

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**DISEÑO DE AEROGENERADORES CON IMANES
PERMANENTES PARA APLICACIONES EN ELECTRIFICACIÓN
RURAL**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

PAUL BAILLARIE ROSENMAN

**PROFESOR GUÍA:
JORGE ROMO LOPEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
AUGER AYÇAGUER HUET
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
AGOSTO 2007**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: PAUL BAILLARIE
ROSENMANN.
FECHA:
PROF. GUÍA: Sr. JORGE ROMO L.

DISEÑO DE AEROGENERADORES CON IMANES PERMANENTES PARA SU UTILIZACIÓN EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

El objetivo principal de este trabajo consiste en el diseño de un generador sincrónico a base de imanes permanentes, para su utilización con una turbina eólica, en la perspectiva de posibilitar el abastecimiento de energía eléctrica en zonas rurales del país.

La metodología utilizada se inicia con el diseño de las características eléctricas del generador, considerando las características aerodinámicas de una hélice modelo, a fin de obtener la respuesta de la turbina eólica equipada con el equipo eléctrico de generación diseñado. Posteriormente se presentan los estudios tanto de clima como de demanda eléctrica de una comunidad rural del país, la cual se escoge para realizar un cálculo de abastecimiento energético con las máquinas diseñadas.

Conocidos los resultados de los cálculos, entre los cuales está el porcentaje de la demanda que es posible abastecer con las máquinas diseñadas, se realiza una evaluación económica que considera el costo de construir y operar estas turbinas eólicas durante un determinado período de tiempo y el ahorro en consumo de petróleo diesel, correspondiente al energético primario de un grupo electrógeno que debería entregar la energía eléctrica ahora generada en base a la energía eólica.

Con esto se concluye la factibilidad de la utilización de este tipo de turbinas como solución al abastecimiento eléctrico dentro de zonas rurales, climáticamente aptas.

....A

Mi familia

Mi Padre (Q.E.P.D.)

*Mi abuelo (Q.E.P.D.) que me
transmitió el amor por la ciencia*

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a mi familia, que me apoyo durante todo este largo viaje de altos y bajos que culmina con éxito por medio de este trabajo, a todos muchas gracias por que sin ustedes no lo hubiese logrado.

Al profesor Jorge Romo, quien me guió y motivó durante la realización de este trabajo.

A los profesores Ariel Valdenegro y Auger Aycaguer quienes siempre tuvieron su puerta abierta para recibirme.

Al profesor José Rutllant y a Carolina Meruane, quienes me ayudaron en el desarrollo del capítulo 4.

A todos mis compañeros durante esta carrera, que uno u otro momento compartieron conmigo e hicieron más placentero el estudio de esta carrera.

A todos mis compañeros memoristas del área de energía que hicieron que la realización de este trabajo fuese realmente agradable.

Se agradece el apoyo del Proyecto Fondecyt # 1050346

Índice

	Página
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. MOTIVACIÓN.....	1
1.2. OBJETIVOS Y ALCANCES.....	2
1.3. ETAPAS DEL TRABAJO.....	3
1.4. ESTADO DEL ARTE.....	3
1.4.1. Electrificación rural en Chile hoy.....	3
1.4.2. Potencial del recurso eólico en Chile.....	6
1.4.3. Proyectos de generación con energía eólica en operación.....	7
1.4.3.1. Proyectos conectados a sistemas eléctricos.....	7
1.4.3.2. Proyectos aislados para abastecimiento de pequeñas localidades.....	7
1.4.4. Proyectos de generación eólica a implementarse en el futuro.....	8
1.4.4.1. Central Canela.....	8
1.4.4.2. Central Concepción.....	9
2. GENERALIDADES SOBRE LA CONVERSIÓN ELECTROMECAÁNICA DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	10
2.1. ENERGÍA EÓLICA.....	10
2.2. RELACIÓN POTENCIA MECÁNICA - VELOCIDAD DEL VIENTO.....	11
2.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE UN AEROGENERADOR Y SUS COMPONENTES.....	14
2.3.1. Sistema de Soporte.....	14
2.3.2. Sistema de Transmisión.....	17
2.3.3. Sistema Rotor o Turbina eólica.....	18
2.3.4. Sistema de control.....	18
2.4. GENERADOR SINCRÓNICO.....	19
3. DISEÑO DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN.....	23
3.1. CONSIDERACIONES GENERALES DEL GENERADOR SINCRÓNICO DE FLUJO AXIAL.....	23
3.1.1. Principio de funcionamiento.....	23
3.1.2. Justificación de la solución propuesta.....	24
3.2. ASPA A UTILIZAR PARA EL DISEÑO.....	25
3.3. DISEÑO DEL GENERADOR.....	26
3.3.1. Elección de los imanes a utilizar.....	29
3.3.2. Obtención de la relación entre velocidad de viento y coeficiente de potencia de la máquina.....	29

3.3.3. Especificación de la hélice.....	34
3.3.4. Definición de polos y bobinas	35
3.3.4.1. Número de polos y de imanes	35
3.3.4.2. Número de bobinas	38
3.3.4.3. Tamaño de las bobinas.....	38
3.3.5. Diagrama de conexión de enrollados de estator.....	38
3.3.6. Elección del conductor y cálculo de parámetros de estator	40
3.3.7. Cálculo del número de espiras por bobina.....	40
3.3.7.1. Voltaje por Espiras.....	40
3.3.7.2. Espiras por Bobina.....	42
3.3.8. Dimensionamiento del cuerpo del generador.....	44
3.3.9. Modelo equivalente de la máquina	46
3.3.10. Programa de simulación de régimen estacionario.....	48
3.4. EQUIPOS DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA.....	54
3.4.1. Corriente media de los elementos semiconductores	55
3.4.2. Corriente efectiva de los elementos semiconductores	56
3.4.3. Voltaje reverso repetitivo máximo (V_{RRM})	56
3.4.4. Ángulo de conmutación	58
3.4.5. Especificación del equipo de rectificación.....	59
3.4.6. Especificación del sistema de control de tensión continua	64
3.4.7. Especificación del equipo de inversión.....	67
3.4.8. Especificación de las baterías para almacenamiento de energía	69
4. SELECCIÓN Y ESTUDIO DE UNA COMUNIDAD RURAL DE CHILE	70
4.1. SELECCIÓN DE LA COMUNIDAD RURAL.....	70
4.2. INVESTIGACIÓN SOBRE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS DE LA LOCALIDAD	72
4.3. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TOPOGRÁFICAS DE LA LOCALIDAD	80
4.4. INVESTIGACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO DE LA COMUNIDAD.....	87
5. DESARROLLO DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE LA COMUNIDAD	90
5.1. CÁLCULO DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA	90
5.2. PROPUESTA DE CONTROL DE RVP	94
6. ESPECIFICACIONES MECÁNICAS DE LAS ASPAS	97
7. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	102
8. CONCLUSIONES.....	109

8.1. TRABAJOS FUTUROS	110
9. REFERENCIAS	112
ANEXO 1.	117
ANEXO 2.	119

Índice de ilustraciones

	Página
FIGURA 1.1: COBERTURA ELECTRIFICACIÓN RURAL A NIVEL PAÍS.....	5
FIGURA 1.2: COBERTURA ELECTRIFICACIÓN RURAL POR REGIONES.....	5
FIGURA 2.1.: INTERACCIÓN DEL ROTOR CON EL FLUJO DE AIRE.....	12
FIGURA 2.2.: TIPOS DE TORRE.....	15
FIGURA 2.3.: SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	17
FIGURA 2.4.: EJEMPLOS DE ASPAS.....	18
FIGURA 3.1.: ESTRUCTURA DE UN GENERADOR DE FLUJO AXIAL.....	24
FIGURA 3.2.: SOLUCIONES COMPLEJAS CONJUGADAS.....	31
FIGURA 3.3.: SOLUCIONES REALES.....	32
FIGURA 3.4.: COEFICIENTE DE POTENCIA EN FUNCIÓN DE LA RVP.....	33
FIGURA 3.5.: DIAGRAMA DE UBICACIÓN DE BOBINAS DEL ESTATOR.....	39
FIGURA 3.6.: DIAGRAMA DEL CUERPO DEL GENERADOR.....	45
FIGURA 3.7.: MODELO EQUIVALENTE DE LA MÁQUINA.....	48
FIGURA 3.8.: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN.....	51
FIGURA 3.9.: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	52
FIGURA 3.10.: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN RVP = 10,4.....	53
FIGURA 3.11.: CARACTERÍSTICA VOLTAJE-CORRIENTE DE UN DIODO.....	57
FIGURA 3.12.: CARACTERÍSTICA VOLTAJE-CORRIENTE DE UN SCR.....	58
FIGURA 3.13.: RECTIFICADOR TRIFÁSICO TIPO PUENTE DE GRAETZ.....	60
FIGURA 4.1.: VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO DIARIA EN OLLAGÜE MEDIDA A 20 METROS DE ALTURA.....	73
FIGURA 4.2.: DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN OLLAGÜE.....	73
FIGURA 4.3.: PROMEDIO DE VELOCIDAD DE VIENTOS MENSUALES.....	74
FIGURA 4.4.: ALTURA VS. VELOCIDAD Y ROSA DE LOS VIENTOS EN OLLAGÜE.....	74
FIGURA 4.5.: DIAGRAMA TERMODINÁMICO.....	77
FIGURA 4.6.: DENSIDAD DEL AIRE A LO LARGO DEL AÑO.....	78
FIGURA 4.7.: VARIACIÓN DEL PRODUCTO DENSIDAD*VIENTO ³	79

FIGURA 4.8.: MAPA DE LA LOCALIDAD DE OLLAGÜE	81
FIGURA 4.9.: FOTO SATELITAL DE LA LOCALIDAD DE OLLAGÜE	83
FIGURA 4.10.: FOTO SATELITAL DONDE SE MUESTRA LAS ZONAS DE POSIBLE INSTALACIÓN	84
FIGURA 4.11.: DISTANCIA A LA ZONA 1	85
FIGURA 4.12.: DISTANCIA A LA ZONA 2	86
FIGURA 4.13.: ACTUAL COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE OLLAGÜE	89
FIGURA 5.1.: COMPARACIÓN DE GENERACIÓN ENTRE DISTINTAS RVP	92
FIGURA 5.2.: PORCENTAJE DE ABASTECIMIENTO DE LA LOCALIDAD SEGÚN RVP DE OPERACIÓN	93
FIGURA 5.2.: SITUACIÓN INICILA, RVP ALTA	95
FIGURA 5.3.: SITUACIÓN INICILA, RVP ÓPTIMA	96
FIGURA 6.1.: COORDENADAS EN LA RAÍZ DEL ASPA	99
FIGURA 7.1.: EVOLUCIÓN PRECIO DEL PETRÓLEO DIESEL EN EL 2007	105
FIGURA A1.1: TUBO DE CORRIENTE	117
FIGURA A2.1.: ESQUEMA DE CONEXIÓN LÁMPARA DE DIODOS ZENER	119

Índice de Tablas

	Página
TABLA 3.1.: ÁNGULO DE PASO DE LA HÉLICE	26
TABLA 3.2.: PERFILES AERODINÁMICOS DE LA HÉLICE	26
TABLA 3.3.: DIMENSIONES DE LOS IMANES	29
TABLA 3.4.: RESUMEN RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	53
TABLA 3.5.: RESUMEN RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN RVP = 10,4	54
TABLA 3.6.: CARACTERÍSTICAS DEL RECTIFICADOR	63
TABLA 3.7.: CARACTERÍSTICAS DEL CHOPPER	67
TABLA 3.8.: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR	68
TABLA 4.1.: VALORES PROMEDIO DE TEMPERATURAS (°C) PARA UN PERÍODO DE 5 AÑOS	75
TABLA 4.2.: VALORES PROMEDIO DE HUMEDAD RELATIVA (%) PARA UN PERÍODO DE 5 AÑOS	75
TABLA 4.3.: DIFERENCIA ENTRE ALTURAS DEL ROTOR	80
TABLA 4.4.: MANZANAS QUE CONFORMAN LA LOCALIDAD DE OLLAGÜE	82
TABLA 4.5.: DESCRIPCIÓN DE POSIBLES ZONAS DE INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	84
TABLA 4.6.: HORARIOS DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES DIESEL	88
TABLA 5.1.: CÁLCULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ANUAL	91
TABLA 5.2.: CÁLCULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ANUAL	91
TABLA 5.3.: PORCENTAJE DE DEMANDA ABASTECIDA SEGÚN RVP DE OPERACIÓN	92
TABLA 6.1.: VALORES DE DIVERSOS PARÁMETROS MECÁNICOS DE UN ASPA DE HELICÓPTERO	100
TABLA 6.2.: EJEMPLOS DE VELOCIDADES DE SUPERVIVENCIA	101
TABLA 7.1.: ÍTEMS PARA LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO	102
TABLA 7.2.: PRECIOS DE INSUMOS	103
TABLA 7.3.: PROVEEDORES	104
TABLA 7.4.: PRECIO DE PARIDAD DEL PETRÓLEO DIESEL EN EL 2007	105
TABLA 7.5.: EXTRAPOLACIÓN DEL PRECIO DE PARIDAD DEL PETRÓLEO DIESEL	106
TABLA 7.6.: BALANCE ECONÓMICO DEL PROYECTO	107
TABLA 7.7.: VAN DEL PROYECTO PARA DIFERENTES HORIZONTES DE EVALUACIÓN	107
TABLA 7.8.: VAN DEL PROYECTO REACONDICIONANDO HÉLICES DE HELICÓPTERO	108

1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza una presentación general del trabajo, comenzando por la motivación del mismo para luego mostrar sus objetivos, alcances y principales etapas a desarrollar. Además se aborda el estado del arte de la electrificación rural y explotación del recurso eólico en Chile.

1.1. Motivación

Desde hace algunos años se ha hecho diversos estudios sobre el consumo de energía eléctrica en diferentes países y el nivel de desarrollo de los mismos. Estos han mostrado que el consumo de energía eléctrica tiene una relación directa con el grado de desarrollo de los países y la calidad de vida de su población.

Hoy, nuestro país posee una economía pujante, que nos ha brindado la oportunidad de suscribir diversos tratados de libre comercio con diferentes países industrializados en el mundo, otorgándonos una gran oportunidad para dar un salto en el crecimiento del país que conlleve una mejor calidad de vida para todos sus habitantes.

Por tanto, no deberían existir poblados a lo largo del país carentes de sistemas de electrificación y sin un abastecimiento seguro y continuo de energía eléctrica, situación que se contrapone al notorio desarrollo que se aprecia en las grandes urbes de Chile.

Es en este contexto que se plantea el presente trabajo, donde se desea abordar la problemática de la electrificación rural, buscando una solución factible, efectiva y que sea de largo aliento. Los tratados internacionales no sólo suscriben bajas arancelarias, sino que también conllevan responsabilidades con el medio ambiente, mediante diversas normas, principalmente de emisión de contaminantes, acordadas entre las partes. Por otro lado, los problemas enfrentados últimamente en cuanto al déficit e incremento de

precio del energético primario en la generación de energía eléctrica, junto con la certeza del futuro agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, crean la necesidad de buscar la energía primaria en fuentes limpias, renovables y cuya adquisición o explotación se pueda realizar en forma autónoma.

Así nace la idea de diseñar un sistema de abastecimiento de energía eléctrica basado en el uso de aerogeneradores para su implementación en electrificación rural, siendo éste el objetivo principal del presente trabajo de título.

1.2. Objetivos y alcances

Los principales objetivos que persigue concretar este trabajo son los siguientes:

- Abordar la problemática de la electrificación rural, proponiendo como solución el implementar aerogeneradores de flujo axial con imanes permanentes.
- Aplicar dicha solución a una comunidad rural, según las necesidades de dicha comunidad.

Con el fin de llevar a cabo los objetivos antes expuestos, acotando los resultados esperados, se presentan los alcances del trabajo de título:

- Diseño y especificación de los componentes eléctricos del aerogenerador.
- Especificación de los componentes mecánicos del aerogenerador.
- Diseño y especificación del control de la potencia generada, en este caso mediante electrónica de potencia, lo cual incluye:
 - Diseño y especificación de un rectificador
 - Diseño y especificación de un equipo de control de tensión continua
 - Diseño y especificación de un inversor
 - Especificación de un sistema de almacenamiento de energía

- Realización de cálculos para estimar el comportamiento del diseño propuesto y comprobar las dimensiones de los equipos diseñados.

1.3. Etapas del trabajo

El trabajo será dividido en cinco etapas principales, las que se deberá realizar en forma sucesiva. Estas etapas, que dan origen a los capítulos principales de la memoria (capítulos del 3 al 7), son:

- Diseño del sistema de electrificación; esto incluye: generación, rectificación, almacenamiento de energía e inversión
- Estudio climático de una comunidad rural de Chile y de su demanda eléctrica
- Desarrollo del proyecto de electrificación de la comunidad con la máquina antes diseñada
- Especificaciones mecánicas de los equipos, donde se expresen las limitaciones de éstos, por ejemplo, debido a ráfagas
- Evaluación económica

1.4. Estado del arte

1.4.1. Electrificación rural en Chile hoy

A fines de 1994, la Comisión Nacional de Energía (CNE) creó el Programa Nacional de Electrificación Rural (PER), donde se fijaron como objetivos: dar solución a las carencias de electricidad en el medio rural, disminuyendo los incentivos que generan las migraciones hacia zonas urbanas, fomentando el desarrollo productivo y garantizado un flujo estable de inversiones públicas para tales efectos.

Posteriormente los resultados del Censo de Población y Vivienda, realizado el 24 de Abril del 2002, mostraron el fuerte impacto logrado por el Programa Nacional de Electrificación Rural que permitió en diez años pasar de una cobertura nacional del 53,15% a una del 85,71%. Cifras, que le permiten a Chile ubicarse junto a Costa Rica como el país de más alta cobertura de electrificación rural de América Latina.

Mientras entre 1982 y 1992 se incrementó en 14,8% el número de viviendas rurales con electricidad, entre 1992 y 2002 el aumento fue de 32,6%, lo que corresponde a 193.147 nuevas viviendas rurales dotadas de energía eléctrica.

Durante los años 2000, 2001 y 2002, se electrificaron más de 30.000 nuevas viviendas rurales, con una inversión pública a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) de 24.791 millones de pesos a diciembre de 2002, equivalentes a 37 millones de dólares.

Desglosando esta realidad país, en las diferentes regiones que lo componen, cuatro regiones resaltan como las de mayor desarrollo, al superar el 90% de cobertura, éstas son: V Región de Valparaíso, VI Región del Libertador Bernardo O'Higgins, VII Región del Maule y la Región Metropolitana.

Además, se destacan las regiones con mayor crecimiento, siendo en este caso la IX Región de La Araucanía, que ascendió de un 23% a un 76% (53% de incremento), y la X Región de Los Lagos que pasó de un 38% a un 79% (41% de incremento) de viviendas rurales electrificadas entre 1992 y 2002. Estas regiones son las que concentran los más altos niveles de ruralidad, con el mayor número de viviendas rurales y con una fuerte concentración de población indígena.

Las cifras anteriores se pueden visualizar en las figuras 1.1 y 1.2. [1]

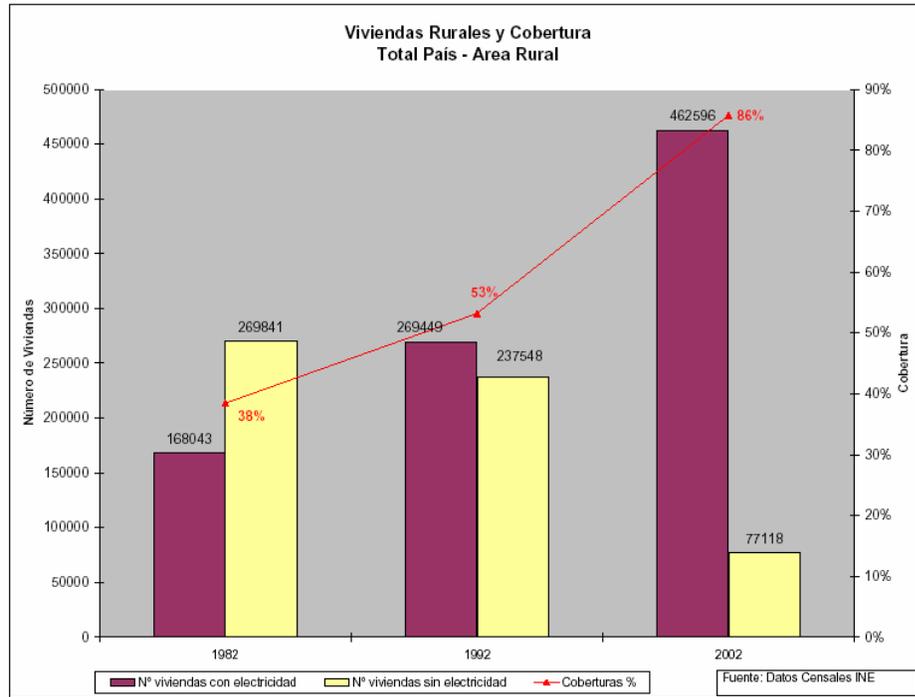


Figura 1.1: Cobertura electrificación rural a nivel país

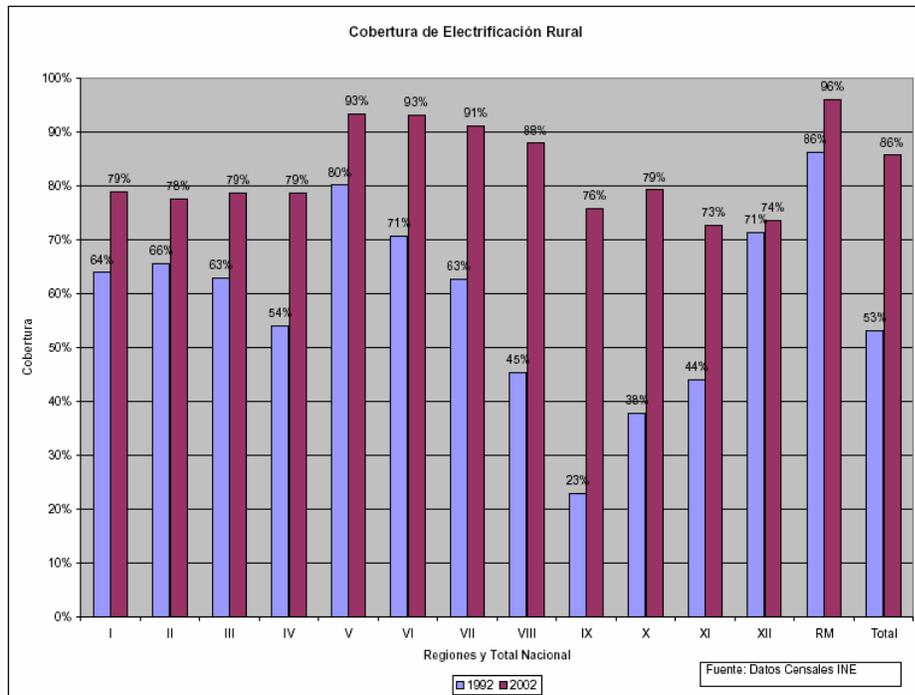


Figura 1.2: Cobertura electrificación rural por regiones

1.4.2. Potencial del recurso eólico en Chile

En Chile se han realizado algunos estudios tendientes a caracterizar parcialmente el potencial energético eólico nacional, además de existir otros en ejecución. Uno de ellos corresponde al realizado durante 1992, cuando se hizo una recopilación de la mayoría de la información de viento disponible hasta esa fecha, a partir de la cual se evaluó el recurso eólico en lugares con información confiable. Dicho proyecto fue realizado por la CORFO bajo el nombre de “Evaluación del potencial de energía eólica en Chile”. Sin embargo, dada la baja densidad y características de las estaciones meteorológicas disponibles, el estudio no permitió tener una visualización íntegra del potencial eólico de Chile. El informe final de dicho estudio, así como las bases de datos en él desarrolladas, están disponibles en [2].

