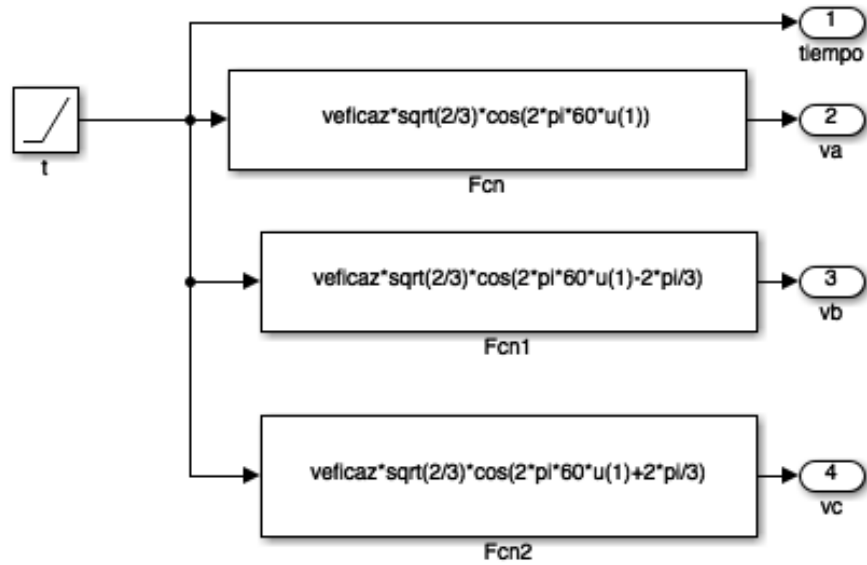


Diagrama de caja de los voltajes v_a, v_b, v_c .