Recientemente, CNE ha realizado el estudio "Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país", el cual actualiza el estudio previo hecho por CORFO en lo referido a recopilación y análisis de información meteorológica de superficie para las regiones III, IV y V del país y desarrolla una evaluación preliminar del potencial eólico entre la I y IX Región, basado en el reprocesamiento de resultados disponibles de modelos meteorológicos de mesoescala. Este estudio logra identificar algunas zonas costeras en las regiones analizadas, donde tanto la información observacional recopilada como los resultados de los modelos de mesoescala, señalan un potencial eólico interesante.

Además de los estudios recién mencionados, el Laboratorio de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL) desarrolló para CNE un mapa preliminar del potencial eólico del archipiélago de Chiloé, orientado a la evaluación del recurso para aplicaciones rurales no conectadas a red. Este mapa ha permitido elaborar una cartera de proyectos híbridos Eólico - Diesel para abastecer a más de 3100 familias distribuidas en 32 islas del Archipiélago.

A pesar de que la información puede considerarse un tanto escasa, es posible identificar zonas que pueden contar con niveles de viento que permitan su aprovechamiento con fines de generación eléctrica. Entre ellas están:

- Zona de Calama en la II Región y, eventualmente, otras zonas altiplánicas.
- Sector costero y zonas de cerros de la IV Región y, eventualmente, de las otras regiones del norte del país.
- Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central.
- Islas esporádicas.
- Zonas costeras abiertas al océano y zonas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII: Estas últimas han demostrado tener un excelente recurso eólico.

1.4.3. Proyectos de generación con energía eólica en operación

1.4.3.1. Proyectos conectados a sistemas eléctricos

En la actualidad existe en operación en Chile uno de estos proyectos: "Alto Baguales". Corresponde a un parque de tres aerogeneradores (660 kW cada uno) con una capacidad conjunta de 2 MW nominal. Se encuentra conectado desde noviembre de 2001 al Sistema Eléctrico de Aysén, que atiende a 19.000 familias de la XI Región del país. El propietario del proyecto es la Empresa Eléctrica de Aysén.

1.4.3.2. Proyectos aislados para abastecimiento de pequeñas localidades

Tanto como parte del Programa de Electrificación Rural, como motivados por algunas iniciativas privadas, de cooperación internacional y/o de investigación

académica, se han materializado pequeños proyectos de generación eólica en localidades rurales del país.

Desde un punto de vista de tamaño, el más relevante es el Proyecto Piloto de Generación Eólica en la Isla Tac, en el Archipiélago de Chiloé (X Región). El proyecto se encuentra en operación desde octubre del 2000 y corresponde a un sistema híbrido eólico-diesel que consta de dos aerogeneradores de 7,5 kW cada uno. Ha beneficiado a 79 familias y a 3 centros comunitarios de la isla.

1.4.4 Proyectos de generación eólica a implementarse en el futuro

El futuro de la generación eólica en Chile se ve muy auspicioso, esto debido al anuncio hecho por parte del gobierno de lograr que un 15% de la capacidad instalada de generación eléctrica para el año 2010, sean centrales que usen como energético primario fuentes de energía renovables no convencionales, como el caso de la energía eólica. [3]. Gracias a esto, se ha planificado la construcción de dos centrales eólicas: Concepción y Canela.

1.4.4.1. Central Canela

Central que se construirá en la IV región del país, con una capacidad, en primera instancia, de 9,9 MW, y proyectada para un inicio de operación en el mes de Septiembre de 2007. Esta central constaría de 6 aerogeneradores de 1,65 MW cada uno, con lo que alcanzaría una generación de 26 GWh al año, con una inversión de US\$ 17 millones.

La zona es de alta estabilidad de vientos con velocidades medias de 6,3 m/s, y con un potencial que fluctúa entre los 60 y 80 MW [4] [5].

Sin embargo, Endesa-Eco, filial de Endesa encargada del proyecto, ha dado a conocer que se planifica duplicar la capacidad de la central, adquiriendo cinco aerogeneradores más, llegando a una potencia instalada de 18,15 MW y una generación anual de 46,63 GWh al año, con una inversión adicional de US\$ 14,05 millones [6]

1.4.4.2. Central Concepción

Central que se construirá en la VIII región con una capacidad de 20 MW a Octubre de 2008, para luego duplicarla en Octubre de 2009 [7]

2. GENERALIDADES SOBRE LA CONVERSIÓN ELECTROMECAÁNICA DE LA ENERGÍA EÓLICA

El presente capítulo tiene como finalidad el proporcionar ciertos conocimientos básicos al lector con respecto a la energía eólica y los métodos utilizados para realizar su conversión electromecánica, dando especial énfasis en la utilización de generadores sincrónicos, que corresponden a la propuesta realizada en este trabajo.

2.1. Energía eólica

La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar. Entre el 1 y 2% de la energía proveniente del Sol se convierte en energía cinética dando origen al viento, esto por el calentamiento desigual del aire en distintas regiones, calentamiento que provoca una variación en la densidad del mismo y por tanto diferencias en la presión ejercida por la masa de aire en la superficie terrestre. Luego, son estas diferencias de presión las que producen los movimientos de grandes masas de aire, que son finalmente el viento que nosotros percibimos en la superficie. La energía cinética de estas masas de aire, el viento, puede transformarse en energía mecánica útil.

La energía eólica, transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente, existiendo aplicaciones de mayor escala sólo desde mediados de la década del 70, en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles.

Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas que no pueden ser controladas ni

modificadas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

2.2. Relación potencia mecánica - velocidad del viento

El funcionamiento básico de un aerogenerador se podría resumir como sigue: Un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio del rotor y aspas, para posteriormente transformar esta energía cinética en energía eléctrica [8]. Luego, si se desea conocer la potencia que puede tener un aerogenerador, es necesario especificar la energía cinética proporcionada por el viento que se dispone.

La energía cinética de una masa aire determinada está dada por la relación (2.1)

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Donde:

E_c : Energía cinética

m : Masa del aire considerado

v : Velocidad del aire

O bien la expresión (2.2)

$$E_c = \frac{1}{2}V\rho v^2 \quad (2.2)$$

Donde:

V: Volumen del aire desplazado

ρ : Densidad del aire

Por otro lado, el volumen de aire que llega al área de barrido del rotor en un determinado tiempo está dado por la relación (2.3)

$$V = Avt \quad (2.3)$$

Donde:

A: Área de barrido del rotor

t: Intervalo de tiempo considerado

En la figura (2.1) se ilustra la relación expuesta

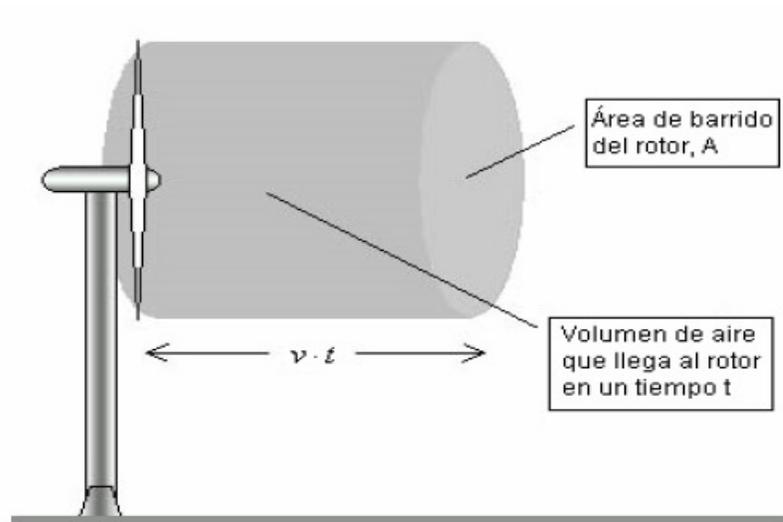


Figura 2.1.: Interacción del rotor con el flujo de aire

Sustituyendo (2.3) en la expresión (2.2), se llega a:

$$E_c = \frac{1}{2} A t \rho v^3 \quad (2.4)$$

Considerando que la potencia es la derivada de la energía con respecto al tiempo, es posible deducir finalmente la relación entre la potencia contenida en una masa de aire y la velocidad a la cual esta se mueve, relación expresada en (2.5).

$$P_v = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (2.5)$$

Si bien P_v no corresponde a la potencia total que se podrá extraer por medio de la turbina, resulta ser proporcional a ésta.

De esta forma se explica por que la potencia mecánica de una turbina eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, hecho en el cual radica la importancia de conocer el comportamiento del viento en cualquier zona donde se evalúe instalar un aerogenerador.

Cabe indicar que el análisis anterior corresponde a turbinas eólicas del tipo hélice de eje horizontal, que es el usado en la mayoría de los casos.

Finalmente, la potencia que será transmitida al aspa, corresponde a un porcentaje de la potencia del viento, y dependerá de diversos factores constructivos de la misma, los que influyen en el denominado coeficiente de potencia, definido como C_p , correspondiente al cociente entre la potencia extraída por la turbina y la potencia del viento. Los valores acostumbrados para este coeficiente en este tipo de máquinas son del orden de 40%. Mayor detalle sobre el coeficiente de potencia se presenta en el Anexo 1, donde se trata la ley de Betz [8], que demuestra que C_p tiene un límite teórico de 59% (= 16/27).

De esta forma, la potencia extraída por la turbina corresponde a:

$$P_T = C_P P_V = C_P \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (2.6)$$

En que a los términos ya definidos se agrega C_p (ver Anexo 1).

2.3. Descripción general de un aerogenerador y sus componentes

Los aerogeneradores, con hélice de eje horizontal, por lo general, responden a un diseño relativamente estandarizado, conformado por las siguientes partes fundamentales [9]:

1. Sistema de soporte
2. Sistema de transmisión o eje de potencia
3. Sistema rotor o turbina eólica
4. Sistema de control

2.3.1. Sistema de Soporte

Consiste en la torre de soporte del aerogenerador y su correspondiente fundación de anclaje. Su función es mantener el aerogenerador a la altura correcta de funcionamiento por sobre el nivel del suelo, debiendo ser capaz de tolerar el peso de éste y las diversas exigencias que conllevan la exposición a fuertes vientos y el sostener un cuerpo de gran envergadura rotando.

Hay cuatro tipos de torres: tubulares, de celosía (o enrejado), de mástil tensado e híbridas, tal como se aprecia en la figura 2.2. [10]



Torre de celosía



Torre híbrida



Torre de mástil tensado



Torre tubular

Figura 2.2.: Tipos de torre

Las torres de tipo celosía facilitan la circulación de aire a través de la misma, disminuyendo las solicitaciones mecánicas sobre el rotor de la máquina. Estas pueden estar hechas de hierro o madera. Otra ventaja de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez.

Los diseños tubulares son construidos en metal o concreto, y requieren escaso mantenimiento, menor que el caso de la torre de celosía. La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos en el lugar de instalación. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

Muchos de los aerogeneradores pequeños están construidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas.

Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas, como se aprecia en la figura 2.2., donde se aprecia lo que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada.

Las fundaciones se realizan de concreto reforzado, y deben ser acordes con la altura de la torre y la envergadura de la máquina rotatoria que ésta debe soportar.

En la zona superior de la torre debe existir un cabezal y una plataforma, que permitan anclar el aerogenerador a la torre y a la vez lo deje libre de rotar para orientarse según la dirección del viento.

2.3.2. Sistema de Transmisión

Compuesto por el eje de rotación, la caja amplificadora de revoluciones y el generador eléctrico. Su función principal consiste en transmitir la energía cinética de la rotación de las aspas al generador eléctrico, equipo que se encarga de transformar esta energía cinética en energía eléctrica.

El generador eléctrico puede ser de diversos tipos, ya sea de corriente alterna o continua. Sin embargo los más usados en la industria hoy en día son los generadores eléctricos de corriente alterna, de preferencia generadores sincrónicos, principalmente para máquinas de baja potencia (menores a 100 kW) y generadores de inducción, principalmente en máquinas de alta potencia (mayores a 100 kW).

La caja amplificadora de revoluciones es un componente opcional, que sólo se ocupa de modificar la velocidad de giro del eje que conecta con el generador eléctrico. Luego, dependiendo del criterio de diseño de la máquina y la forma de operar de ésta, puede considerarse o no. (Figura 2.3.).

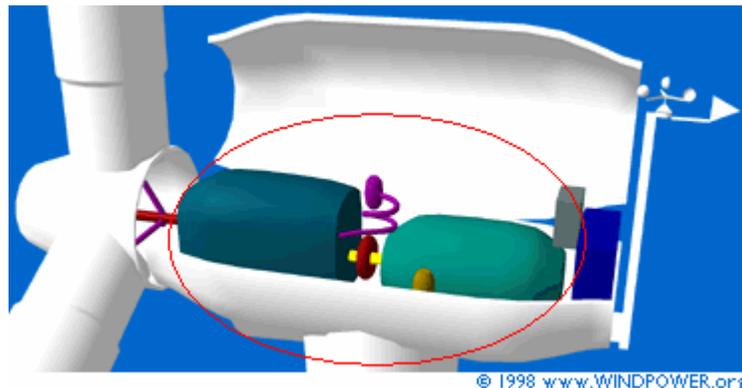


Figura 2.3.: Sistema de transmisión

2.3.3. Sistema Rotor o Turbina eólica

Está compuesto por el conjunto de aspas y una masa central, que en conjunto conforman la hélice, encargada de extraer parte de la energía cinética del viento y transformarla en energía cinética de rotación del eje del aerogenerador.

Las aspas pueden seguir diversos perfiles aerodinámicos, diseñados para poder captar la máxima energía cinética.

A su vez la hélice puede estar compuesta ya sea por una, dos, tres o más aspas, siendo el modelo de tres aspas el que predomina fuertemente en el mercado mundial de aerogeneradores. (Figura 2.4.).



Figura 2.4.: Ejemplos de aspas

2.3.4. Sistema de control

Según sea la forma de operación del aerogenerador, se eligen distintos tipos de control de éste. El principal objetivo del sistema de control apunta a mantener constante el nivel del voltaje generado por la máquina, tarea que se ve dificultada por la naturaleza

errática y variable de la intensidad y dirección del viento, lo que genera fluctuaciones en los niveles de tensión que se registran en bornes de la máquina.

Los dos sistemas principales de control se mencionan en la sección siguiente.

2.4. Generador sincrónico

Una vez extraída la potencia del viento, y traspasada al eje del aerogenerador, es necesario convertir esa potencia mecánica de giro en potencia eléctrica. Con este fin se acopla un generador sincrónico a este eje en movimiento.

Un generador sincrónico monofásico consiste en una máquina rotatoria elemental formada por un campo magnético constante en el tiempo que gira y una bobina plana estática; luego, dicha rotación del campo provoca una variación temporal del flujo magnético que atraviesa la bobina plana, luego esta variación induce un voltaje alterno sinusoidal en los terminales de la bobina debido a la variación en el tiempo del flujo enlazado por ésta. La frecuencia de esta sinusoide de voltaje, tendrá relación directa con la frecuencia de giro de la bobina que enlaza el flujo magnético, de ahí nace el nombre sincrónico, puesto que ambas frecuencias, tanto la mecánica de giro del campo como la eléctrica del voltaje, están sincronizadas, de acuerdo al número de polos magnéticos (encargados de generar el campo magnético que atraviesa la bobina) que posea el generador.

En los diseños prácticos, la configuración antes descrita se adopta para facilitar el acceso a las bobinas, puesto que si estas estuvieran moviéndose, el empleo de contactos rozantes para mantener la conducción de corriente eléctrica resultaría una solución más compleja.

En cuanto a los polos de la máquina, se puede encontrar que para un enrollado de estator de p polos, frente al cual gira a n_s rpm un campo magnético también de p polos, la frecuencia del voltaje generado está dada por la relación (2.7).

$$f = \frac{pn_s}{120} \quad (2.7)$$

Donde:

f : Frecuencia (Hz)

p : Número de polos (siempre debe ser par)

n_s : Velocidad de giro (rpm)

Esto es independiente del número de fases del generador n_ϕ . Al respecto cabe recordar que cada fase del generador corresponde a una bobina o un arreglo de bobinas de p polos, que enlaza el flujo magnético del rotor de la máquina. Las fases son idénticas en su configuración, están aisladas eléctricamente entre sí y desplazadas angularmente en el espacio a una distancia α ($^\circ$ geom) (exceptuando el caso bifásico, en que $n_\phi = 2$ y $\alpha = 90(1/(p/2))$)

$$\alpha = \frac{360}{n_\phi} \frac{1}{p/2} \quad (2.8)$$

De esta forma se obtiene una generación equilibrada que permita la utilización de todas las fases en un mismo sistema eléctrico, de lo contrario, la generación obtenida en cada fase no podría suministrarse al mismo sistema sin que esto conlleve problemas a los equipos.

Hoy en día se utilizan principalmente sistemas de generación trifásicos, es decir, que constan de tres grupos de bobinas aislados eléctricamente, colocados en forma equiespaciados ($\alpha = 120(1/(p/2))^\circ \text{elec}$) a lo largo del estator. Por ello se seguirá de ahora en adelante desarrollando el diseño de un equipo de generación trifásica.

Es importante notar de la expresión (2.7) que para mantener constante la frecuencia del voltaje generado, tal como lo requieren la gran mayoría de los equipos que se usan en la actualidad, las variables que se pueden manipular son el número de polos o la velocidad de rotación mecánica. Como el proyecto consiste en suministrar energía a una comunidad aislada de la red mediante generación eólica, las formas de controlar la frecuencia serían dos:

1. Controlar la velocidad de giro del eje del generador ya que ésta depende de la velocidad instantánea del viento.
2. Rectificar el voltaje generado para luego invertirlo en forma controlada logrando la magnitud y frecuencia deseadas (ver figura 2.5.)

Considerando las diferentes complejidades que ofrecen ambas alternativas, se decide optar por la segunda, ya que el control de velocidad del eje del aerogenerador implica utilizar equipos de control en línea de alta sofisticación, que no se justifican para una máquina de poco tamaño como la que se plantea aquí.

Por otro lado, cabe mencionar que cada generador tendrá sus propios equipos de electrónica de potencia, de esta forma se logra independencia entre las máquinas, lo que permite una implementación gradual de la solución, en el caso que la localidad a abastecer requiera más de una máquina, permitiendo que la comunidad pase por etapas de abastecimiento híbrida eólica-diesel, lo que permitiría realizar un cambio más controlado y seguro.

El esquema de generación correspondiente a la opción elegida se muestra en la figura 2.5.

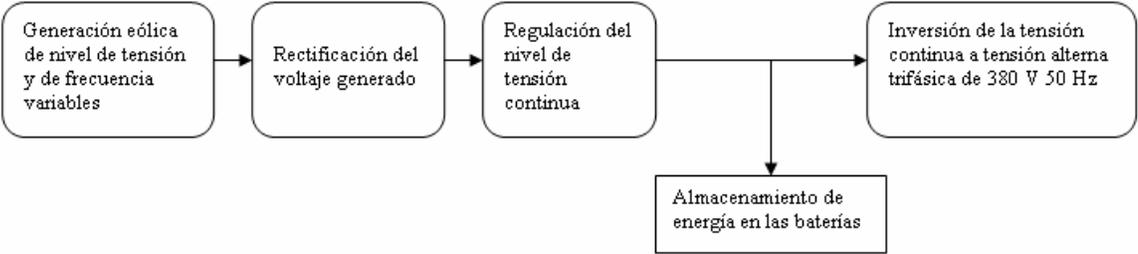


Figura 2.5.: Esquema de generación

3. DISEÑO DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN

En este capítulo, se presenta con más detalle, la solución propuesta consistente en un aerogenerador de flujo axial con imanes permanentes, se realiza el diseño en sí del aerogenerador, junto con los equipos de electrónica de potencia que se requieren para la operación de éste. Se plantea las ecuaciones de diseño, los supuestos y los criterios utilizados en el proceso de diseño, obteniéndose los valores que especifican la máquina. Además se presenta una breve justificación de la propuesta desarrollada en este trabajo.

3.1. Consideraciones generales del generador sincrónico de flujo axial

Según los requerimientos del problema planteado, es recomendable el diseño de un generador sincrónico de flujo axial, cuya relación entre la frecuencia del voltaje generado y velocidad de rotación se describe con la misma expresión del generador sincrónico convencional. En este caso el número de polos corresponde al número de imanes que se emplean en los rotores. En los siguientes puntos se hace referencia al principio de funcionamiento y configuración de un generador de flujo axial, y además se justifica la adopción de esta solución.

3.1.1. Principio de funcionamiento

En un generador de flujo axial, el flujo magnético pasa por las bobinas en dirección paralela al eje de la máquina. Se compone de un rotor frontal, un estator y un rotor posterior. Ambos rotores están unidos por un eje longitudinal. La disposición de estas partes en el generador se puede apreciar en la figura 3.1.