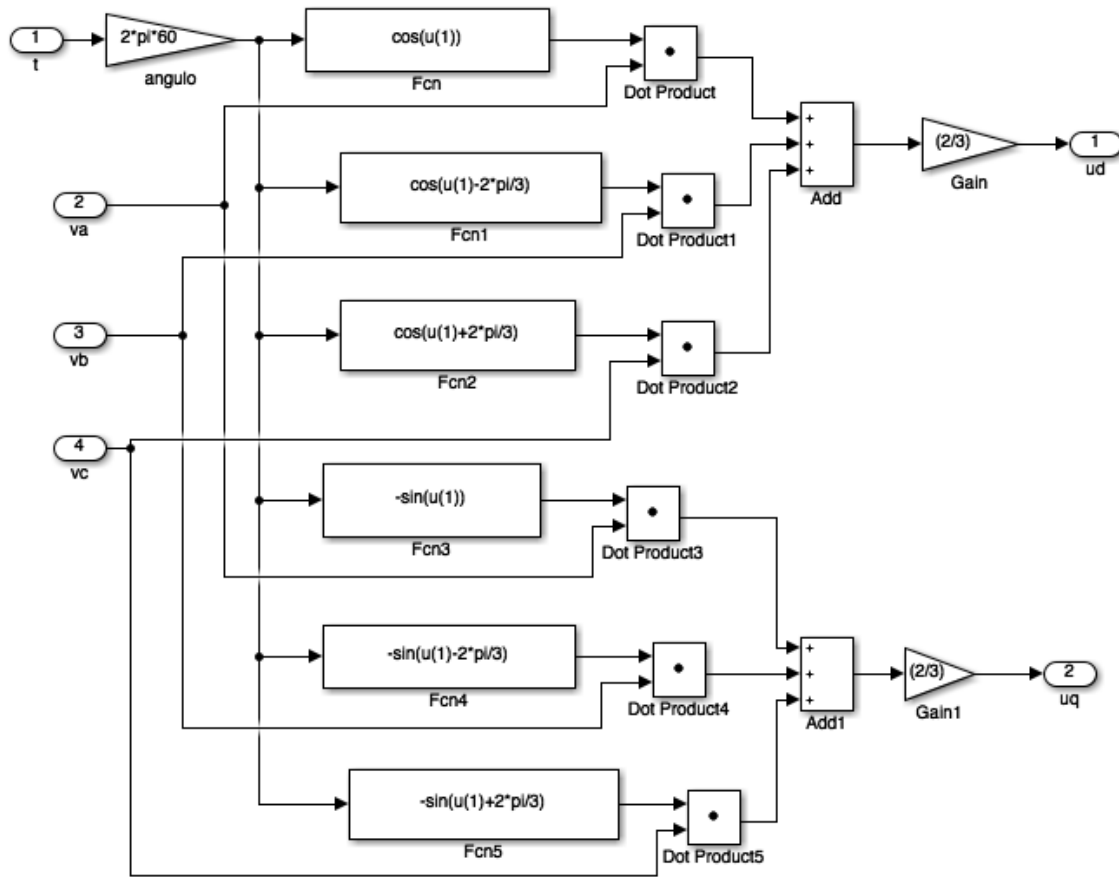


Diagrama de caja de la transformada de Park.

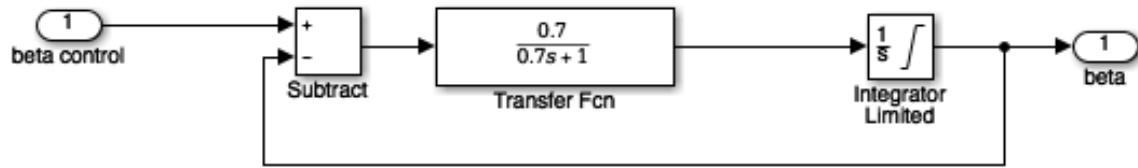


Diagrama de caja del actuador β .

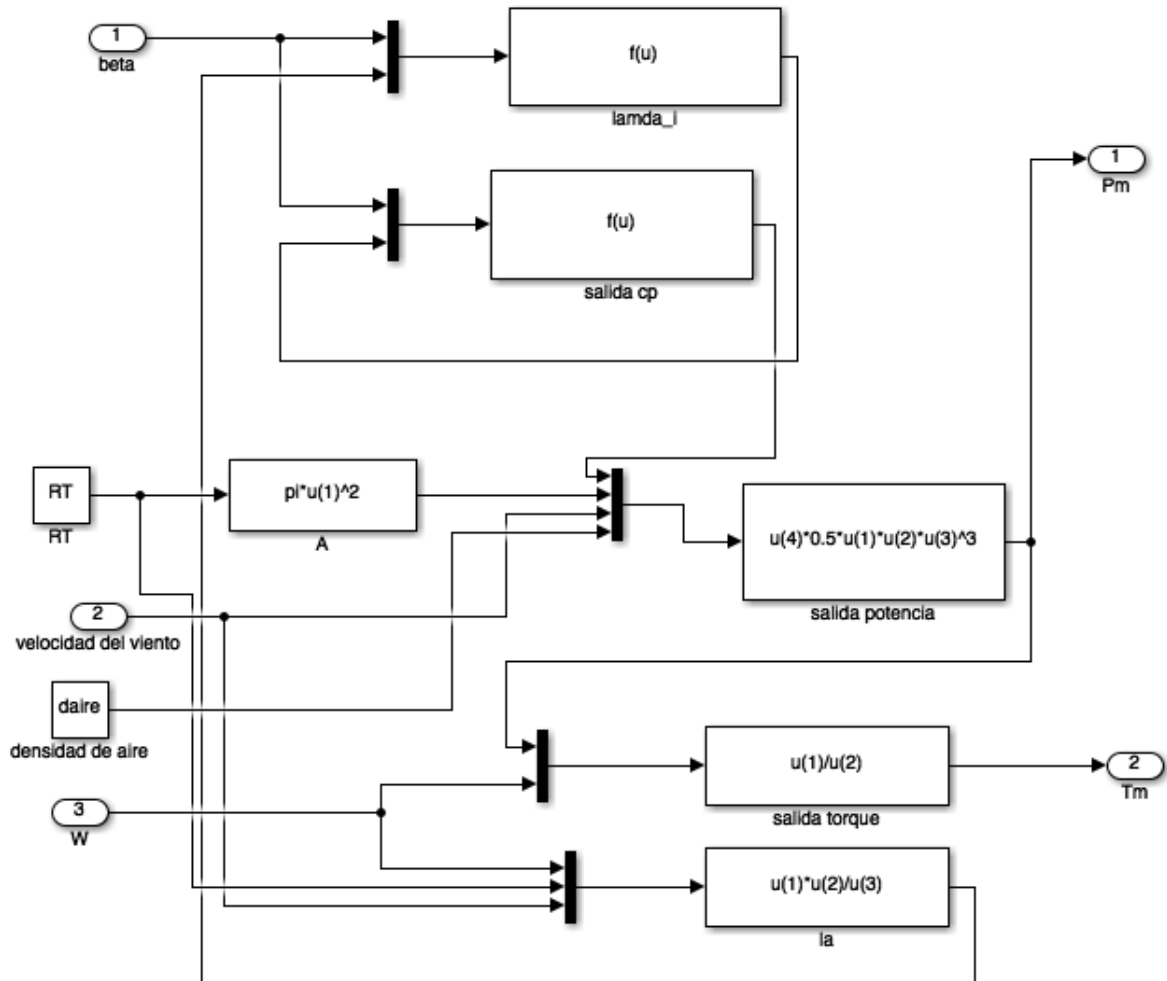


Diagrama de caja de la turbina.

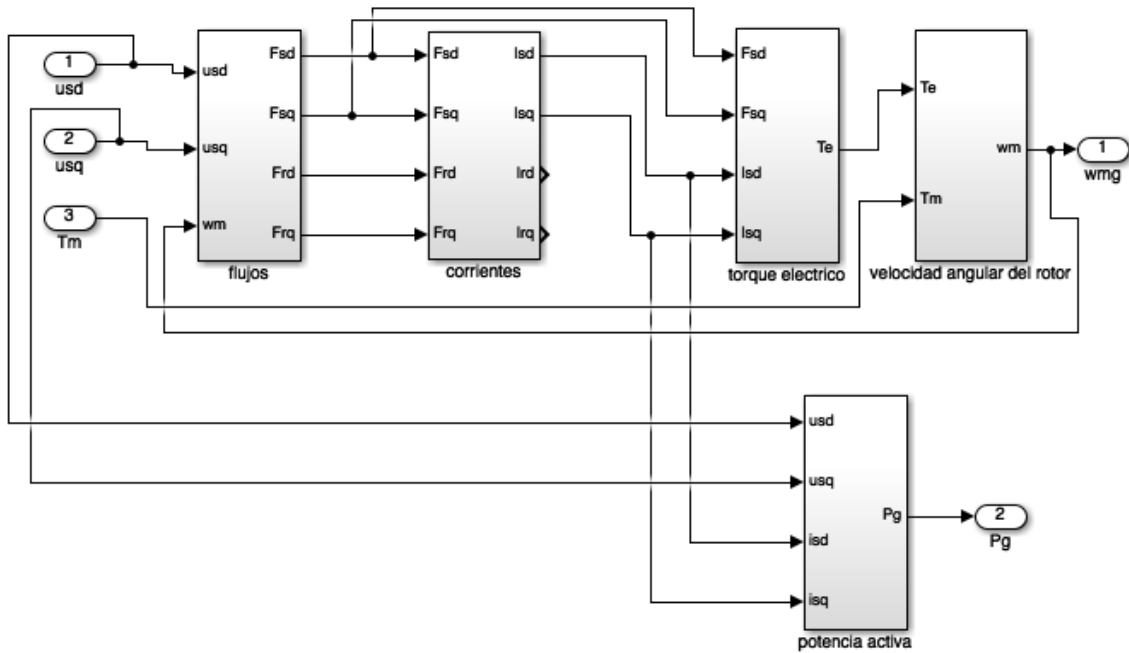


Diagrama de caja del generador jaula de ardilla.