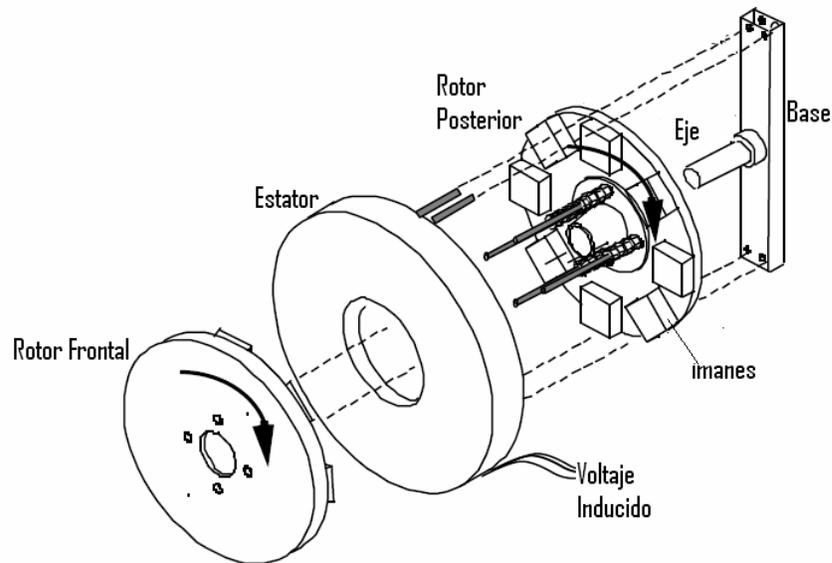


Figura 3.1.: Estructura de un generador de flujo axial

El estator contiene bobinas de alambre de cobre, en las cuales se induce el voltaje producto del flujo variable que produce el campo magnético de los imanes permanentes ubicados en los rotores frontal y posterior. El estator está montado en una base fija, inmóvil.

Los imanes permanentes se ubican de forma tal que el flujo magnético pasa de un rotor a otro, cruzando a través de las bobinas del estator, mientras el eje del rotor gira; se induce así el voltaje sinusoidal en los terminales de las bobinas. Cabe indicar que dicha configuración permite el crecimiento de la máquina en forma modular, al agregar otro estator de bobinas junto con otro rotor de imanes.

3.1.2. Justificación de la solución propuesta

Se propone como solución un aerogenerador de flujo axial, consistente en un generador sincrónico confeccionado con discos móviles de imanes permanentes para

obtener el flujo magnético de campo y discos fijos de enrollados que conforman el estator. Las ventajas de este diseño, por las cuales se eligió como solución propuesta, son las que se exponen a continuación: [11] [12]

- Acoplamiento directo de las partes móviles del generador con el eje de las aspas, que evita el uso de una caja multiplicadora de revoluciones. Estas cajas multiplicadoras agregan vibraciones, ruido y fatiga al sistema de generación, además de requerir lubricación y mantenimiento
- Los rotores, con los imanes que los componen actúan como ventiladores, enfriando los enrollados de estator
- Se aumenta la eficiencia, al eliminar las corrientes de excitación y las pérdidas que éstas conllevan, con lo que finalmente se disminuye el costo de operación del equipo
- Alta relación potencia/tamaño
- Se aumenta la confiabilidad del equipo al disminuir las piezas que lo componen

3.2 Aspa a utilizar para el diseño

Para otorgarle la mayor realidad posible al diseño de este aerogenerador, se considerarán como datos de la hélice, datos reales de una hélice, los cuales fueron obtenidos de [13]. Estos parámetros se muestran en las tablas (3.1) y (3.2):

Radio [°/1]	Ángulo de paso [°]
0,179	28,10
0,266	22,90
0,343	19,10
0,421	17,20
0,498	15,30
0,575	13,50
0,652	11,60
0,730	10,10
0,807	08,80
0,884	08,20
0,961	07,30
0,994	06,92
1,000	06,85

Tabla 3.1.: Ángulo de paso de la hélice

Radio [°/1]		Perfil
desde	hasta	
0,00	0,42	NACA 23018
0,42	0,65	NACA 23012
0,65	1,00	NACA 23009

Tabla 3.2.: Perfiles aerodinámicos de la hélice

3.3 Diseño del generador

En esta etapa del trabajo se plantean como metas (1) lograr el diseño de pequeñas unidades aerogeneradores con generadores sincrónicos de flujo axial basados en el uso de imanes permanentes, que puedan exigirse hasta una potencia de alrededor de 25 kW y (2) especificar los diferentes equipos de electrónica de potencia que permitan la correcta operación de estos aerogeneradores. Los principales aspectos a tomar en cuenta, con el fin de llevar a cabo el estudio, son los siguientes:

- Elección de los imanes a utilizar, determinando claramente dimensiones y flujo magnético de éstos

- Obtención de la relación entre velocidad de viento y rendimiento (Potencia del viento vs potencia mecánica en eje) del aspa a utilizar para la confección de la máquina
- Especificación del diámetro de la hélice requerida, de acuerdo a la potencia que se desea para cada máquina, con lo que se obtiene
 - Potencia nominal de cada máquina.
- Definición, en función de la potencia nominal de la máquina, de:
 - Número de polos.
 - Número de bobinas.
 - Área de bobinas.
- Realizar diagrama de conexión de enrollados de estator
- Elección del conductor a usar en las bobinas, con el consiguiente cálculo de:
 - Resistencia por unidad de longitud.
 - Inductancia por espira.
 - Velocidad de desconexión por calentamiento de bobinas.
- Cálculo del número de espiras por bobina, con lo que se especifica el modelo (o circuito equivalente).
- Dimensionamiento del cuerpo del generador, a fin de contar con el espacio suficiente para la instalación de imanes y bobinas
- Con el modelo se debe, a continuación, realizar la simulación del comportamiento de la máquina según diversas razones de velocidad de punta, en función de la velocidad de viento, conociéndose de esta forma
 - Máxima corriente de salida de la máquina.
 - Nivel de tensión en bornes.
 - Velocidad de viento de calentamiento de enrollados (de acuerdo a las razones de velocidad de punta especificadas).
- Con los datos anteriores, se pasa a la etapa de rectificación. Así, con los datos del comportamiento de la máquina, según su razón de velocidad de punta y la velocidad

de viento, se simula el comportamiento del equipo de rectificación, obteniéndose para éste:

- Corriente media y corriente efectiva de los elementos semiconductores del rectificador (variables que se definen en 3.4.1. y 3.4.2.).
- Tensión continua de salida.
- Corriente continua de salida.
- Posteriormente se requiere especificar un sistema de control de tensión continua, además de un filtro, que establezca el valor de la tensión a la salida del rectificador de cada aerogenerador antes de la conexión con el control de tensión continua. En este caso se logra obtener
 - Tipo de filtro y valores de sus componentes.
 - Corriente y tensión de entrada y salida del equipo de control de tensión continua.
 - Ciclo de trabajo del equipo de control de tensión continua.
- Especificación de equipos de almacenamiento de energía
 - Voltaje de cada unidad.
 - Corriente máxima de cada unidad.
 - Diagrama de conexión.
- Luego se requiere especificar el equipo de inversión de tensión, y el filtro de la tensión de salida, previa conexión a la red local de la comunidad. Se conoce así
 - Corriente media y corriente efectiva de los elementos semiconductores del equipo.
 - Niveles de tensión y corriente a la entrada y salida del equipo.
 - Tipo de filtro y valores de sus componentes.
- Finalmente, se requiere un transformador elevador de tensión para poder transmitir la energía generada en los niveles de tensión adecuados para los consumos

3.3.1. Elección de los imanes a utilizar

Para la confección de los discos de imanes, conjunto que corresponde al rotor del generador, se consideran imanes de 14500 Gauss cada uno, siendo éstos los de mayor flujo que se encontraron en el mercado. Tienen forma trapezoidal y sus dimensiones son aproximadamente las indicadas en la tabla 3.3.

Base	43 mm
Lados y parte superior	28 mm

Tabla 3.3.: Dimensiones de los imanes

3.3.2. Obtención de la relación entre velocidad de viento y coeficiente de potencia de la máquina

Una de las principales variables que influyen en el coeficiente de potencia de un aerogenerador es la “Razón de Velocidad de Punta”, $RVP = (\text{velocidad tangencial de la hélice})/(\text{velocidad del viento})$. Esta magnitud está determinada por la velocidad del viento y por la velocidad de rotación del eje de la máquina; por tanto, si conoce la velocidad del viento o se quiere simular el comportamiento de la máquina para ciertas condiciones, sólo basta conocer la velocidad de rotación de la máquina para obtener la RVP y así lograr conocer el coeficiente de potencia del aerogenerador. La forma de conocer la velocidad de rotación del eje del aerogenerador es mediante un análisis de curvas de torque, el que se describe a continuación:

- Modelación de torque resistivo, en función de potencia consumida y frecuencia de generación, que se relaciona con la velocidad de rotación del eje, dependiendo del número de polos, como se muestra en (3.1) y (3.2)

$$\omega_{mec} = \frac{2\pi f}{\left(\frac{p}{2}\right)} \quad (3.1)$$

$$T_r = \frac{D_e}{\omega_{mec}} \quad (3.2)$$

Donde:

ω_{mec} : Velocidad angular de la máquina (rad/s).

f: Frecuencia del voltaje generado (Hz).

p: Número de polos de la máquina.

T_r : Torque resistivo provocado por la carga eléctrica (Nm).

D_e : Demanda eléctrica (W).

- Modelación de torque útil de la turbina en función del viento que ésta capta y de la inercia del rotor de la misma

$$T_u = T_t - J_t \frac{d\omega}{dt} \quad (3.3)$$

$$T_t = \frac{C_p \cdot A \cdot \rho \cdot v^3}{2 \cdot \omega} \quad (3.4)$$

Donde:

T_u : Corresponde al torque útil, aprovechable por la máquina

T_t : Corresponde al torque captado por la turbina

J_t : Corresponde al momento de inercia del disco central de la máquina más el de las aspas, las cuales, se modelan como barras para este caso

ρ : Corresponde a la densidad del aire

A: Corresponde al área de barrido de la máquina

v: Corresponde a la velocidad del viento

- Interceptar ambas curvas, despejar ω de esta igualdad y encontrar una velocidad de operación

$$T_u = T_r \quad (3.5)$$

Siguiendo este procedimiento se llega a una ecuación de segundo grado, la cual proporciona dos soluciones, y que además lleva a enfrentar dos diferentes escenarios:

1. Que las soluciones a la ecuación anterior sean complejas conjugadas, en cuyo caso las curvas de torque motriz y de torque resistente no se interceptan, por lo que no se cuenta con un punto de operación de la máquina, debido a que el torque de partida de la máquina es insuficiente como para ponerla en movimiento y el aerogenerador no se mueve. En este caso las curvas son de la forma exhibida en la figura 3.2.

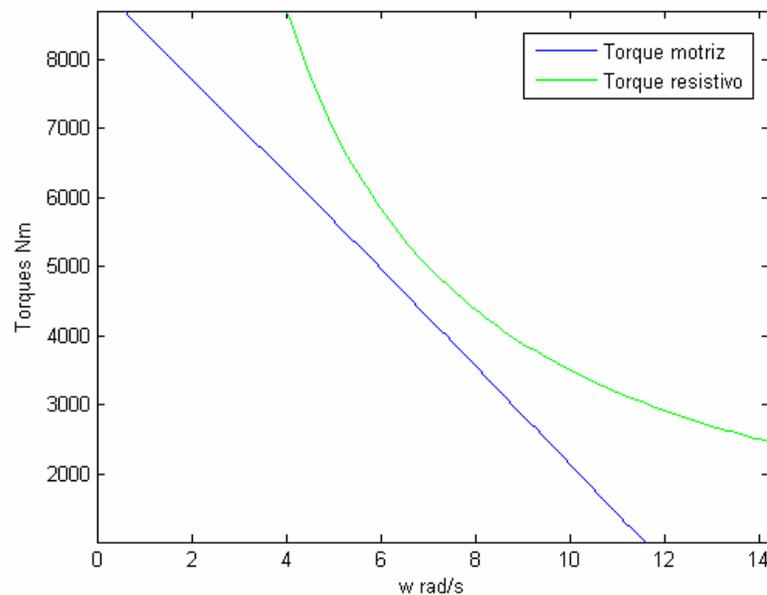


Figura 3.2.: Soluciones complejas conjugadas

2. Que las soluciones a la ecuación anterior sean reales, en cuyo caso las curvas de torque motriz y de torque resistente se interceptan en dos puntos. En este caso se debe realizar un análisis de estabilidad mediante pequeñas oscilaciones, puesto que un solo punto (punto A) presentará torques restituyentes. Es decir, si la máquina está en el punto A y por algún motivo aumenta su velocidad de giro, el torque resistivo producido por las cargas (consumos eléctricos), al ser mayor que el torque motriz, lleva a disminuir la velocidad de giro de la máquina, y la deja operando nuevamente en el punto A. En el caso de disminuir la velocidad de giro, el torque motriz al ser mayor al torque resistivo, lleva la máquina a aumentar su velocidad y la deja operando también en el punto A. El otro punto (B) presentará relaciones de torque inversas, que provocarán que la máquina aumente indefinidamente su velocidad o la reduzca hasta llegar al punto estable A, siendo imposible que permanezca en el punto de operación B un tiempo considerable. (Figura 3.3).

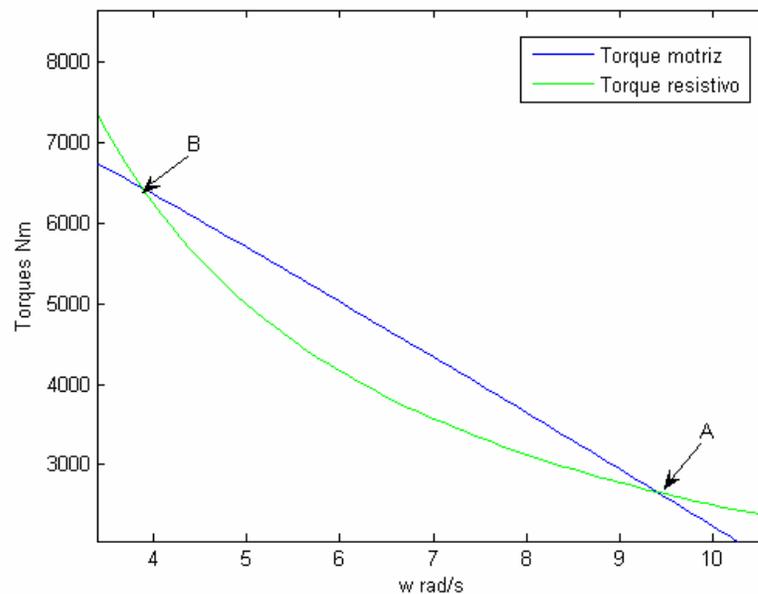


Figura 3.3.: Soluciones reales

3. Una vez que se conozca la velocidad de operación de la máquina, es posible conocer el coeficiente de potencia a partir de la RVP mediante la fórmula (3.6) [8]

$$C_p = (0,44 - 0,0167 \cdot \beta) \cdot \operatorname{sen} \left(\frac{\pi \cdot (RVP - 3)}{15 - 0,3 \cdot \beta} \right) - 0,00184 \cdot (RVP - 3) \cdot \beta \quad (3.6)$$

Donde:

β : Ángulo de paso de la hélice

Utilizando la fórmula anterior, se puede graficar el coeficiente de potencia en función de la RVP, exponiendo gráficamente este comportamiento para la hélice seleccionada. (Figura 3.4)

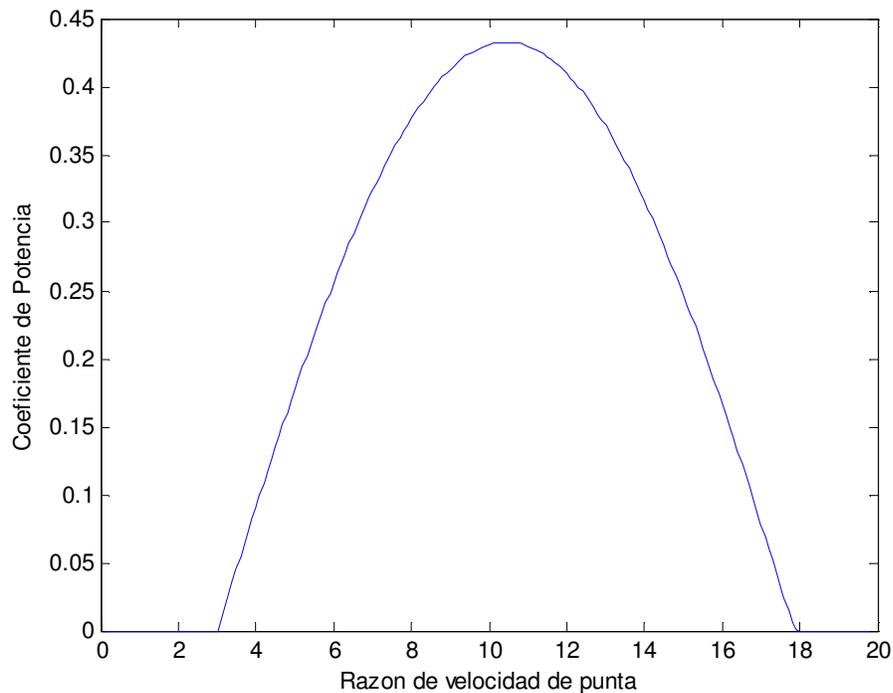


Figura 3.4.: Coeficiente de Potencia en función de la RVP

3.3.3. Especificación de la hélice

Se plantea obtener una máquina que a la mayor velocidad de viento aceptada, genere aproximadamente 25.000 W de potencia, con un voltaje alterno. Esta potencia se elige luego de conocer las magnitudes que se ofrecen en el mercado para generadores de estas características.

Para conocer la dimensión de las aspas del aerogenerador es necesario saber el coeficiente de potencia o rendimiento de la hélice con el aspa que se pretende usar, para así verificar que se cumpla el requisito de potencia a generar. Así se tiene, por ejemplo, que para el tipo de hélice elegida, el mejor coeficiente de potencia se obtiene para buena razón de velocidad de punta de 10,4, y corresponde aproximadamente a $C_p = 43 \%$, como se puede ver en la figura 3.4.

Luego, para especificar las aspas a utilizar, solo resta conocer el rendimiento del sistema eléctrico del generador. Generadores actuales tiene eficiencias sobre el 90%, sin embargo, puesto que en este caso se trata de un generador de bajo costo, sin todas las mejoras que pueden ayudar a lograr dichas eficiencias, se considera una eficiencia η_e un poco menor, de 85%. De esta forma, suponiendo $C_p = 43\%$, $\eta_e = 0,85$ y utilizando la ecuación (2.6) se obtiene lo siguiente:

$$P_E = \eta_e P_T = \eta_e C_p \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (3.7)$$

Luego, de (3.7), se puede despejar un valor de r , a partir de un viento máximo de generación v_{\max} y una densidad de aire mínima ρ . Basándose en los datos recopilados para la región a analizar, datos que se exponen en el capítulo siguiente, se toma una densidad de aire crítica de $0,69 \text{ Kg/m}^3$, y un viento máximo de generación v_{\max} de 14 m/s, con lo que se obtiene:

$$P_E = 25.000 \text{ W} \Rightarrow 25.000 = \eta_E C_P \frac{1}{2} A \rho_{\min} v_{\max}^3 \quad (3.8)$$

$$r = \sqrt{\frac{25.000}{0,85 \cdot 0,43 \cdot \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot 0,69 \cdot 14^3}} = 4,8 \text{ m} \quad (3.9)$$

3.3.4. Definición de polos y bobinas

3.3.4.1. Número de polos y de imanes

El número de polos que presentará el aerogenerador tiene directa relación con la frecuencia del voltaje que se desea generar, relación expresada en la fórmula (2.7)

Se procurará generar un voltaje cuya frecuencia sea cercana a la frecuencia final en la cual la energía será utilizada, que corresponde a 50 Hz, y se considerará además que mientras mayor sea la frecuencia generada, más se facilitará el alisamiento de la corriente y se disminuirá el rizado del voltaje a la salida del rectificador. Por otra parte, las revoluciones por minuto a la que girará la máquina (n_s) se obtiene de la ecuación de RVP, que relaciona la velocidad de viento y la velocidad angular del aerogenerador (3.10)

$$RVP = \frac{\omega \cdot r}{v} \quad (3.10)$$

Donde:

ω : Velocidad angular (rad/s).

r: Radio del aerogenerador (m).

v: Velocidad del viento (m/s).

Reemplazando en (3.10) los valores antes expuestos de RVP y r, se llega a (3.11)

$$\frac{10,4 \cdot v}{4,8} = \omega \quad (3.11)$$

En rpm:

$$\begin{aligned} n &= \omega \frac{60}{2\pi} \\ \Rightarrow n &= \frac{10,4 \cdot v \cdot 60}{4,8 \cdot 2\pi} = 20,69v \end{aligned} \quad (3.12)$$

Velocidad de rotación que proporciona una frecuencia de generación según (3.13)

$$f = \frac{p \cdot 20,69 \cdot v}{120} \approx 0,172 \cdot p \cdot v \quad (3.13)$$

Luego, dependiendo del viento, para obtener 50 Hz, se requieren:

$$\begin{aligned} v = 4 \text{ m/s} &\Rightarrow p = \frac{50}{0,172 \cdot 4} \approx 72 \text{ polos} \\ v = 8 \text{ m/s} &\Rightarrow p = \frac{50}{0,172 \cdot 8} \approx 36 \text{ polos} \\ v = 10 \text{ m/s} &\Rightarrow p = \frac{50}{0,172 \cdot 10} \approx 30 \text{ polos} \\ v = 12 \text{ m/s} &\Rightarrow p = \frac{50}{0,172 \cdot 12} \approx 24 \text{ polos} \end{aligned} \quad (3.14)$$

Es decir, para todos estos casos se requieren una gran cantidad de polos, lo cual no se puede realizar debido a restricciones de espacio y de presupuesto, ya que el hecho de implementar tantos polos encarecería demasiado el aerogenerador.

Sin embargo, la forma de operación elegida, que consiste en una primera etapa de rectificación y luego otra de inversión, permite que la generación sea a una frecuencia distinta a los 50 Hz.

Por otro lado, si se desea utilizar al máximo el espacio del generador, al elegir el número de polos como un múltiplo par de 3, es posible aprovechar el flujo generado por todos los imanes en todo momento, maximizando el uso de espacio.

Así, se elige 18 polos, previendo un esquema de 6 bobinas por fase, y 18 bobinas en total.