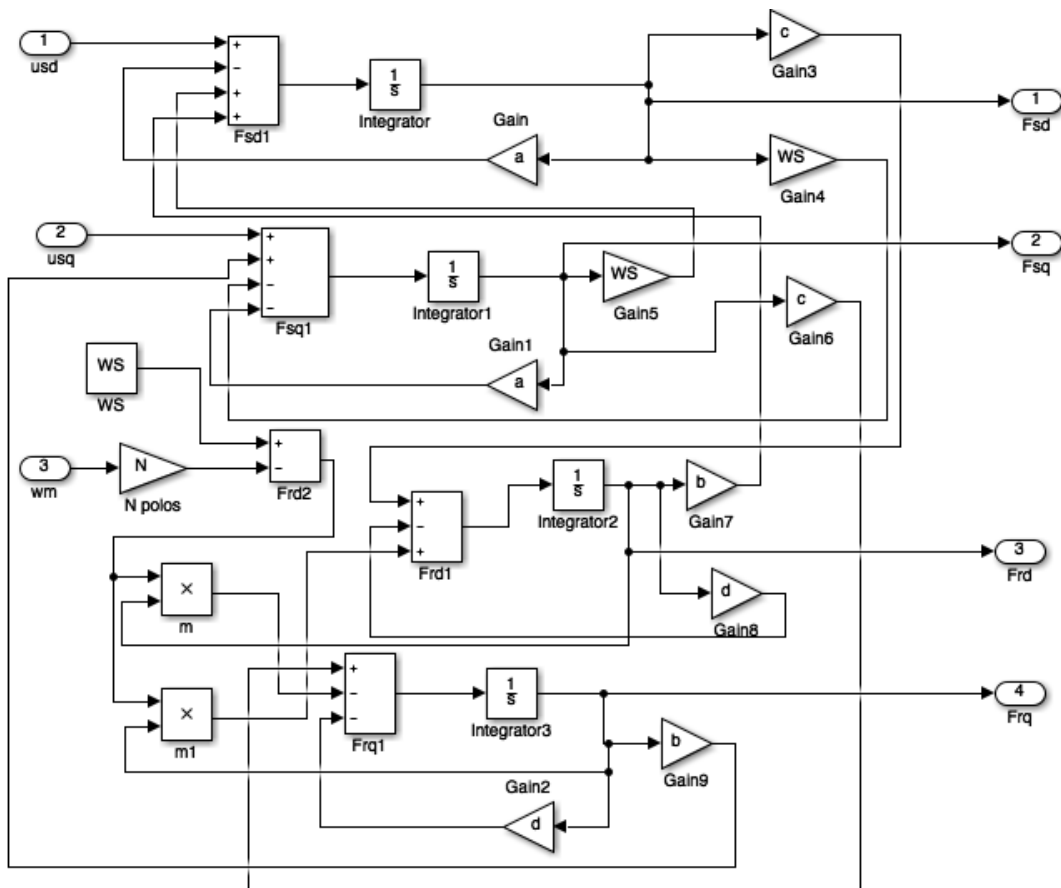


Diagrama de caja de los flujos en rotor y estator.

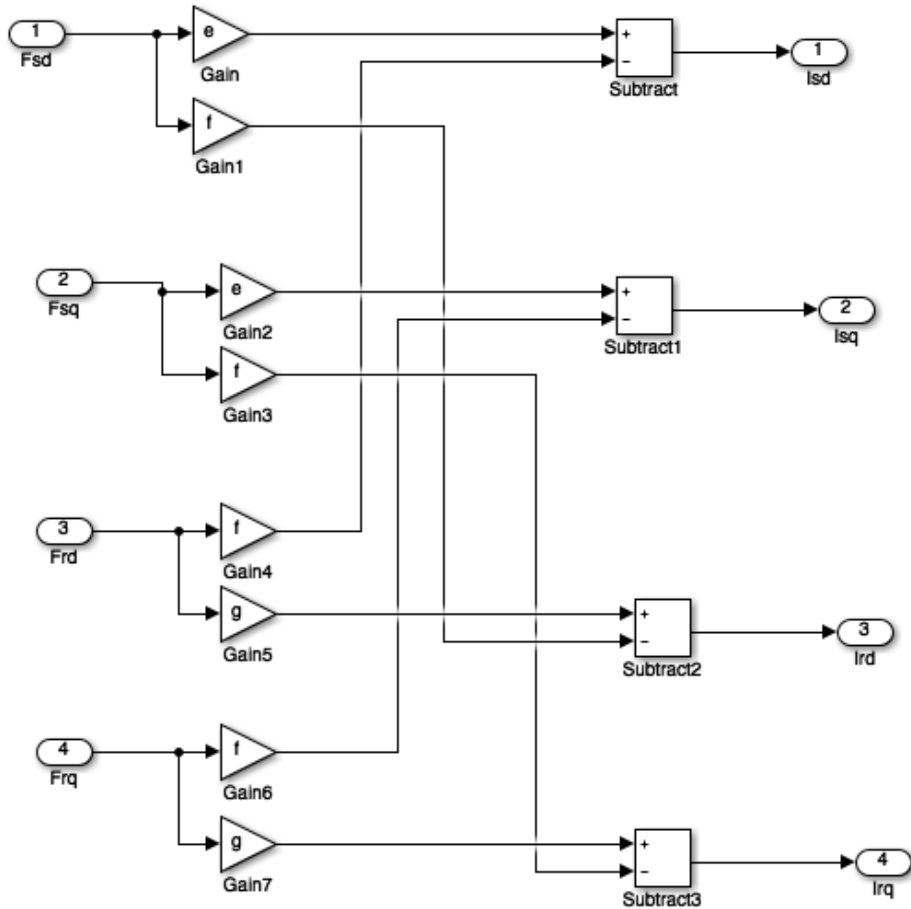


Diagrama de caja de la corriente en el estator y rotor.

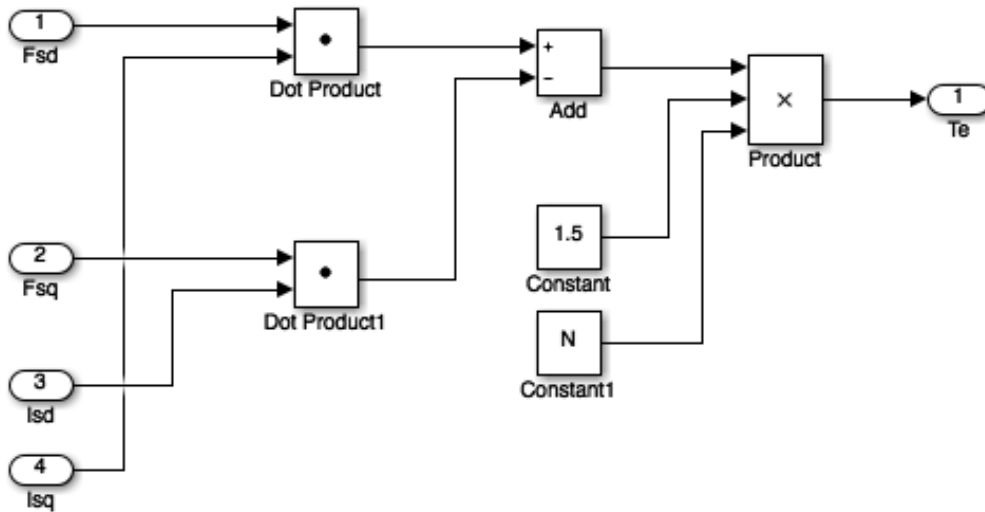


Diagrama de caja del torque eléctrico.