De esta forma se tiene (3.15):

$$\begin{aligned}v = 4 \text{ m/s} &\Rightarrow f = 0,172 \cdot 18 \cdot 4 \approx 12,4 \text{ Hz} \\v = 8 \text{ m/s} &\Rightarrow f = 0,172 \cdot 18 \cdot 8 \approx 24,8 \text{ Hz} \\v = 10 \text{ m/s} &\Rightarrow f = 0,172 \cdot 18 \cdot 10 \approx 31 \text{ Hz} \\v = 12 \text{ m/s} &\Rightarrow f = 0,172 \cdot 18 \cdot 12 \approx 37,2 \text{ Hz}\end{aligned} \tag{3.15}$$

Se puede concluir entonces que el aerogenerador será de 18 polos, y dada la configuración a usar, de rotor delantero y trasero, ambos con imanes, luego se requiere 36 imanes para el desarrollo del aerogenerador. Sin embargo, dicha cantidad se modificará, tal como se explica más adelante en este capítulo, a un esquema de tres discos con imanes y dos discos con bobinas, con lo que se llega a un total de 54 imanes.

3.3.4.2. Número de bobinas

Para este caso, el de un generador trifásico, se tiene la relación (3.16) entre el número de bobinas posibles de implementar y el número de polos del generador:

$$N_b = \frac{3 \cdot P}{k} \quad k = 1, 2, 3... \quad (3.16)$$

Tomando $k = 3$, y colocando 18 polos en el generador, se requiere 18 bobinas (6 por fase), las cuales es posible conectarlas de forma tal que los campos enlazados por ellas puedan sumarse.

Se concluye así que el generador tendrá 18 bobinas

3.3.4.3. Tamaño de las bobinas

Se requiere que las bobinas puedan enlazar la totalidad del flujo generado por los imanes, por tanto deben poseer un área mayor que la que poseen los imanes.

Así se elige una bobina que sigue la forma del imán, con una holgura de 5 mm. por lado, lo que la deja con tres lados de 38 mm. y uno de 53 mm., dando un perímetro total de 167 mm.

3.3.5. Diagrama de conexión de enrollados de estator

En una máquina eléctrica trifásica, para que sus voltajes y corrientes resulten equilibrados, sus bobinas deben, además de ser del mismo número de vueltas y del mismo tipo de cable, estar separadas por 120° eléctricos, lo que corresponde a una separación física o geométrica entre cada bobina de una fase con la de la otra fase de:

$$\frac{120^\circ}{\frac{p}{2}} \quad (3.17)$$

Donde p corresponde al número de polos de la máquina. Así para este caso donde el número de polos de la máquina es 18, la separación angular entre una y otra bobina es de $13,3^\circ$.

A continuación, en la figura 3.5, se ilustra el lugar de ubicación de las bobinas del estator, de acuerdo al número de polos de la máquina y el número de bobinas por fase elegidas.

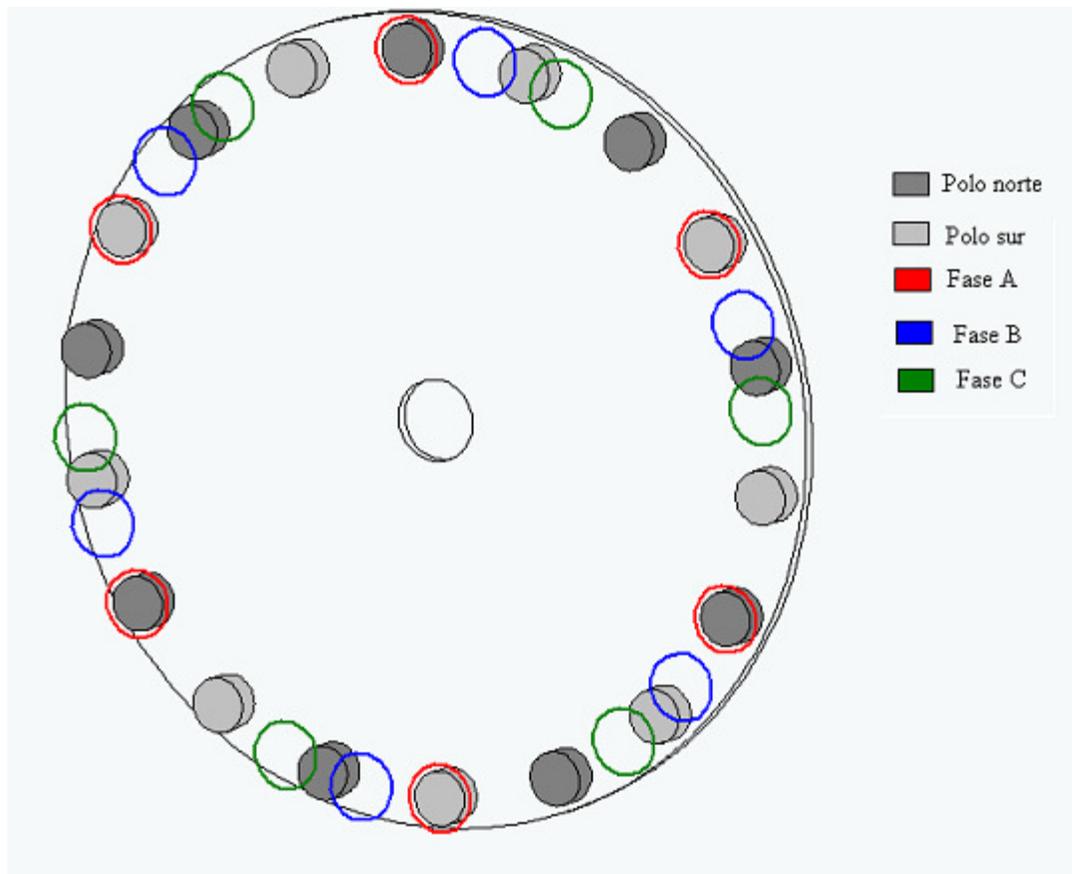


Figura 3.5.: Diagrama de ubicación de bobinas del estator

3.3.6. Elección del conductor y cálculo de parámetros de estator

Para este tipo de aplicaciones se recomienda utilizar cables cuyos tamaños vayan entre 14 y 17 AWG, ya que esos tamaños son suficientemente gruesos como para disminuir las pérdidas óhmicas, y a la vez suficientemente delgados como para poder malearlos y confeccionar las bobinas. Por tanto, se ha elegido utilizar cables de cobre de 14 AWG para este caso.

El cable elegido, 14 AWG, presenta una resistencia característica de 8,286 mΩ/m a una temperatura de 20°C. Este valor aumenta en 4 μΩ/m por cada °C de temperatura [14].

3.3.7. Cálculo del número de espiras por bobina

3.3.7.1. Voltaje por Espiras

Para calcular el número de espiras por bobina, se utiliza la siguiente ecuación de diseño (3.18):

$$V_e = 4.44 \cdot f \cdot B \cdot A_i \quad (3.18)$$

Donde:

- V_e : Voltaje por espira de la bobina.
- f : Frecuencia del voltaje generado.
- B : Densidad de flujo máximo que atraviesa la bobina.
- A_i : Área del imán.

Por otro lado, combinando las ecuaciones (3.10), (3.12) y (2.7), se tiene:

$$f = \frac{p \cdot 60 \cdot RVP \cdot v}{120 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r} \quad (3.19)$$

Donde:

- p: Número de polos de la máquina.
- RVP: Razón de velocidad de punta.
- v: Velocidad del viento.
- r: Radio del aerogenerador.

Reemplazando (3.19) en (3.18), se concluye (3.20):

$$V_e = 4,44 \frac{p \cdot 60 \cdot RVP \cdot v}{120 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r} B \cdot A_i \left(\frac{V}{\text{espira}} \right) \quad (3.20)$$

Si se toman 18 polos, una RVP de 10,4, un radio de 4,8 metros de largo, con una densidad de flujo total de 2,9 Wb/m² (correspondiente al caso de 2 discos de imanes en que cada imán proporciona 1,45 Wb/m²) y un área de los imanes de 958 x 10⁻⁶ m², se llega a (3.21):

$$V_e = 38,3 \cdot v \frac{mV}{\text{espira}} \quad (3.21)$$

3.3.7.2. Espiras por Bobina

Los componentes eléctricos que se utilizará en el diseño del aerogenerador no solo especifican sus características, sino, además imponen límites de funcionamiento que no deben violarse si no se desea degradar la vida útil del equipo.

Para especificar los próximos valores de diseño, se utilizará una densidad de corriente de 12 A/mm^2 , que corresponde a una magnitud un tanto alta comparada con la usada normalmente en el diseño de equipos eléctricos, pero esto se debe a las características particulares de buena refrigeración de este diseño:

- La máquina estará sometida a corrientes de aire (viento), en forma constante, lo que ayuda a la refrigeración del equipo.
- El lugar donde será instalado el equipo, como se verá en el próximo capítulo, está a 3.700 metros sobre el nivel del mar aproximadamente, lugar donde la temperatura es más bien baja.
- Las velocidades mayores de viento para la localidad, como se verá en el próximo capítulo, se registran por la noche, en esas horas la temperatura ambiental es más baja, ayudando a la refrigeración del equipo en el momento de máxima exigencia.
- El equipo no estará enclaustrado en alguna estructura que impida la buena ventilación de éste, sino más bien estará prácticamente en contacto con el exterior.

Luego de lo expuesto, se justifica la elección anterior de densidad de corriente para el diseño de la máquina. Además se fija como límite, de operación esta misma densidad de corriente de 12 A/mm^2 , con lo cual se deberá desconectar el equipo si la densidad excede este valor. Así se tiene:

- Área del cable 14 AWG = 2,08 mm².
- Densidad de corriente máxima = 12 A/mm².
 ⇒ Corriente de desconexión = 25 A.

Sin embargo, diseñar el generador basándose en la velocidad promedio daría como resultado un equipo subdimensionado, que debería salir de funcionamiento en repetidas ocasiones. Por tanto, el diseño se hará pensando en que el equipo sea capaz de operar durante el 95 % del tiempo, tolerando un viento máximo de 14 m/s (50,4 km/h), datos que se exponen en el capítulo siguiente, y además considerando que el aerogenerador debe operar durante todo el año, y por lo tanto enfrentar mayores densidades del aire, como la de Diciembre que corresponde a 0,78 kg/m³.

Según lo expuesto, la potencia eléctrica es la que resulta en (3.22) y (3.23)

$$P_E = 0,85 \cdot 0,43 \cdot \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot 4,8^2 \cdot 0,78 \cdot 14^3 \approx 28,3 \text{ kW} \quad (3.22)$$

$$P_{3\phi} = 3 \cdot P_{1\phi} \Rightarrow P_{1\phi} \approx 9,44 \text{ kW} \quad (3.23)$$

Así:

Suponiendo $\cos(\varphi) = 0,93$

$$P_{1\phi} = V \cdot I \cdot 0,93 \Rightarrow V \cdot 25 \cdot 0,93 = 9.440 \quad (3.24)$$

$$\Rightarrow V \approx 410 \text{ V}$$

Finalmente, considerando un diseño que funcione para vientos hasta 14 m/s

$$V_{fn} \approx 6 \cdot N_e \cdot V_e(v_{desc}) - I(r_g \cos(\varphi) + x_g \sin(\varphi)) \quad (3.25)$$

$$\Rightarrow 410 = 6N_e (38,3 \times 10^{-3}) 14 - 25 \left((8,26 \times 10^{-3} 0,2N_e) 0,93 + (N_e^2 4 \times 10^{-7} 958 \times 10^{-6} 14,67^{-3}) 0,37 \right)$$

$$\Rightarrow N_e \approx 130 \text{ espiras/bobina}$$

Donde $V_e(v_{desc})$ corresponde al voltaje inducido por espira evaluado a v_{desc} . Las expresiones ocupadas para r_g y x_g se explican en 3.3.9

Esta cantidad de espiras es demasiado alta como para implementarse en un solo disco de espiras, luego, se decide utilizar dos discos de espiras y tres de imanes, obteniendo como flujo enlazado el triple del proporcionado por cada imán.

Luego, repitiendo el procedimiento de cálculo, ahora para un valor de flujo de $4,35 \text{ Wb/m}^2$, se obtiene un diseño de 86 espiras en total, lo que implica colocar 43 espiras en cada disco de bobinas. Sin embargo, para redondear los valores, se colocarán 90 espiras en total, con lo que es posible colocar 45 espiras por bobina por disco en 9 capas de 5 espiras cada, con lo que se aumentará un poco la potencia máxima obtenida.

3.3.8. Dimensionamiento del cuerpo del generador

Para poder dimensionar el cuerpo del aerogenerador, es necesario especificar la forma que tendrán las bobinas, de que forma se hará el arreglo de 18 bobinas por disco. Para este caso se escoge realizar 9 capas de 5 espiras concéntricas cada una, luego si el diámetro del cable AWG 14 es de 1,63 mm, entonces los lados de la bobina exterior son de $69,3 \times 54,3 \text{ mm}$., lados A y B respectivamente de la figura 3.6., en donde se muestra a modo ilustrativo el disco con dos bobinas una al lado de la otra además de un imán

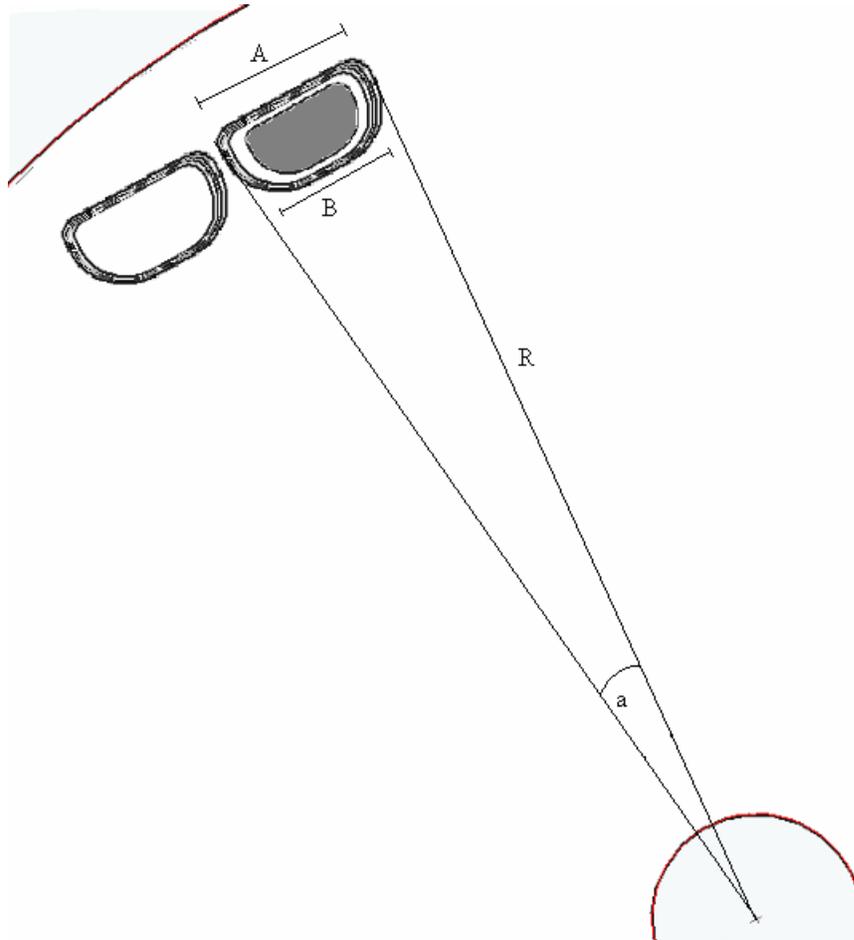


Figura 3.6.: Diagrama del cuerpo del generador

Así, denominando b al ángulo formado por el tramo R y el tramo A , considerando que se tiene un triángulo isósceles, el radio del disco, correspondiente al trazo R mostrado en la figura, debe ser:

$$R = \frac{\text{sen}(b) \cdot A}{\text{sen}(a)} \quad (3.26)$$

Donde :

A: 69,3 mm

a: 13,3°, la separación entre una y otra bobina dentro del disco

b: 83,35°

Se obtiene finalmente el tamaño del cuerpo del aerogenerador, el que corresponderá a un disco de 30 centímetros de radio.

3.3.9. Modelo equivalente de la máquina

El largo promedio de cada espira se obtiene mediante el cálculo siguiente (3.27):

$$\bar{l} = \frac{(3 \cdot 54,3 + 69,3) + (3 \cdot 38 + 53)}{2} \approx 200 \text{ mm} \quad (3.27)$$

Luego la resistencia de estator por fase, corresponde a:

$$r_g = 8,286 \cdot 0,2 \cdot 90 = 150 \text{ m}\Omega \quad (3.28)$$

Ahora, para obtener el valor de la inductancia de fase del generador, se aplica la ley circuital de Ampère (3.30):

$$\begin{aligned}
\oint H \cdot d\vec{l} &= Ni \quad ; \quad B = \mu_0 H \\
\Rightarrow \frac{\phi \cdot l}{\mu_0 A} &= Ni \\
N\phi = Li \Rightarrow i &= \frac{N\phi}{L} \\
\Rightarrow L &= \frac{N^2 \mu_0 A}{l}
\end{aligned}
\tag{3.29}$$

Donde:

μ_0 = Permeabilidad magnética del vacío (por que el recorrido del flujo lo hace por aire, entonces se aproxima al valor en el vacío) 4×10^{-7} Henry/m

N = Número de espiras por fase

l = Largo que recorre el flujo

A = Área por la que atraviesa el flujo, que corresponde al área del imán, con un valor de 958 mm^2

Para el cálculo, es necesario considerar todas las espiras de una fase, las que corresponden a 540, sin embargo, no es posible considerarlas todas como una sola gran bobina, sino, se deben calcular las espiras por cada polo y luego multiplicar este valor por el número de polos de la máquina, ya que de esta forma se suman inductancias que están en cuadratura magnética y no tienen interacciones que produzcan inductancias mutuas

Así,

$$L = 18 \frac{\left(\frac{540}{18}\right)^2 \cdot 4 \times 10^{-7} \cdot 958 \times 10^{-6}}{9,78 \times 10^{-3}} = 0,63 \text{ mH}
\tag{3.30}$$

Conocidos los valores de la resistencia e inductancia de estator, se obtiene el modelo equivalente de la máquina que se ilustra en la figura (3.7)

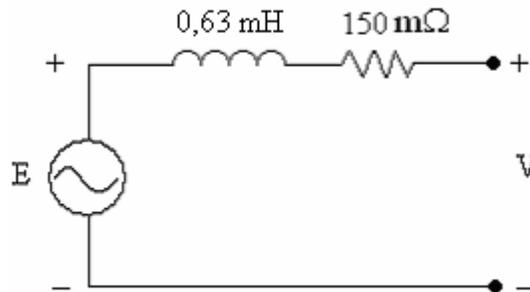


Figura 3.7.: Modelo equivalente de la máquina

3.3.10. Programa de simulación de régimen estacionario

El programa de simulación del comportamiento de la máquina realiza los siguientes pasos en forma consecutiva, a fin de lograr conocer todas las variables del comportamiento de la máquina.

En este caso se desea visualizar la respuesta de estado estacionario de la máquina, para diversas velocidades de viento, por tanto se ingresa una RVP y un paso de simulación Δv , correspondiente a la magnitud, en m/s, en que se irá variando la velocidad del viento a lo largo de la simulación.

1. Se calcula la velocidad de viento con que se va a simular, como la velocidad de la simulación anterior más el paso que se eligió para la simulación.

$$v(k+1) = v(k) + \Delta v$$

2. Tomando la RVP, se obtiene, a partir de la velocidad del viento, la velocidad de rotación de la máquina ω , en rad/seg.

3. Luego, se calcula el coeficiente de potencia de la hélice, tomando como datos la RVP y el ángulo de paso. Como este último varía a lo largo de la hélice, se obtiene un vector con diversos valores del coeficiente de potencia, los cuales tendrán distintas áreas de barrido lo que influenciará en la eficiencia de la hélice.
4. Con los diversos coeficientes de potencia conocidos, éstos se utilizan para calcular la potencia extraída del viento en su área de influencia, para luego sumar todas estas potencias y obtener la potencia total extraída por la hélice desde el viento.
5. Después se calcula el torque total de la turbina, mediante el cociente entre la potencia recién calculada y la velocidad de rotación ω .
6. Posteriormente, se puede calcular el torque útil mediante (3.3). Sin embargo, se desea conocer la respuesta de régimen estacionario por el momento, por lo que se considera $\omega = \text{cte}$, lo cual implica que el valor de la derivada de la velocidad de rotación con respecto al tiempo sea nula, obteniéndose un torque útil equivalente al torque total, sin utilizar parte de este torque en acelerar la máquina desde una velocidad ω_1 a otra velocidad ω_2 mayor.
No obstante, éste será el método a seguir cuando se realicen las simulaciones dinámicas de la máquina.
7. Conocido el torque útil, se calcula la potencia eléctrica generada por éste, al multiplicarlo por la velocidad de rotación ω , y se sigue con el cálculo de todas las otras variables, según lo expuesto en (3.26).

$$\left. \begin{aligned}
 n &= \frac{60 \cdot \omega}{2\pi} \quad (\text{rpm}) \\
 f &= \frac{p \cdot n}{120} \quad (\text{Hz}) \\
 x_g &= 2\pi \cdot f \cdot L \quad (\Omega) \\
 V_{\text{por espira}} &= 4,44B \cdot A \cdot f \quad (\text{V}) \\
 E_{fn} &= N_{\text{bobinas}} \cdot N_{\text{espiras}} \cdot V_{\text{por espira}} \quad (\text{V}) \\
 I_{\text{linea}} &= \frac{P_{\text{electrica}}}{3 \cdot V_{fn} \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A}) \\
 V_{fn} &= E_{fn} - I_{\text{linea}} (r_g \cos(\varphi) + x_g \text{sen}(\varphi)) \quad (\text{V}) \\
 C_p &= \frac{P_{\text{electrica}}}{P_{\text{viento}}}
 \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

8. Se vuelve al punto 1., hasta que la corriente de línea alcance el valor fijado como máximo y la máquina se deba desconectar

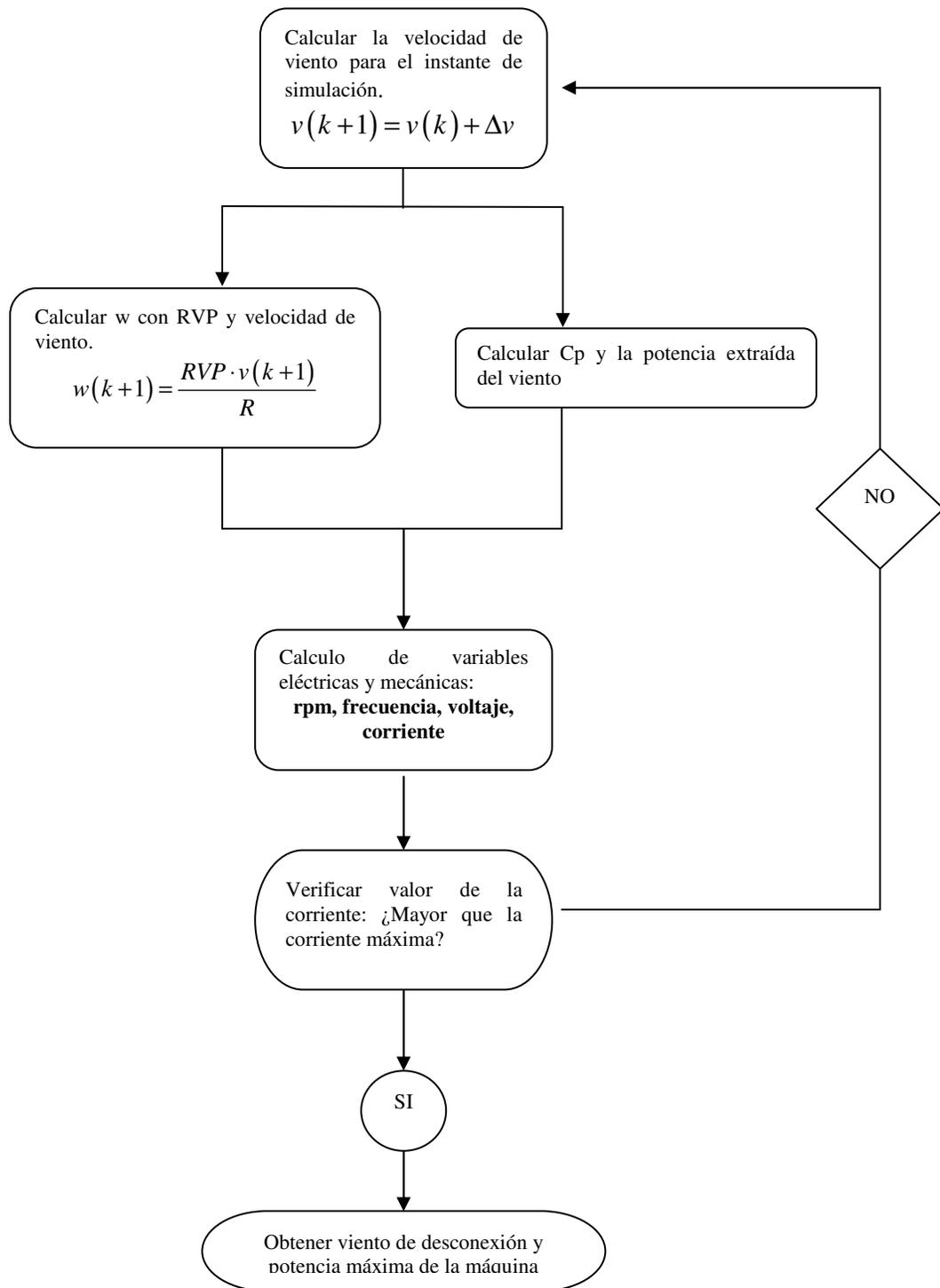


Figura 3.8.: Esquema de funcionamiento del programa de simulación

A continuación se resumen las características de la máquina y se muestran los resultados obtenidos en la simulación.

Radio de 4,8 metros, 6 bobinas por fase, de 90 espiras cada una, densidad de corriente de desconexión de 12 A/mm², cable AWG 14 y una densidad de flujo de 1,45 Wb/m² de cada imán, tres discos de imanes y dos discos de bobinas, con bobinas de 45 espiras cada una, ambas conectadas en serie.

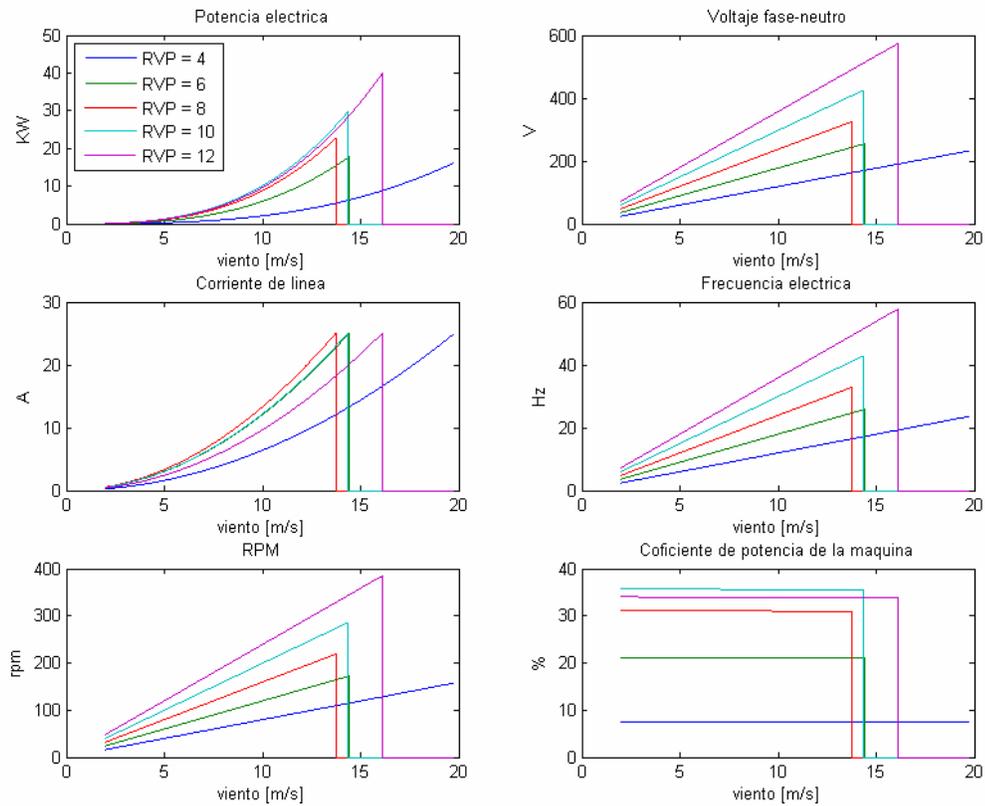


Figura 3.9.: Resultados de la simulación

RVP	Velocidad de desconexión [m/s]	Potencia Máxima [kW]
4	19,79	16,21
6	14,42	17,74
8	13,73	22,60
10	14,34	29,55
12	16,11	39,95

Tabla 3.4.: Resumen resultados de la simulación

Por último, realizando la simulación para una RVP de 10,4, se obtiene lo siguiente:

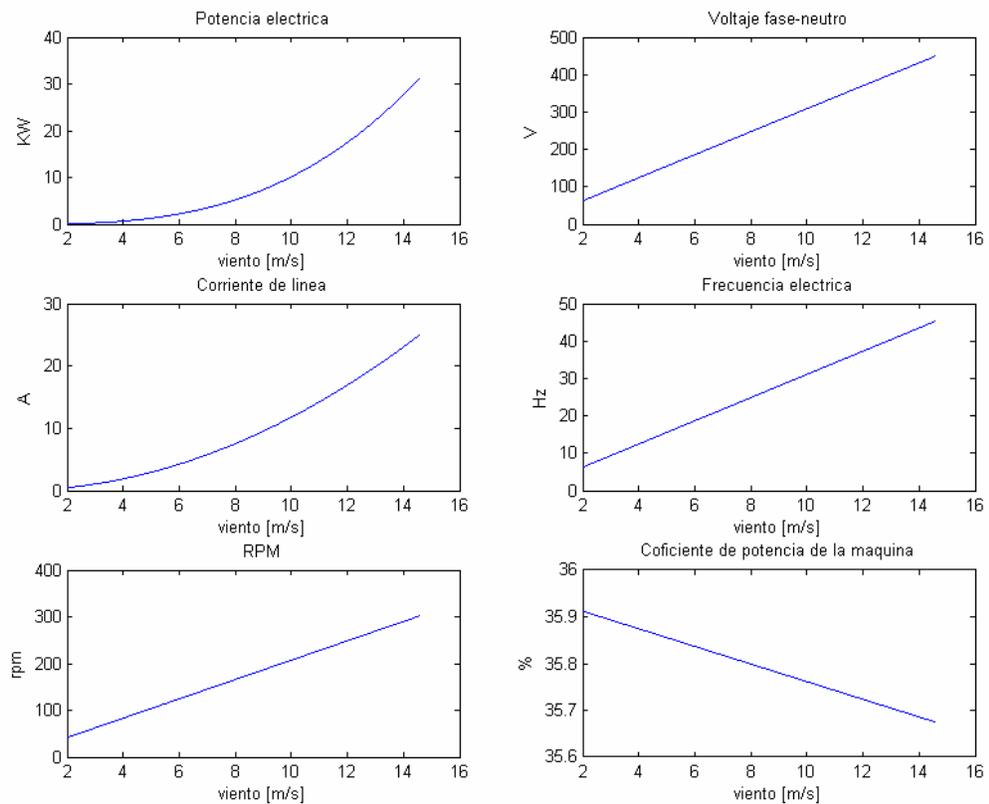


Figura 3.10.: Resultados de la simulación RVP = 10,4

Parámetro	Valor
Potencia máxima de salida	31,27 kW
Velocidad de viento de desconexión	14,6 m/s
Voltaje fase neutro máximo	449 V
Frecuencia máxima	45,31 Hz

Tabla 3.5.: Resumen resultados de la simulación RVP = 10,4

3.4. Equipos de electrónica de potencia

El esquema de electrónica de potencia a utilizar, tiene como objetivo principal la regulación del suministro de la energía eléctrica, procurando un nivel de tensión y frecuencia constantes. Para lograrlo, es necesario considerar las características del sistema de generación, el cual está conformado por un conjunto de generadores de imán permanente (sin regulación de tensión), los que operan a tensión y frecuencia variables, no sincronizadas entre sí (independientes).

Teniendo esto en consideración, la regulación mediante el uso de equipos de electrónica de potencia debe dividirse en las siguientes etapas:

1. Etapa de rectificación (polifásica): Rectificadores tipo puente trifásico de diodos
2. Filtro LC: alizamiento de la corriente y almacenamiento de energía durante los períodos de apertura del chopper.
3. Regulador de tensión del tipo chopper clase A: cumpliendo una función de regulación de tensión y corriente de acuerdo al régimen de carga de las baterías.
4. Banco de baterías.
5. Rectificador controlado operando en inversión.
6. Transformador (D-Y) elevador de tensión.
7. Filtro de armónicas y corrección del factor de potencia.

8. Línea de transmisión en BT hasta punto de conexión con la red de distribución local.

Cabe mencionar que las especificaciones de los filtros anteriormente mencionados no se abordará por alejarse demasiado del tema central del presente trabajo.

Antes de comenzar a especificar los equipos de electrónica de potencia es necesario introducir algunos conceptos con respecto a los sistemas de rectificación.

3.4.1. Corriente media de los elementos semiconductores

Viene dada por la integral de la magnitud de corriente que circula el elemento durante un ciclo, como se expresa en (3.32):

$$I_d(av) = \frac{1}{T} \int_0^T i_d(t) dt = \frac{I_{CC}}{q} \quad (3.32)$$

Donde:

T: Período, equivalente a $1/f$

$i_d(t)$: Corriente que circula por el elemento en el instante t

q: Número de conmutaciones consecutivas de la corriente continua que circula por un elemento

3.4.2. Corriente efectiva de los elementos semiconductores

Viene dada por la raíz cuadrada de la integral del cuadrado de la corriente que circula por el elemento durante un ciclo, como se expresa en (3.33):

$$I_d (rms) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_d (t)^2 dt} = \frac{I_{CC}}{\sqrt{q}} \quad A \quad (3.33)$$

Cabe destacar que esta relación se cumple para el modelo rectangular de corrientes, es decir, cuando no se consideran los tiempos de conmutación entre uno y otro elemento semiconductor, suponiendo una conmutación instantánea de toda la corriente que circula por cada uno de ellos. Las aproximaciones introducidas por dicho modelo no son de mayor relevancia para el tema central de este trabajo y se utilizará en adelante, ya que solo influirá en el cálculo de las pérdidas por disipación en los elementos semiconductores, las que son de todas formas despreciables.

3.4.3. Voltaje reverso repetitivo máximo (V_{RRM})

Corresponde al mayor voltaje inverso que el elemento es capaz de tolerar en forma repetitiva, antes de que éste sufra algún daño. Esta magnitud es importante ya que dada la forma de funcionamiento del puente de Graetz, los elementos semiconductores se ven sometidos a voltajes inversos en forma repetitiva, cuya magnitud corresponde a raíz de dos veces la tensión fase fase del equipo, luego, si el elemento no está diseñado como para soportar este nivel de tensión inversa en forma repetitiva, el elemento se degradará y quemará, inutilizando el equipo.

En las figuras (3.11) y (3.12) se muestran las características voltaje-corriente de un diodo y de un rectificador de silicio controlado (SCR) o tiristor [15], donde se aprecia lo que sucede con el elemento cuando éste es sometido a una tensión inversa mayor a la que éste está diseñado para tolerar, correspondiente al “breakdown voltage” o “maximum reverse voltage”. No obstante, el voltaje reverso repetitivo máximo corresponde a un nivel de voltaje menor (en magnitud absoluta), al “breakdown voltage”, puesto que el elemento debe ser capaz de resistirlo en forma repetitiva, sin mermar su vida útil.

Teniendo esto en cuenta, se especificarán elementos semiconductores cuyos valores de V_{RRM} sean el doble del voltaje inverso máximo al que estos sean sometidos en operación normal, para que así los elementos puedan tolerar transientes que se pudieran producir, por diversas causas, como se muestra en (3.34)

$$V_{RRM} = 2\sqrt{2}V_{ff \max} \quad (3.34)$$

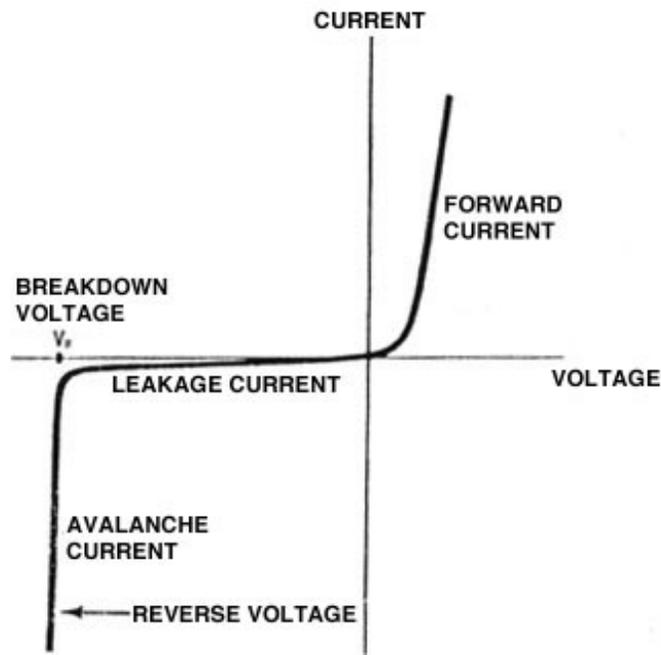


Figura 3.11: Característica voltaje-corriente de un diodo

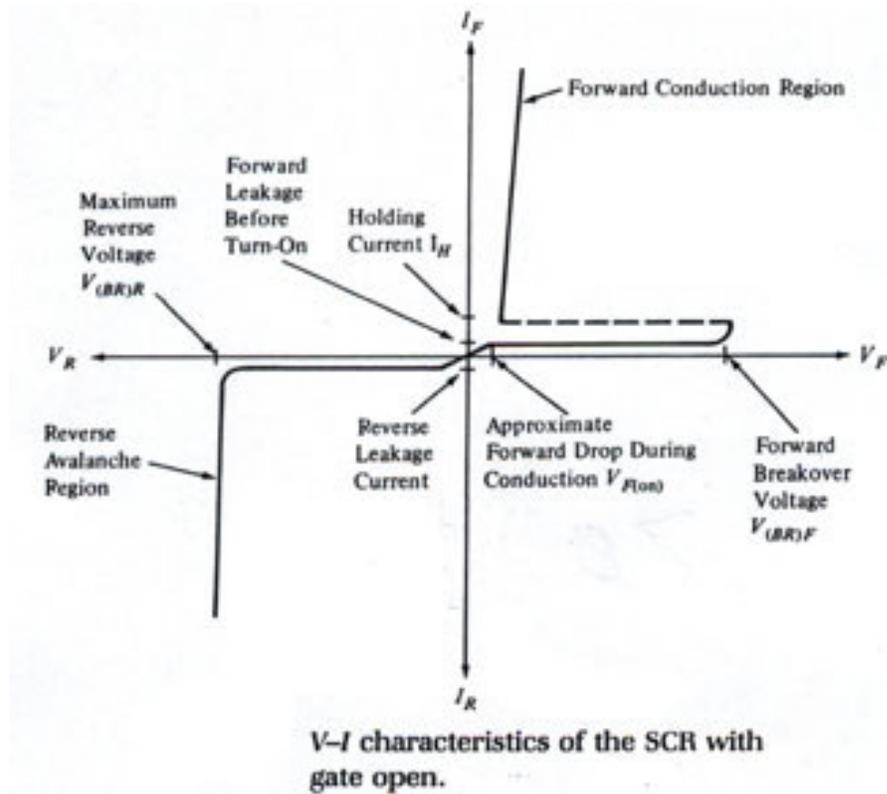


Figura 3.12: Característica voltaje-corriente de un SCR

3.4.4. Ángulo de conmutación

La presencia de reactancia en el lado de alterna de un equipo de electrónica de potencia, conversor ya sea AC/DC o DC/AC, obliga a una transferencia gradual de la corriente I_{CC} de un elemento semiconductor a otro, con lo cual habrá una conducción simultánea de dos elementos. Esto, se traduce en una modificación de la onda de corriente en el elemento semiconductor y una reducción de la tensión continua a la salida, en el caso de un rectificador.

La duración de la transferencia se expresa mediante el ángulo de conmutación u , dando origen a la ecuación de conmutación, expresada en (3.35)

$$\frac{1 - \cos(u)}{2} = \frac{I_{cc}}{\sqrt{2} \cdot V_m} \frac{p\omega L}{2\pi} \frac{\sin(\pi/p)}{(\pi/p)} \quad (3.35)$$

Donde:

V_m : Valor máximo de la tensión rectificadora

p : Número de pulsos de voltaje durante un ciclo

L : Inductancia que genera el efecto de conmutación gradual de los elementos semiconductores

3.4.5. Especificación del equipo de rectificación

Se elige como sistema de rectificación, un puente de Graetz de 6 pulsos, debido a su masivo uso en la industria y fácil implementación. Para esto se planea conectar cada máquina a un rectificador propio, ya que al estar funcionando todas en forma independiente, se producen diferencias en las formas de onda generadas por cada máquina, lo que imposibilita conectarlas todas a un solo rectificador.

El circuito correspondiente a un rectificador de tipo puente de Graetz se presenta a continuación (Figura 3.13):

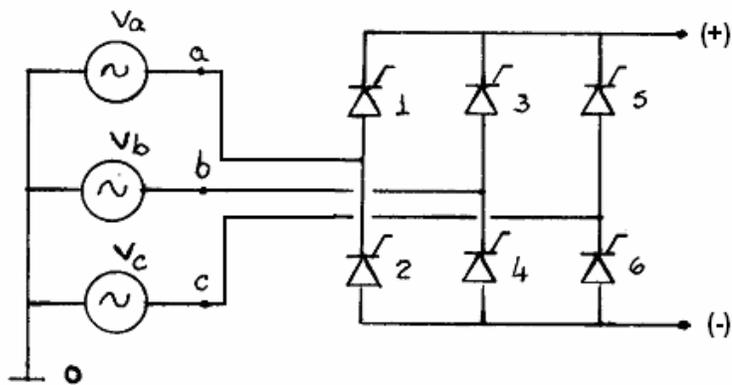


Figura 3.13.: Rectificador trifásico tipo puente de Graetz.

Dentro de los criterios de diseño está el satisfacer la condición de mayor exigencia, es por esto, que para diseñar el equipo de rectificación se hace necesario el considerar un generador funcionando a su máxima capacidad, es decir, sometido a un viento de 14 m/s y una RVP de 10,4 que conlleva un coeficiente de potencia de la hélice, C_p , de 43 %

Las ecuaciones de estado que describen el comportamiento del rectificador trifásico tipo puente de Graetz son las siguientes [16]:

$$V_{CC} = \sqrt{2}V_{ff} \frac{\text{sen}\left(\frac{\pi}{6}\right)}{\left(\frac{\pi}{6}\right)} - I_{CC} \frac{6\omega L}{2\pi} - 2V_d \quad (3.36)$$

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{V_{CC}} \quad (3.37)$$

Donde:

V_{CC} : Voltaje continuo a la salida del rectificador

V_{ff} : Voltaje fase-fase a la entrada del rectificador

ω : Frecuencia angular del voltaje generado

L : Inductancia de fase del generador

V_d : Caída de tensión en el elemento semiconductor.