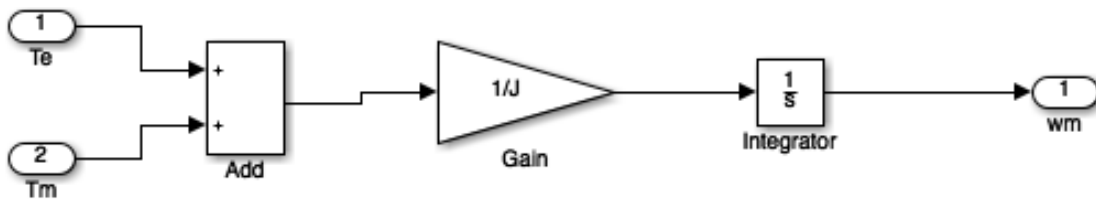


Diagrama de caja de la velocidad angular en el rotor.

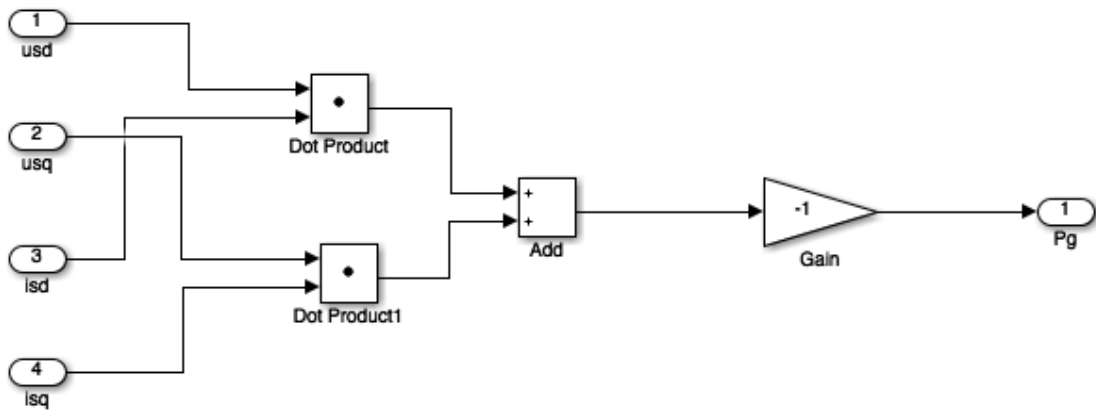


Diagrama de caja de la potencia activa.

```

%constantes de turbina
c1=0.4654;
c2=116;
c3=0.4;
c4=5;
c5=20.24;
c6=0.08;
c7=0.035;
RT=33.4; %radio de helice de turbina
daire=0.647;
n=30; %engranages
N=4; %numero de par de polos
WS=2*pi*60;
Rs=0.0067;
Lm=2.3161/WS;
Lss=0.03/WS;
Rr=0.0058;
Lrr=0.0506/WS;
Ls=Lss+Lm;
Lr=Lrr+Lm;

```

```

%tension eficaz fase a fase
veficaz=690;
%vmax=veeficaz*sqrt(2)/sqrt(3);
Pn=330000;
%constantes del modelo del generador de parte electrica
a=(Rs*Lv)/(Ls*Lv-(Lm)^2);
b=(Rs*Lm)/(Ls*Lv-(Lm)^2);
c=(Rr*Lm)/(Ls*Lv-(Lm)^2);
d=(Rr*Ls)/(Ls*Lv-(Lm)^2);
e=Lv/(Ls*Lv-(Lm)^2);
f=Lm/(Ls*Lv-(Lm)^2);
g=Ls/(Ls*Lv-(Lm)^2);

%constantes del modelo del generador de parte mecanica
J=1777;

```