I_{CC} : Corriente continua a la salida del rectificador

P_{CC} : Potencia eléctrica obtenida a la salida del rectificador

En este caso L se considera como inductancia de dispersión, correspondiente a la inductancia de fase del generador debido a que no existen transformadores ni líneas largas entre la conexión del aerogenerador y el rectificador. No obstante, el valor usual de la reactancia para estos casos es de entre un 5 % y un 10 %, por lo que la inductancia de fase del generador es insuficiente, obligando a conectar una inductancia extra para lograr dicho valor. Esta inductancia se calcula en (3.38) y (3.39)

$$\left. \begin{array}{l} S = 35 \text{ KVA} \\ V_0 = 1,05 \text{ KV} \end{array} \right\} Z_b = 31,5 \Omega \quad (3.38)$$

$$X = 10\% \Rightarrow \omega L = 3,15 \quad (3.39)$$

$$\omega = 285 \text{ rad/s} \Rightarrow L = 11 \text{ mHy}$$

De (3.39) se desprende que se requiere de una inductancia extra de 10 mHy, para junto con la inductancia propia del generador llegar a un valor cercano a los 11 mHy. Tomando esto en consideración es posible ahora realizar un balance de potencia, como se muestra en (3.42), para determinar cual es la corriente que circula por el rectificador.

$$P_{CC} = P_{ent} - 6P_{dis} \quad (3.40)$$

$$6P_{dis} = 2V_d I_{CC} \quad (3.41)$$

$$\frac{6\omega L}{2\pi} I_{CC}^2 - \left(2V_d + \sqrt{2}V_{ff} \frac{\text{sen}\left(\frac{\pi}{6}\right)}{\left(\frac{\pi}{6}\right)} \right) I_{CC} + P_{ent} = 0 \quad (3.42)$$

Para conocer un valor de V_d estimado, se usó los “datasheet” de tres modelos de diodos [17], donde se extrajo dicho valor a partir de las curvas V-I presentadas en los mencionados documentos. Se concluyó un valor aproximado para la caída de tensión de 1,25 V.

Para dimensionar los elementos semiconductores, se debe considerar el caso de mayor exigencia, es decir cuando la potencia generada es la máxima que entrega el generador. Tomando los máximos valores obtenidos en la simulación para una RVP de 10,4 se tiene:

$$\begin{aligned} V_{fn} = 449 \text{ V} &\Rightarrow V_{ff} = 778 \text{ V} \\ f = 45,31 \text{ Hz} &\Rightarrow \omega = 285 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \end{aligned} \quad (3.43)$$

Reemplazando (3.42) en (3.44) y resolviendo, se llega a

$$I_{CC} = 32,61 \text{ A} \quad (3.44)$$

Además, reemplazando (3.44) en (3.33) y (3.32), para especificar las corrientes que deben tolerar los elementos semiconductores

$$I_d(av) = \frac{32,61}{3} = 10,87 \text{ A} \quad (3.45)$$

$$I_d(rms) = \frac{32,61}{\sqrt{3}} = 18,83 \text{ A} \quad (3.46)$$

Así, reemplazando (3.44) en (3.36) se conoce el valor de V_{CC}

$$V_{CC} = 956 \text{ V} \quad (3.47)$$

Y finalmente, con (3.34) y (3.43), se obtiene el valor del V_{RRM}

$$V_{RRM} = 2\sqrt{2}(778) \approx 2200 \text{ V} \quad (3.48)$$

Con (3.45), (3.46) y (3.48) se especifican las características de los elementos semiconductores que deben componer el rectificador trifásico que se ocupará a la salida de cada aerogenerador.

Las características del rectificador se observan en la tabla 3.6.:

Característica	Valor
Máximo voltaje de entrada fase-fase	778 V
Máximo voltaje de salida V_{CC}	956 V
Máxima corriente de salida I_{CC}	32,61 A
Máxima Potencia de salida	30332 W
Corriente promedio máxima	10,87 A
Corriente efectiva máxima	18,83 A
Voltaje inverso repetitivo máximo	2200 V

Tabla 3.6.: Características del rectificador

Para la evaluación de la generación energética del equipo, se considerará un rendimiento promedio de estos equipos, el cual es de un 97 %, e incluye otras pérdidas además de la disipación en los diodos del equipo.

Por otro lado, es importante mencionar que para efectos de dimensionamiento del rectificador y evaluación de su costo, es usual considerar al menos un factor 2x en las corrientes promedio y efectiva.

3.4.6. Especificación del sistema de control de tensión continua

Como sistema de control de tensión continua, se elige un chopper, dada su simplicidad y pocos elementos semiconductores, que lo hacen ser un equipo de menor costo.

Este equipo consiste en un elemento semiconductor que se regula, mediante una señal de control que modifica su polarización, para que éste cambie su estado entre el de conducción y el de bloqueo. Es así como dentro de un ciclo ó período T, el chopper solo conducirá durante una parte de dicho ciclo, siendo esta característica la que permite ajustar la tensión deseada a la salida del equipo. Estos equipos pueden clasificarse según diversos criterios, uno de ellos es la forma en que operan, donde se distinguen dos tipos:

- Los llamados de Modulación por ancho de pulsos: Operan a una frecuencia constante (lo que implica un período T constante), y varían el tiempo de conducción
- Los llamados de Modulación de frecuencia: Operan conduciendo siempre durante un tiempo constante, pero modificando la frecuencia, con lo que se obtiene un tiempo de ciclo o período T variable.

En este caso se utilizará un chopper de modulación por ancho de pulso. La relación entre el voltaje de entrada y de salida del equipo, cuando se utiliza este tipo de control, viene dada por la siguiente relación:

$$V_{SAL} = \delta \cdot V_{ENT} \quad (3.49)$$

Donde:

V_{SAL} : Voltaje continuo a la salida del equipo (V)

V_{ENT} : Voltaje continuo a la entrada del equipo (V)

δ : Ciclo de conducción del equipo

Se requiere un voltaje continuo fijo, para facilitar el funcionamiento del inversor y permitir la carga de las baterías. Por esto, se toma como voltaje fijo para la salida del chopper, un nivel de tensión de 120 V. Así, con la ecuación (3.49), se obtiene la siguiente relación que define el ciclo de conducción δ para el chopper:

$$\delta = \frac{120}{V_{ENT}} \quad (3.50)$$

Utilizando el valor de V_{CC} expuesto en (3.47), se puede conocer el mínimo valor posible que tomaría δ .

$$\delta_{\min} = \frac{120}{956} = 0,125 \quad (3.51)$$

Por otro lado, el máximo valor que puede tomar δ es 1, con lo que se acota el mínimo valor de voltaje requerido en bornes del rectificador como para comenzar a

generar, lo que definirá una cota de velocidad mínima de viento, de acuerdo a parámetros eléctricos, para el arranque de la máquina. Así:

$$\delta_{\max} = 1 \Rightarrow V_{ENT \min} = \frac{120}{1} = 120 \text{ V} \quad (3.52)$$

Luego, dependiendo de la RVP de operación de la máquina, se tendrá o no un voltaje mínimo como la operación del sistema de generación.

Para conocer la corriente que debe soportar el dispositivo semiconductor se realiza un balance de potencia activa

$$P_{sal} = P_{ent} - P_{dis} \quad (3.53)$$

Donde:

P_{ent} : Potencia de entrada al chopper, correspondiente a la potencia de salida del rectificador

P_{sal} : Potencia de salida del chopper

P_{dis} : Potencia disipada en el chopper

Las pérdidas en un chopper están compuestas por pérdidas de conducción y pérdidas de conmutación, debido a que este equipo trabaja a alta frecuencia (20 kHz aproximadamente). Por tanto, se considerará un rendimiento promedio de este tipo de equipos el cual es de un 97 %. Considerando esto, la máxima salida de potencia del chopper sería de 29.420 (W), con lo que la corriente que tendría que soportar el equipo sería de 245 (A). Las características de este equipo se especifican en la tabla 3.7.:

Característica	Valor
Ciclo de trabajo	1 – 0,125
Máxima corriente de salida	245 A
Nivel de voltaje de salida	120 V
Máxima potencia de salida	29420 W

Tabla 3.7.: Características del chopper

3.4.7. Especificación del equipo de inversión

Como equipo de inversión de tensión, se utilizará un rectificador controlado con SCR operando en régimen de inversión y transfiriendo energía a una red permanentemente energizada mediante generador diesel, el cual impondrá el nivel de tensión y la frecuencia. Los valores necesarios para poder especificar este equipo se calculan a continuación tomando la corriente máxima entregada por el chopper:

$$I_d(av) = \frac{245}{3} = 81,67 \text{ A} \quad (3.54)$$

$$I_d(av) = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141,45 \text{ A} \quad (3.55)$$

Por otro lado, es posible calcular las pérdidas de conducción en el equipo, según lo expresado en (3.41)

$$P_{dis} = 2(1,25)(245) = 612,5 \text{ W} \quad (3.56)$$

Para este caso, tal como ya se ha discutido a lo largo del documento, se desea plantear una solución lo más económica posible, razón por la cual se optó por un

rectificador operando en inversión. Luego, las ecuaciones que modelan el equipo y permiten conocer los valores de tensión obtenida son las siguientes:

$$V_{an1} = \frac{\sqrt{2}}{3} E \quad (3.57)$$

$$V_{ab1} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} E$$

Donde:

V_{an1} : Componente fundamental de la forma de onda obtenida entre una fase y el neutro

V_{ab1} : Componente fundamental de la forma de onda obtenida entre fases

E: Voltaje de alimentación del inversor

De esta forma, se calcula el resto de parámetros del rectificador, los que se pasan a resumir en la tabla 3.8.:

Característica	Valor
Voltaje de entrada V_{CC}	120 V
Máxima corriente de entrada I_{CC}	245 A
Máxima Potencia de entrada	29420 W
Voltaje de salida fase-fase	98 V
Máxima Potencia de salida	28807 W
Corriente promedio máxima	81,67 A
Corriente efectiva máxima	141,45 A
Voltaje inverso repetitivo máximo	280 V

Tabla 3.8.: Características del inversor

3.4.8. Especificación de las baterías para almacenamiento de energía

Se usará baterías de ciclo profundo de 12 V, ya que este tipo de baterías está hecho pensando en este tipo de aplicaciones de electrificación rural, donde se requiere almacenar energía generada en un momento del día para ser usada un poco más tarde. La conexión será de forma tal que se conectarán nueve baterías en serie, cada una con un voltaje de flotación de 13,4 V, a fin de conseguir un nivel de tensión de 120 V.

Además, para cada rama de baterías se requiere cuidar que la carga de éstas no sobrepase sus límites técnicos, así como evitar desbalances en los niveles de voltaje entre las baterías. A fin de solucionar esto, se conectara una lámpara de diodos zener [18] (ver Anexo 2.), la cual regulará el nivel de voltaje de cada batería.

4. SELECCIÓN Y ESTUDIO DE UNA COMUNIDAD RURAL DE CHILE

A lo largo de este capítulo, el objetivo principal a desarrollar consiste en la elección de una comunidad rural, aislada del sistema eléctrico de su zona, y la investigación de los diversos datos climatológicos y de consumo eléctrico que permitan más adelante desarrollar el proyecto de electrificación de la misma en base a los aerogeneradores diseñados. Los pasos a seguir son:

- Selección de la comunidad rural
- Investigación sobre las condiciones climáticas (especialmente las relativas a las condiciones de viento) de la localidad
- Investigación de las características topográficas de la localidad
- Estudio de los equipos eléctricos que poseen
- Construcción de la curva de demanda típica de la comunidad y la consiguiente extracción de las variables:
 - Potencia de punta
 - Energía consumida en un día

4.1. Selección de la comunidad rural

El parámetro más significativo en la elección de una zona para instalar un generador eólico es la velocidad del viento, en vista de que la potencia generada está relacionada con la velocidad del viento en forma cúbica, como se vió en la fórmula (3.7)

Buenos valores para evaluar los recursos de viento están en torno a velocidades mínimas de 3 a 4 m/s. Con diversos dispositivos electrónicos, como los ya mencionados, se controla la potencia generada para velocidades comprendidas dentro de un amplio

intervalo (por ejemplo, entre 4 y 14 m/s), y normalmente se interrumpe su funcionamiento para velocidades de viento superiores a 18 - 20 m/s (64,8 - 72 km/h).

La instalación de un aerogenerador implica, por tanto, un conocimiento lo más amplio posible de las condiciones climatológicas, relativas a la frecuencia e intensidad de los vientos, los períodos de calma, etc. Así como también conocimientos topográficos de la zona, que permitan elegir una zona de instalación, dentro de un área estudiada, que sea lo más adecuada posible, tratando de evitar cualquier cuerpo que pueda bloquear la libre circulación del viento. Por otro lado, el conocimiento topográfico de la zona, a su vez, permite realizar interpolaciones del comportamiento de las velocidades del viento con la altura.

Teniendo en cuenta la información anterior, una vez revisados los estudios ya realizados sobre potencial eólico en zonas rurales del país, se escoge la localidad de Ollagüe, comuna de Ollagüe, II región de Antofagasta, Chile.

Ollagüe, está emplazado en la II Región, provincia de El Loa en la nueva comuna de Ollagüe, de la cual es su capital comunal. Su ubicación geográfica es 21° 13' latitud sur y 68°17' longitud oeste, a 3700 metros de altura con respecto al nivel del mar. Se encuentra a una distancia de 450 km de la ciudad de Antofagasta y 215 km de la ciudad de Calama, distancias que contrastan con los escasos 600 m que lo separan de la frontera con Bolivia.

Desde el punto de vista de infraestructuras de tipo eléctricas, se encuentra a 137 km de la subestación eléctrica más cercana, razón por la cual tiene su condición de estar aislada del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que corresponde al sistema interconectado que abastece la zona norte del país.

En cuanto al acceso se refiere, se cuenta con dos alternativas: desde Calama, a través de un camino que pasa por Chiu-Chiu el cual, generalmente, se encuentra en regulares condiciones de conservación, ó por vía férrea, cuyo trayecto lo cubre la empresa del ferrocarril Antofagasta-Bolivia. [19]

La densidad habitacional es de 0,08 hab/km [20], que es la más baja del país.

4.2. Investigación sobre las condiciones climáticas de la localidad

El proyecto CHI/00/G32, “Remoción de barreras para la electrificación rural con energías renovables” fue responsable de impulsar prospecciones meteorológicas en diversas zonas rurales del país, siendo una de ellas Ollagüe. Estas mediciones fueron realizadas entre el 26 de Octubre de 2003 y el 4 de Noviembre de 2004, y los resultados de éstas se ilustran a continuación.

Datos de los equipos de medición:

- Veleta a 20 m de altura
- Anemómetro a 10 y 20 m de altura
- Piranómetro a 3 m de altura
- Data logger NGR System, modelo symphonie, con un período de muestreo de 10 minutos

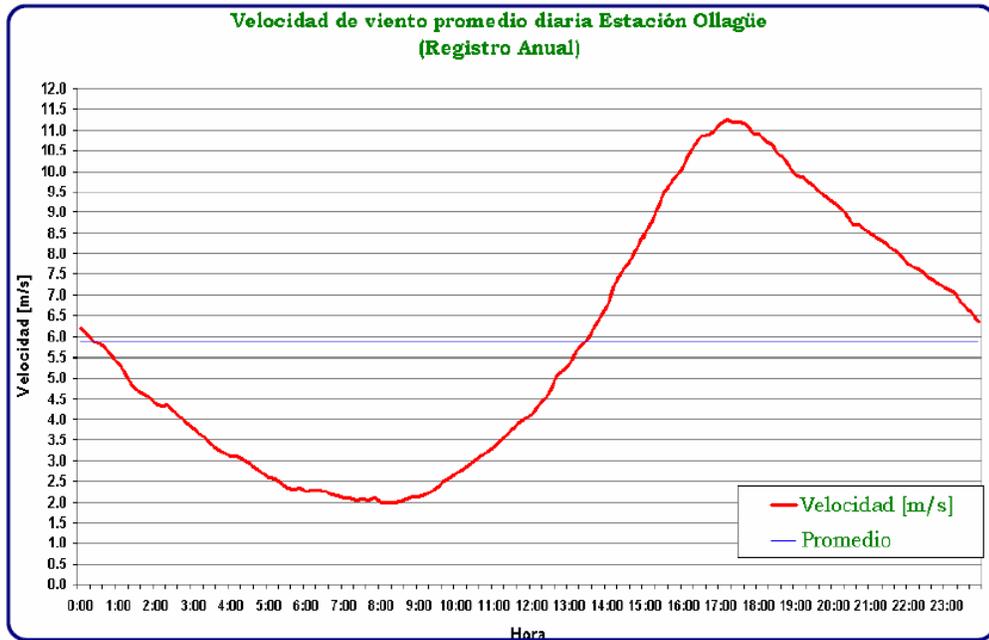


Figura 4.1.: Velocidad de viento promedio diaria en Ollagüe medida a 20 metros de altura

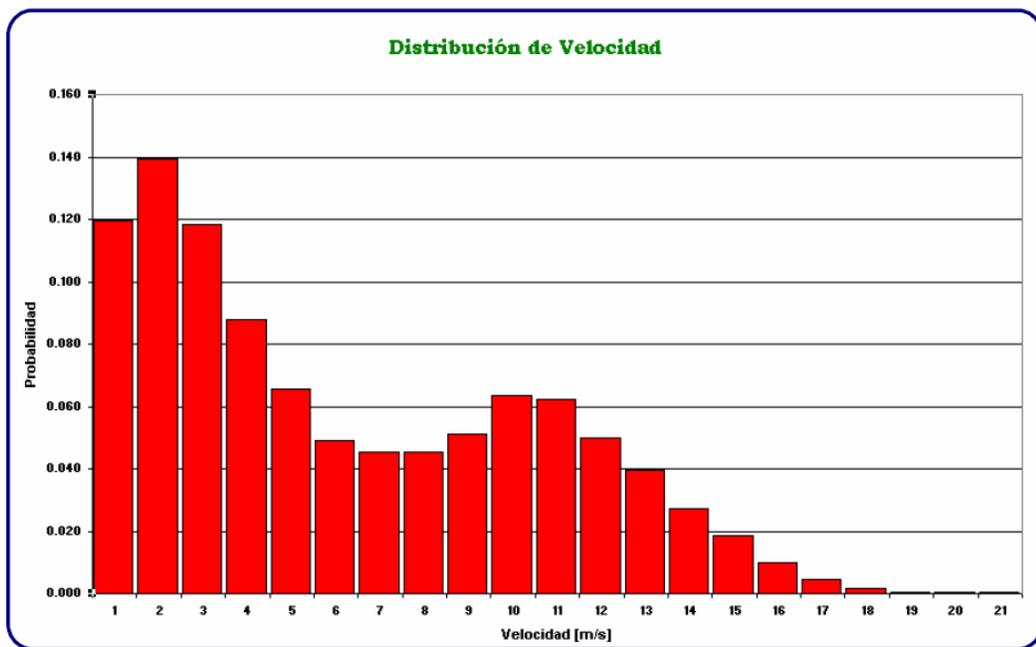


Figura 4.2.: Distribución de velocidad del viento en Ollagüe

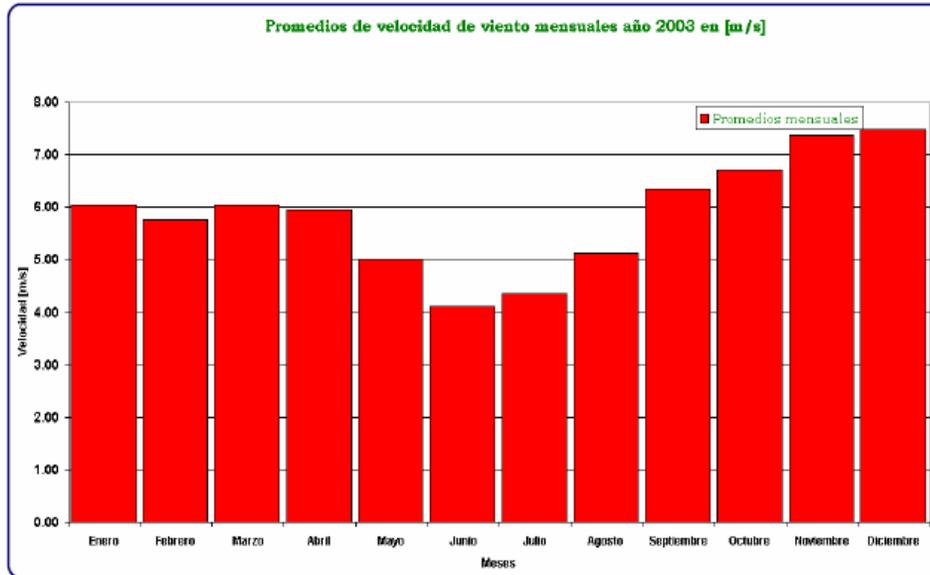


Figura 4.3.: Promedio de velocidad de vientos mensuales

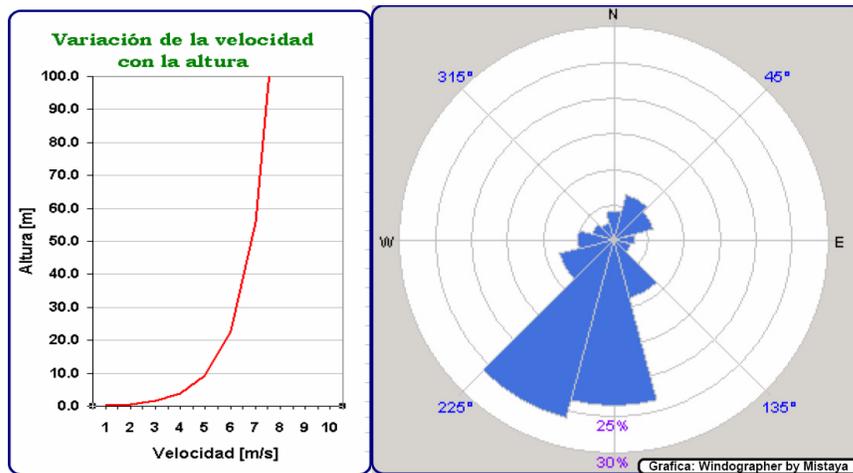


Figura 4.4.: Altura vs. Velocidad y Rosa de los Vientos en Ollagüe

Mes	T. máxima	T. máxima promedio	T. promedio	T. mínima promedio	T. mínima
Enero	25,2	19,1	10,3	2,87	-15,8
Febrero	23,8	19,5	10,0	2,60	-16,0
Marzo	23,3	20,3	9,90	-0,40	-17,1
Abril	25,1	17,0	6,50	-5,00	-17,5
Mayo	24,0	14,7	1,30	-11,7	-20,4
Junio	23,2	12,6	0,90	-11,1	-23,2
Julio	20,1	12,9	0,90	-12,3	-23,1
Agosto	20,2	14,1	1,50	-9,10	-22,5
Septiembre	22,1	16,3	4,50	-7,20	-22,0
Octubre	22,5	17,8	5,60	-7,70	-16,0
Noviembre	25,3	21,0	8,20	4,17	-13,5
Diciembre	25,8	21,7	9,90	-0,50	-11,2

Tabla 4.1.: Valores promedio de temperaturas (°C) para un período de 5 años

Mes	Promedio
Enero	56
Febrero	50
Marzo	43
Abril	37
Mayo	29
Junio	28,5
Julio	27
Agosto	25
Septiembre	20
Octubre	18
Noviembre	19
Diciembre	35

Tabla 4.2.: Valores promedio de humedad relativa (%) para un período de 5 años

De los datos recién expuestos se desprende que un 95 % del tiempo, la velocidad del viento es menor o igual a 14 m/s. Por otro lado, las mediciones arrojaron que el viento máximo medido a 20 m de altura fue de 27,5 m/s.

Cabe mencionar que para la extrapolación de las velocidades de viento conforme aumenta la altura se consideró la formula (4.1):

$$v_h = v_0 \left(\frac{\ln(h) - \ln(Z_0)}{\ln(h_0) - \ln(Z_0)} \right) \quad (4.1)$$

Donde:

v_h : Velocidad calculada a la altura h

h : Altura a la cual se extrapola la velocidad (m)

Z_0 : Factor de rugosidad. Correspondiente a la elevación promedio de los diversos objetos que pueden impedir o modificar el flujo de aire en la zona

h_0 : Altura de los datos medidos (m)

v_0 : Velocidad medida a la altura h

Y como se logra apreciar, la velocidad del viento aumenta con la altura. A la vez como se ve en la rosa de los vientos, la dirección del viento es principalmente Sur y Sur - Oeste, luego, la orientación del aerogenerador no será tan errática, permitiendo así captar la potencia del viento de mejor manera.

Por otro lado, las temperaturas son, por lo general, moderadas, presentando mínimas negativas durante todo el año, lo cual ayuda a la refrigeración del equipo, especialmente en las horas de mayor exigencia, cuando ya no hay luz natural.

Luego, con los datos de temperatura, es posible inferir la densidad del aire a lo largo del año mediante la fórmula (4.2) [21]

$$P = \rho \cdot R_d \cdot T_v \Rightarrow \rho = \frac{P}{R_d \cdot T_v} \quad (4.2)$$

Sin embargo los valores de la presión atmosférica en el lugar no son conocidos, por lo que se toma una aproximación de atmósfera estándar, y se infiere una presión de 680 hPa en el lugar a partir del siguiente diagrama termodinámico (figura 4.5).

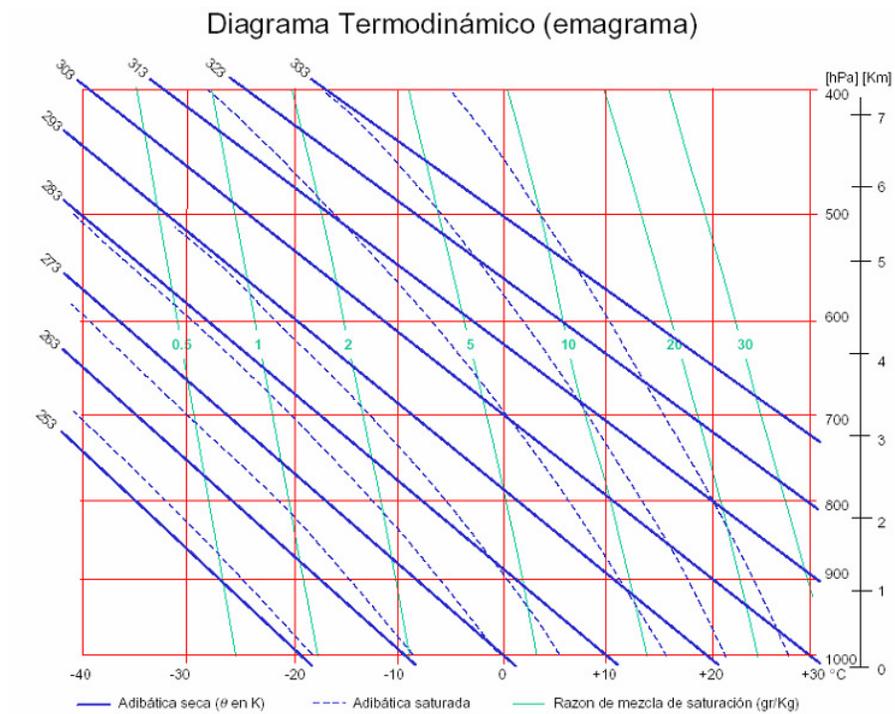


Figura 4.5.: Diagrama termodinámico

Luego, tomando R_d como $287 \text{ J}/(^{\circ}\text{K}\cdot\text{Kg})$, se tienen los siguientes resultados.

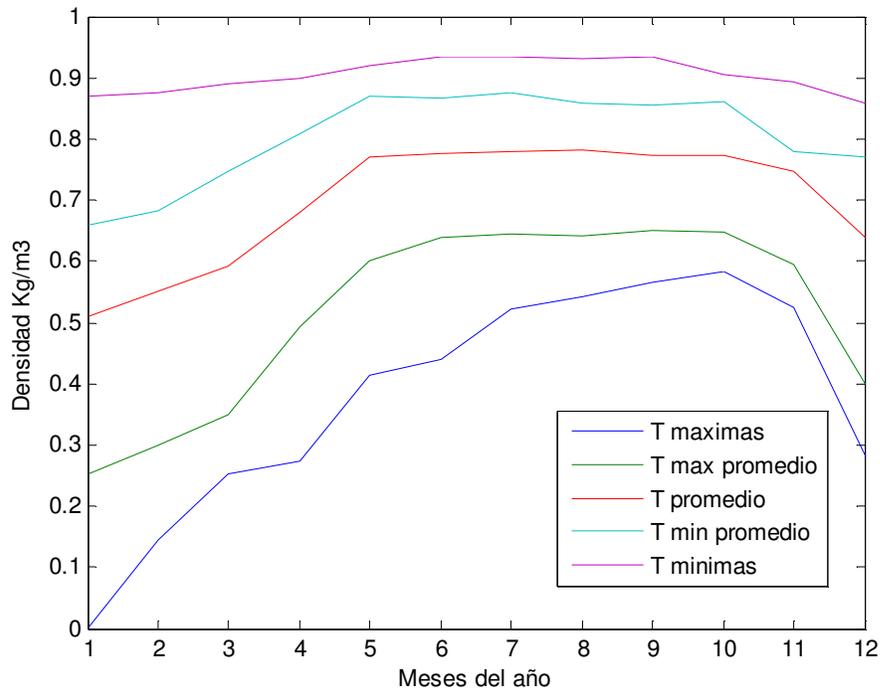


Figura 4.6.: Densidad del aire a lo largo del año

En la figura 4.6 se observa como varía la densidad promedio a lo largo del año. Se graficaron cinco condiciones diferentes:

- Densidad del aire para la temperatura promedio
- Densidad del aire para el promedio de las temperaturas máximas
- Densidad del aire para el promedio de las temperaturas mínimas
- Densidad del aire para la temperatura máxima registrada
- Densidad del aire para la temperatura mínima registrada

De lo anterior se extrae que la densidad promedio a lo largo del año es de $0,7 \text{ kg/m}^3$. Además se ve que para mayores temperaturas se obtiene una densidad más baja, lo cual influye en la potencia del viento. Sin embargo, a lo largo del año el promedio de

velocidad del viento también experimenta variaciones, tal como se aprecia en la figura 4.3. Luego, sigue estudiar como varía a lo largo el año el producto $\rho \cdot v^3$, variación que se ilustra en la figura 4.7 (datos tomados a 20 metros de altura).

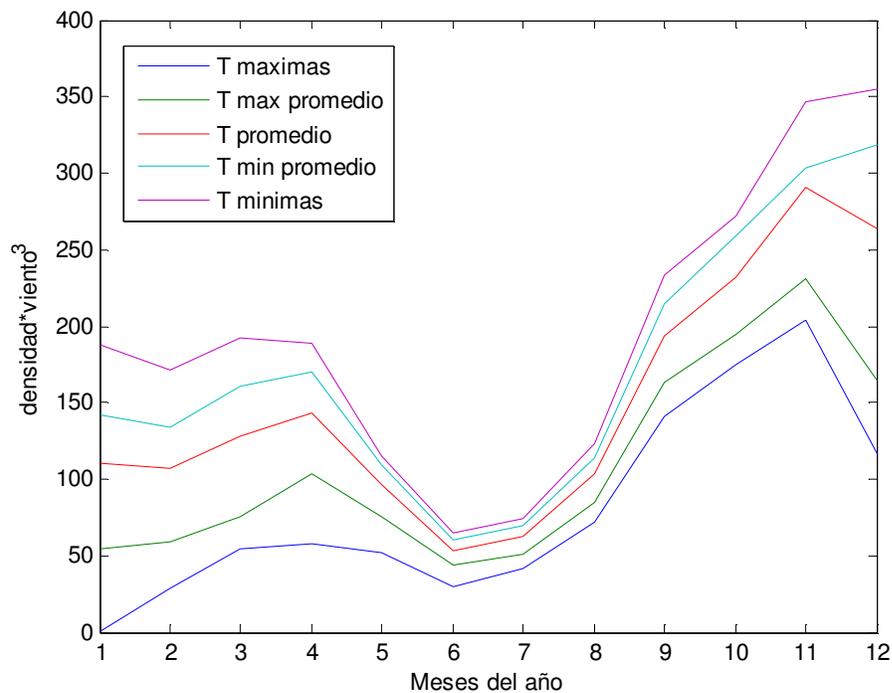


Figura 4.7.: Variación del producto densidad*viento³

Como se aprecia en la figura 4.7., en cuanto a potencia disponible, el mes de Junio es que presenta las peores condiciones climáticas, cuando el viento promedio es de 4,1 m/s a 20 m de altura, y la densidad del aire es de 0,6378 kg/m³. En vista de que el promedio de la velocidad de viento es muy baja, se decide colocar el rotor 5 metros más arriba para obtener una ganancia en la velocidad viento y por tanto en la potencia captada por la turbina. Comparación realizada en la tabla 4.3.

Altura [m]	Velocidad promedio de viento [m/s]	(Área de barrido)(Velocidad promedio de viento) ³ [m ⁵ /s ³]
20	4,1	4989
25	4,19	5324
Diferencia		335 (6,72 %)

Tabla 4.3.: Diferencia entre alturas del rotor

Es importante considerar que el aumentar la altura del rotor no solo aumenta la captación de potencia al enfrentar la hélice a mayores velocidades de viento, sino que además obliga a la máquina a soportar ráfagas de mayor magnitud. Es así como la mayor ráfaga medida a 20 m de altura, de 27,5 m/s (99 km/h), a 25 m de altura se será de 28,66 m/s (103,2 km/h).

4.3. Investigación de las características topográficas de la localidad

Primero que nada, a modo de ubicación general, se presenta un plano del pueblo de Ollagüe, en la figura 4.8:

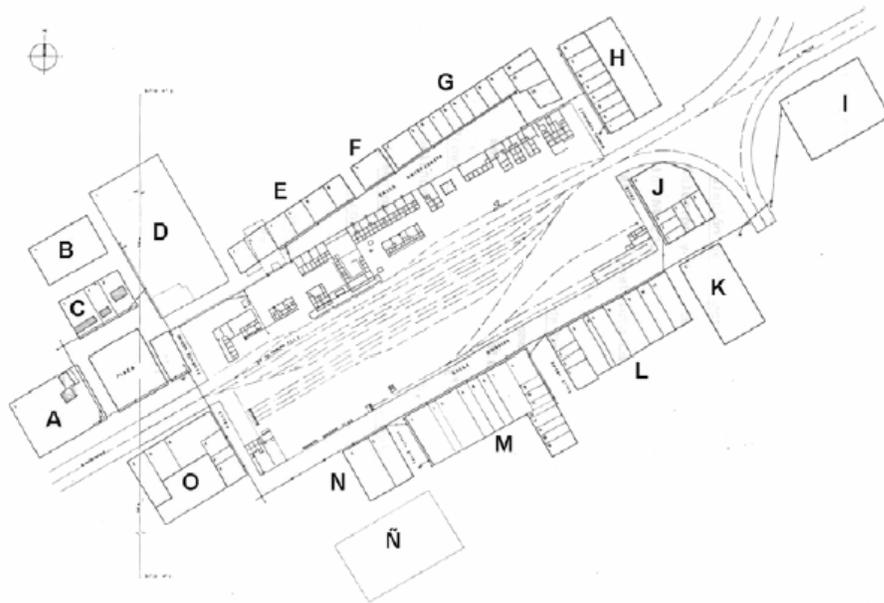


Figura 4.8.: Mapa de la localidad de Ollagüe

La descripción de cada sector del pueblo es la que se muestra en la tabla 4.4:

Manzana A	Residencia alcalde, I. municipalidad
Manzana B	3 casas en construcción, 3 casas proyectadas
Manzana C	Policlínico, casa practicante, 2 locales comerciales
Manzana D	5 casas de profesores colegio e internado
Manzana E	1 casa habitada, 4 terrenos, 1 restaurante
Manzana F	1 casa habitada
Manzana G	11 casas habitadas
Manzana H	3 casas habitadas, 14 terrenos
Manzana I	1 casa y oficina
Manzana J	1 capilla, 2 casas habitadas, 4 terrenos
Manzana K	2 casas habitación
Manzana L	10 casas habitación, 1 capilla
Manzana M	15 casas habitación, 1 restaurante
Manzana N	2 casas habitación
Manzana O	6 casas habitación, 4 terrenos
Plaza y juegos infantiles	Según diseño se considera 18 pagodas de 125 W cada una
Alumbrado público	Según diseño se considera 57 postes con lámparas de 125 W cada una
Instalaciones de F.C.A.B. y otras	6 oficinas, 22 casas habitación

Tabla 4.4.: Manzanas que conforman la localidad de Ollagüe

Sin embargo, para mayor claridad en cuanto al mejor lugar posible para la ubicación de los aerogeneradores, se presenta una foto satelital del pueblo de Ollagüe y sus alrededores [22]. (Figura 4.9).



Figura 4.9.: Foto satelital de la localidad de Ollagüe

Observando los alrededores, se puede apreciar claramente que el lugar se encuentra sobre una explanada, bastante favorable para la ubicación de los aerogeneradores. Además, se puede visualizar dos zonas cercanas al pueblo que podrían ser ventajosas para la instalación de los aerogeneradores, debido a que se encuentran en altura. Estas zonas se muestran a continuación. (Figura 4.10).

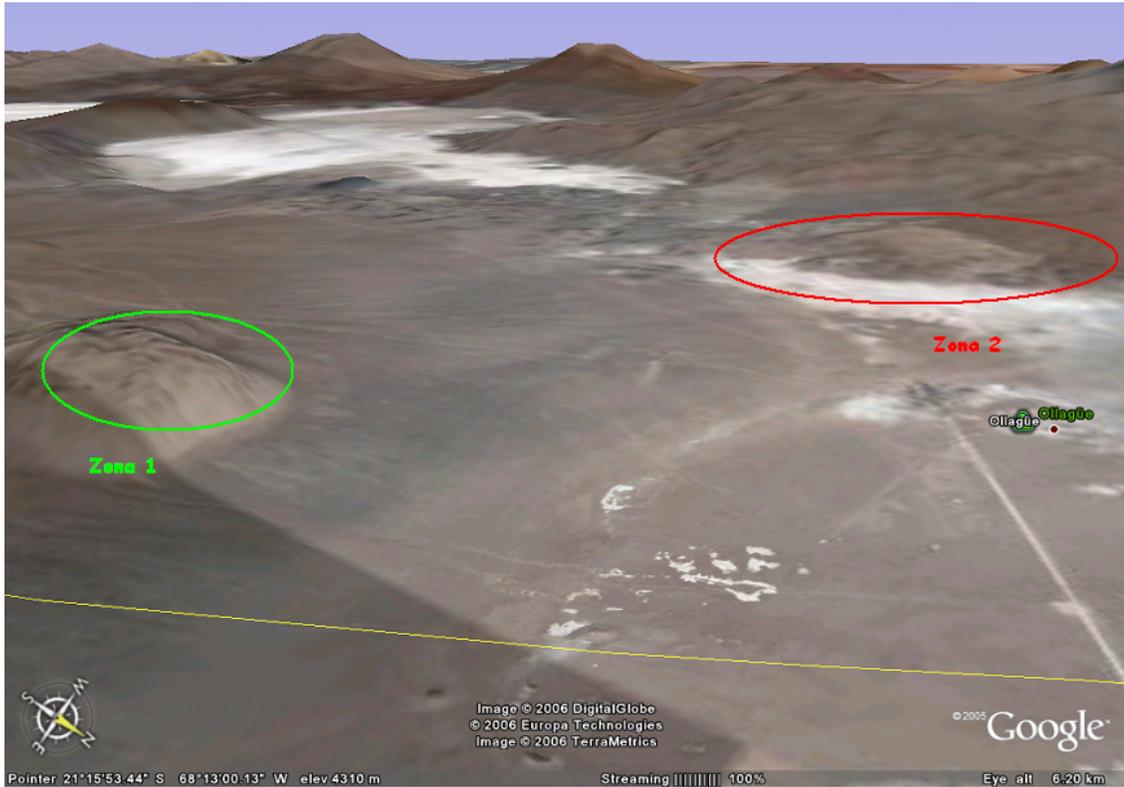


Figura 4.10.: Foto satelital donde se muestra las zonas de posible instalación

Para conocer más de éstas, es necesario saber la altura extra que proporcionan y la distancia que las separa del pueblo.

Zona	Distancia [km]	Altura extra [m]
Zona 1	5,52	550
Zona 2	3,6	50 - 60

Tabla 4.5: Descripción de posibles zonas de instalación de los aerogeneradores



Figura 4.11.: Distancia a la zona 1

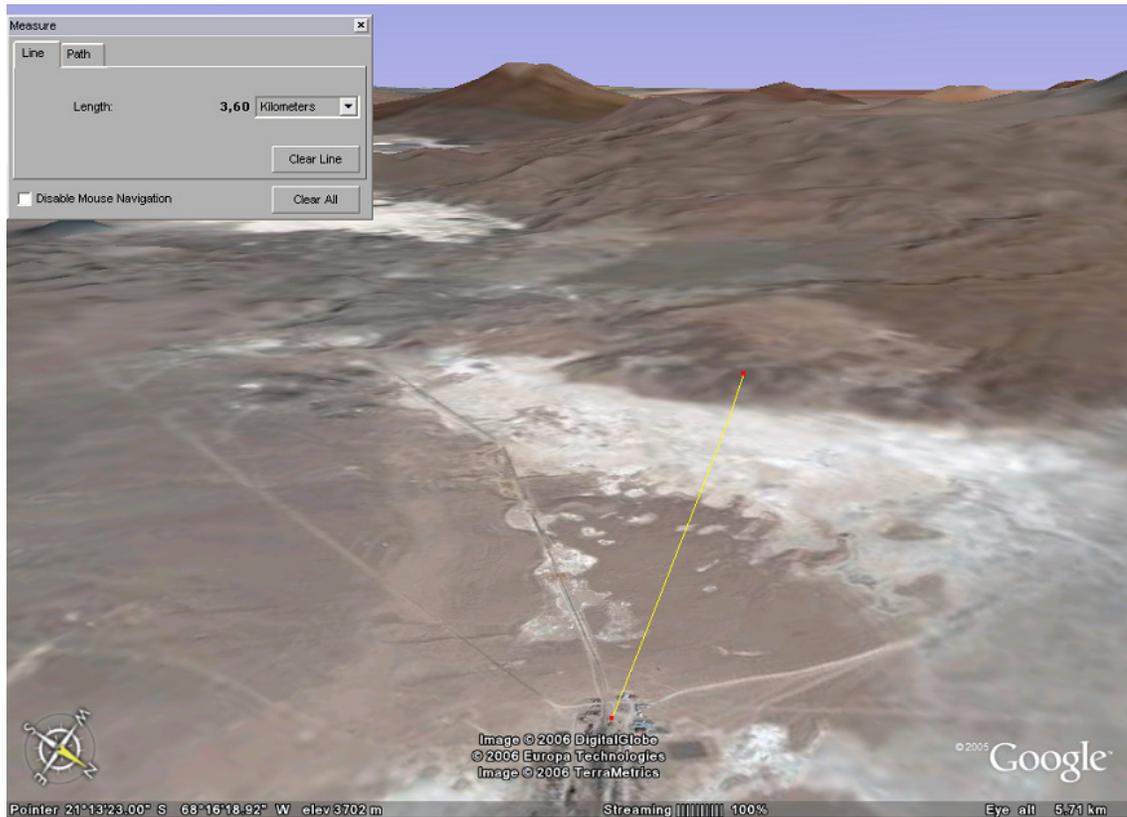


Figura 4.12.: Distancia a la zona 2

Sin embargo, la zona 2, corresponde a una formación extensa, por lo que la ganancia en velocidad del viento es muy poca, ya que el viento se vuelve a ceñir al mismo perfil de variación, comenzando desde una altura mayor, situación distinta a la que ocurre con obstáculos que se presentan en forma repentina en la trayectoria del viento, tal y como sucede con la zona 1, que se presenta como un accidente abrupto y de poca extensión, por lo que debe considerarse la posible ganancia en velocidad.

No obstante lo anterior, la zona 1 presenta diversas dificultades a la hora de materializar el proyecto, más que nada problemas relacionados con la operación de éste. Dichos inconvenientes se detallan como sigue:

- Difícil acceso para mantenimiento y reparaciones de emergencia. 6 km de distancia, más 300 a 500 m a escalar, inmersos en zona de puna.
- Zona está a sotavento de las máximas cumbres de la cordillera por lo que no se puede inferir resultados de estabilidad, trayectoria y magnitudes de viento con respecto a mediciones realizadas en otras zonas.
- Resultados obtenidos de inferencias de las magnitudes de viento serían aproximados y no permitirían cuantificar la ganancia, siendo mucho el riesgo que se debería correr para una cuestionable ganancia.
- La formación de turbulencias limita la zona de uso del cerro.

Conocidos los problemas recién mencionados, se decide utilizar el terreno plano circundante al pueblo para situar los aerogeneradores.

4.4. Investigación del consumo eléctrico de la comunidad

En la actualidad, el pueblo de Ollagüe tiene un abastecimiento de energía eléctrica por medio de dos grupos electrógenos, cuyos costos de operación y mantenimiento son asumidos en forma íntegra por el municipio, el que entrega este suministro, sin costo, a los habitantes del pueblo de Ollagüe. Sin embargo, el resto de los habitantes de la comuna no reciben abastecimiento alguno.

Los equipos que se ocupan de abastecer al poblado son los siguientes:

- Motor Perking, 60 kW, 12 años de servicio, consumo de 6 lts/hora
- Motor Cummins, 250 kW, 1 ½ años de servicio, consumo de 15 lts/hora

Y los Horarios de Operación actual son los mostrados en la tabla 4.6:

Generador	Días de operación			
	Lunes a jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Perking	08:30 - 17:00	08:30 - 17:00		
Cummins	17:00 – 02:00	17:00 – 03:00	11:00 – 02:00	11:00 – 01:00

Tabla 4.6.: Horarios de operación de los generadores diesel

Luego, de la tabla anterior se pueden conocer los tiempos de operación semanal de cada generador

Operación Perking = 42,5 hrs

Operación Cummins = 70,0 hrs

La generación de potencia del generador Cummins, fue medida por la CNE. Luego, en base a estos resultados y a los tiempos de operación del generador Perking, la curva de demanda diaria, promedio, del pueblo de Ollagüe resulta ser la siguiente [19].

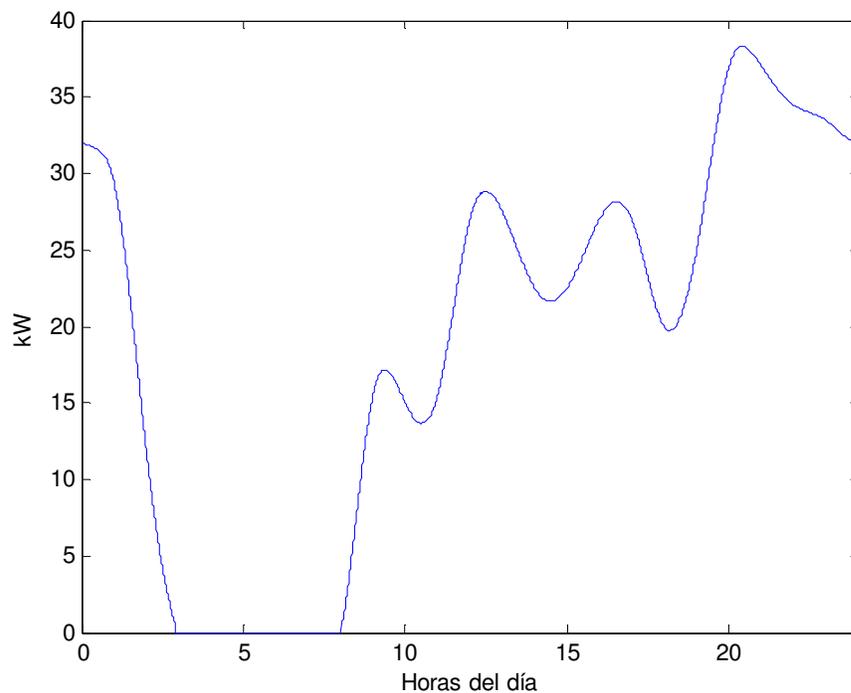


Figura 4.13.: Actual comportamiento diario de la demanda eléctrica de Ollagüe

De esta curva es posible extraer dos datos fundamentales para poder desarrollar el proyecto de electrificación de la localidad, estos son la potencia punta y la energía diaria consumida:

- Potencia de punta = 38,3 kW (aproximadamente a las 20:25 horas)
- Energía demandada en un día = 461 kWh
- Energía demandada a lo largo de un año = 168 MWh

5. DESARROLLO DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE LA COMUNIDAD

El objetivo principal en este capítulo es dimensionar el sistema eléctrico, en cuanto al número de máquinas y de baterías necesarias, según las necesidades de abastecimiento de la localidad. Las necesidades de abastecimiento que se debe cubrir son dos: energía y potencia; ambas cantidades calculadas en la sección 4.4.

5.1. Cálculo de generación anual de energía

La forma de comprobar este abastecimiento será mediante el cálculo de energía generada por un aerogenerador como el diseñado cada mes del año, considerando la distribución de velocidades de viento durante el año en Ollagüe (figura 4.2.) y la densidad promedio del aire en cada mes (figura 4.6.). De esta forma el cálculo sería como se expresa en la ecuación (5.1.)

$$E_M = \left(\eta_E C_P \frac{1}{2} A (\rho_M) v_i^3 \right) (h_{iM}) \quad (5.1)$$

Donde:

η_E : Rendimiento del generador eléctrico

C_P : Coeficiente de potencia de la hélice

A : Área de barrido de la hélice

ρ_M : Densidad del aire para el mes M

v_i : Velocidad de viento en evaluación

h_{iM} : Número de horas durante el mes M en que la velocidad del viento corresponde a v_i

Además se considerarán las pérdidas debidas a los equipos de electrónica de potencia que fueron descritos en la sección 3.4.

Se realizarán 3 escenarios de evaluación, donde para cada escenario se considerará una RVP constante, a fin de poder conocer el valor de C_p , el que se encuentra directamente relacionado con el valor de la RVP. Los valores de RVP considerados son: 6, 8 y 10, y los respectivos coeficientes de potencia son: 0,2561, 0,3765, 0,4309. Los supuestos usados para estos cálculos se muestran en la tabla 5.1 y los resultados en la tabla 5.2

Variable	Valor considerado
RVP	6, 8, 10
$C_p@RVP$	0,2561, 0,3765, 0,4309
Velocidades de viento	3 – 14 m/s

Tabla 5.1.: Cálculo de generación de energía anual

MES	RVP		
	6	8	10
Enero	1,50 MWh	2,20 MWh	2,52 MWh
Febrero	1,46 MWh	2,15 MWh	2,46 MWh
Marzo	1,74 MWh	2,56 MWh	2,93 MWh
Abril	1,93 MWh	2,84 MWh	3,25 MWh
Mayo	2,26 MWh	3,33 MWh	3,81 MWh
Junio	2,21 MWh	3,24 MWh	3,71 MWh
Julio	2,29 MWh	3,37 MWh	3,86 MWh
Agosto	2,30 MWh	3,38 MWh	3,86 MWh
Septiembre	2,20 MWh	3,23 MWh	3,70 MWh
Octubre	2,27 MWh	3,34 MWh	3,82 MWh
Noviembre	2,12 MWh	3,12 MWh	3,57 MWh
Diciembre	1,88 MWh	2,76 MWh	3,16 MWh
TOTAL	24,16 MWh	35,52 MWh	40,65 MWh

Tabla 5.2.: Cálculo de generación de energía anual

RVP de Operación	% de demanda abastecida
6	14,38
8	21,14
10	24,20

Tabla 5.3.: Porcentaje de demanda abastecida según RVP de operación

La diferencia de energía generada a lo largo de un año entre una RVP y la otra, así como los distintos porcentajes de abastecimiento de la localidad se ilustran en las figuras 5.1 y 5.2.

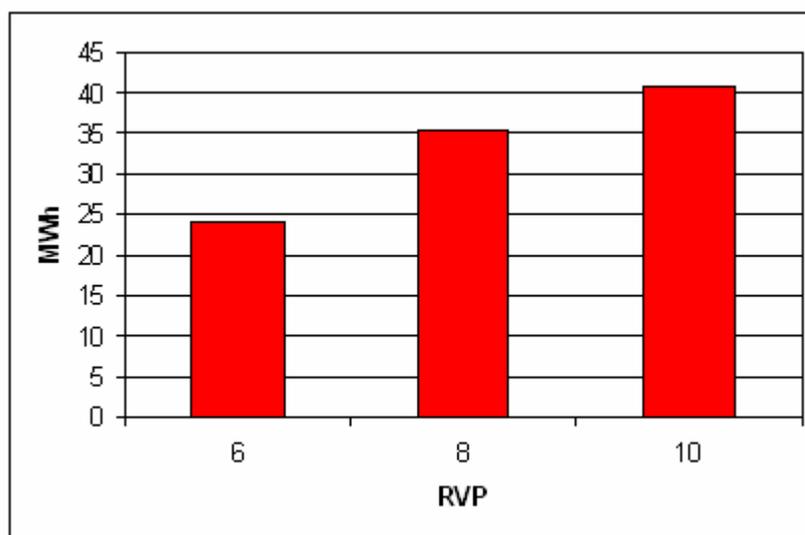


Figura 5.1.: Comparación de generación entre distintas RVP

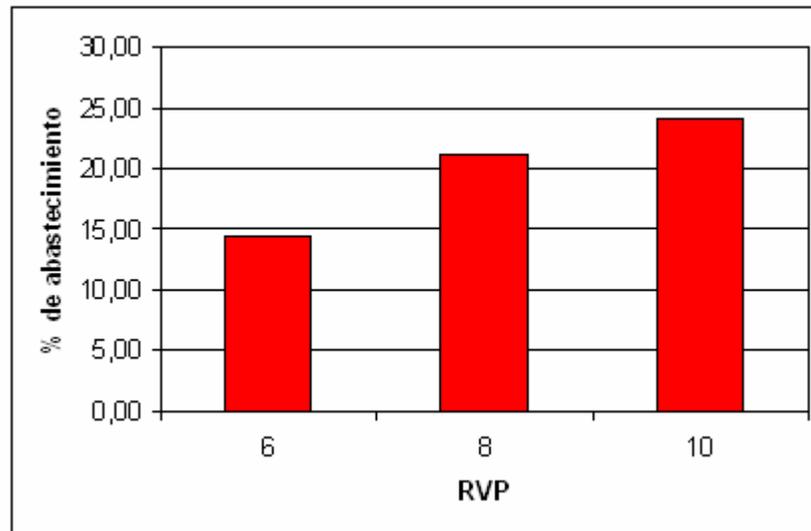


Figura 5.2.: Porcentaje de abastecimiento de la localidad según RVP de operación

De los cálculos expuestos en la tabla 5.1 se puede inferir que una máquina operando a una RVP de 10 es capaz de generar un 24,16 % de la energía anual que consume la localidad, luego con cuatro máquinas sería posible generar un 96,63 % de los requerimientos energéticos de Ollagüe, siendo esta la situación que se evaluará en el capítulo 7.

Dentro de la misma tabla 5.1 es posible observar que las diferencias entre operar a una RVP u otra son sumamente significativas, ya que la diferencia entre operar a una RVP de 6 y una de 10 es de 16,49 MWh al año, lo que corresponde a un aumento de un 68,25 %, dejando de manifiesto que es necesario y justificable un control de RVP en el eje de la máquina. Dicho sistema de control de RVP de la máquina no se contempla en los alcances y objetivos de este trabajo de título, y se deja planteado como un trabajo futuro a realizar por quien quiera seguir en esta misma línea de trabajo, sin embargo en la siguiente sección se discute como se debiese implementar.

5.2. Propuesta de control de RVP

Para implementar un control de RVP es esencial conocer el valor de la RVP de la máquina, para esto solo se requiere un medidor de revoluciones por minuto en el eje de la máquina además de un anemómetro, de esta forma se conocen las dos variables que definen la RVP.

Conocida la RVP se debe actuar sobre el generador diesel que mantiene energizada, aumentando o disminuyendo la potencia inyectada a la red, así si la potencia inyectada a la red por el generador disminuye, la carga que debe abastecer el aerogenerador aumenta, con lo que el torque resistivo en el eje de la máquina también aumenta, disminuyendo la velocidad de giro y con esta la RVP. Luego, si la potencia inyectada a la red por el generador diesel aumenta, se produce la situación inversa. Las figuras 5.2 y 5.3 ilustran este proceso, al mostrar el torque motriz ejercido en el eje de la máquina por una determinada velocidad de viento, y el torque resistivo ejercido por las cargas a abastecer. Así al modificar las cargas a abastecer se logra una nueva velocidad de operación del la máquina. Para este caso se supondrá que la RVP del aerogenerador es alta y debe disminuirse aumentando la carga que produce el torque resistivo en el eje del aerogenerador.

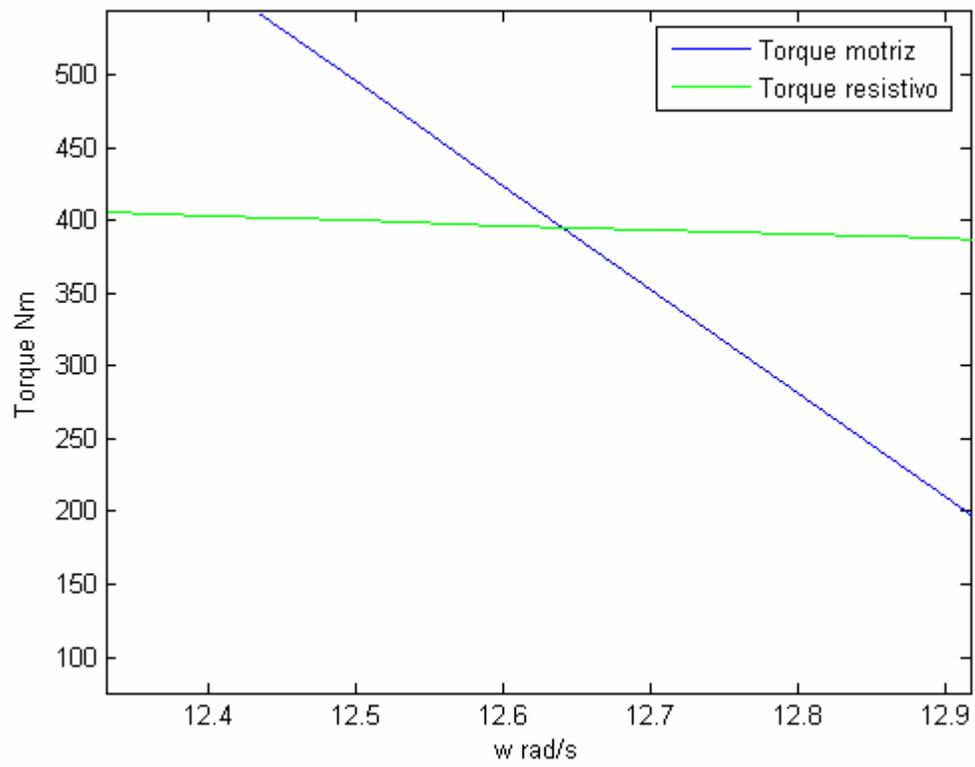


Figura 5.2.: Situación inicial, RVP alta

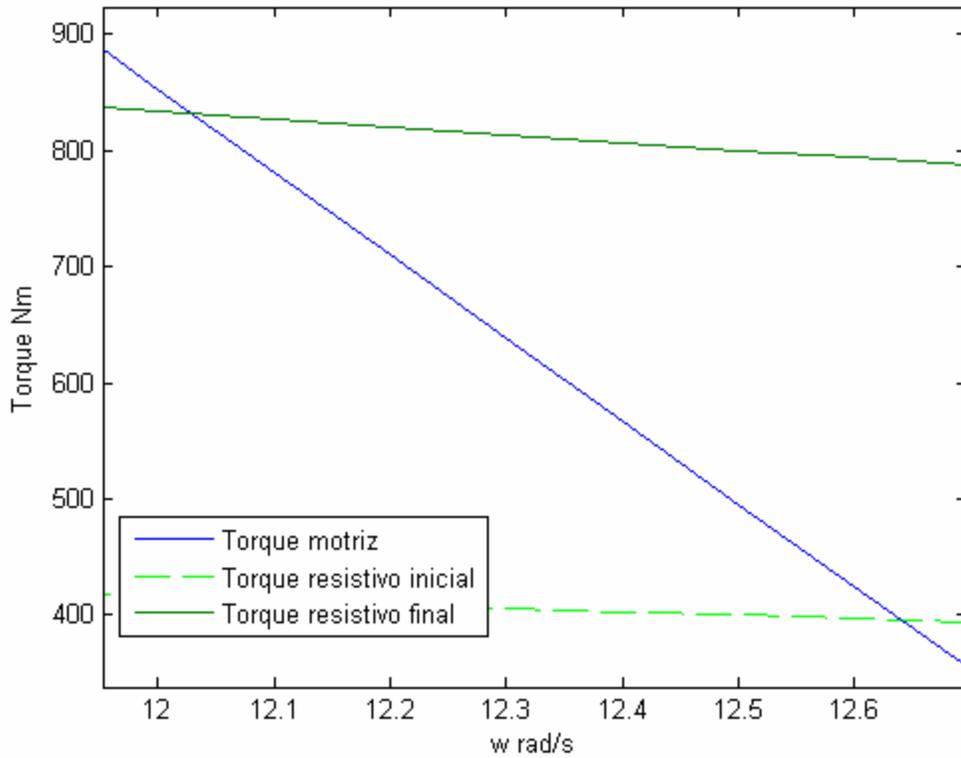


Figura 5.3.: Situación final, RVP menor

Además del control de la RVP mediante la inyección de potencia del generador diesel es necesario contar con un sistema de freno en el eje de la máquina, ya que es posible que para cierta condición climática aún la totalidad de los consumos de la localidad no generen el torque resistivo suficiente como para evitar que la máquina se salga de su rango de operación.

6. ESPECIFICACIONES MECÁNICAS DE LAS ASPAS

Durante este capítulo, el objetivo principal consiste en considerar escenarios climáticos que pudieran llegar a dañar la hélice, a fin de poder tomar las precauciones necesarias y conocer las limitaciones del equipo. Los objetivos de esta etapa son:

- Investigación de esfuerzos sufridos producto de ráfagas de viento que pudieran darse en el lugar
- Reacondicionar la hélice a estas exigencias

Como ya se señaló en la sección 4.2., la mayor velocidad de viento medida, que se podría dar a los 25 m de altura es de 28,66 m/s (103,2 km/h). Sin embargo, esta velocidad corresponde a la mayor registrada a lo largo de un año, situación que en el plazo de varios años podría verse afectada por condiciones de estacionalidad climática como son los fenómenos del niño y de la niña. Es por esto que se considerará para la mayor velocidad de viento que la máquina pueda enfrentar, un valor correspondiente a un 150 % de dicha velocidad, es decir 43 m/s (154,8 km/h), velocidad que en la punta del aspa cuando esta pasa por su punto más alto (29,8 m) corresponde a 44,36 m/s (160 km/h).

Luego, es necesario cerciorarse de que la velocidad de supervivencia de la hélice sea mayor a esta velocidad de viento. Dicha velocidad se obtiene a partir de la expresión (6.1) [23], donde la velocidad está dada por el valor del máximo esfuerzo de flexión, σ_{xs} , que es capaz de soportar un aspa de la hélice

$$\sigma_{.xs} = K_t \frac{ce(0,5C_{dt}\rho A_t v^2) \frac{L}{2}}{I_{zz}} \text{ Pa} \quad (6.1)$$

Donde:

K_t : Factor de concentración de esfuerzos en la raíz del aspa

ce : Distancia entre el eje neutro “z-z” y el tramo EF (figura 6.1.)

C_{dt} : Coeficiente de arrastre, considerando el flujo perpendicular a la cuerda del aspa

ρ : Densidad del aire

A_t : Área transversal del aspa

v : Velocidad del viento

L : Largo del aspa

I_{zz} : Momento de inercia en la raíz del aspa con respecto al eje “z-z” (figura 6.1.)

En la figura 6.1. [23] se ilustra el aspa con ejes coordenados que permiten comprender las distancias y momentos de inercia expresados en la fórmula (6.1)

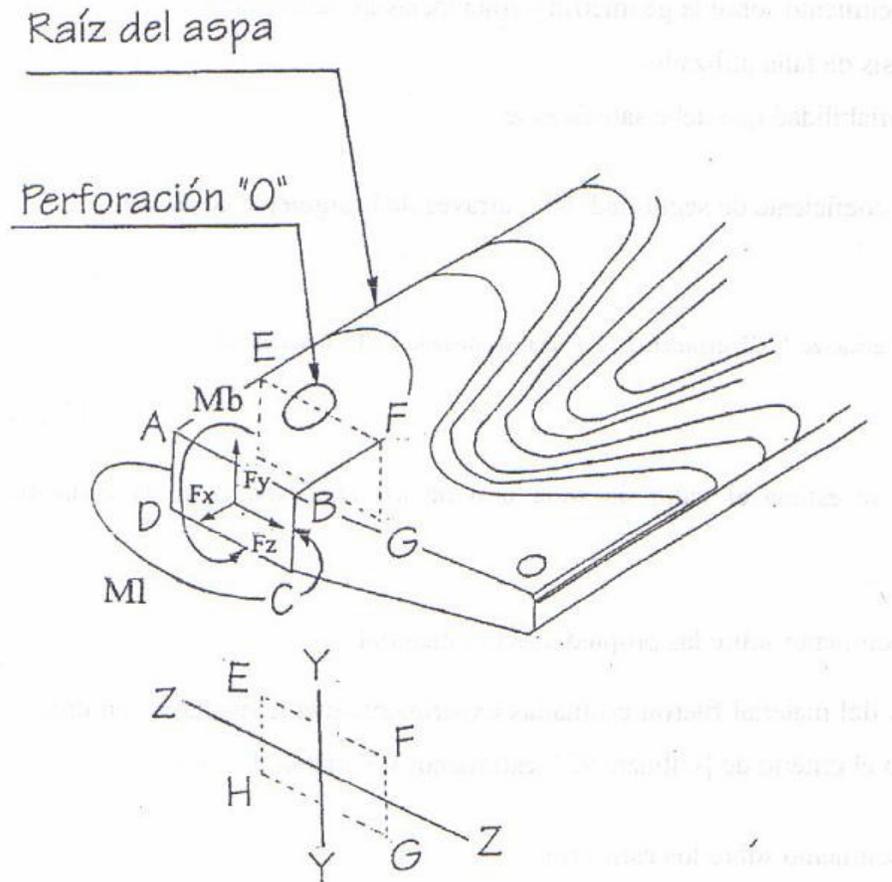


Figura 6.1.: Coordenadas en la raíz del aspa

En vista que en este trabajo se está siguiendo un proceso de diseño, la gran mayoría de los datos requeridos en (6.1) son desconocidos, donde solo se conocen la máxima densidad del aire registrada, el largo del aspa y la velocidad de supervivencia deseada, los cuales al ser reemplazados en (6.1) generan un compromiso entre los otros componentes de la expresión, que consisten en la principal exigencia del diseño aerodinámico del aspa. En la expresión (6.2) se muestra la correlación de estos parámetros de acuerdo a los datos que se manejan para la localidad estudiada.

$$\sigma_{.xs} = K_t \frac{ce(0,5C_{dt}(0,8764)A_t(44,36)^2)^{4,8}}{I_{zz}} = 2070K_t \frac{ce(C_{dt}A_t)}{I_{zz}} \quad (6.2)$$

Donde la densidad del aire fue tomada para el mes de Julio y para la condición de temperaturas mínimas promedio.

A fin de introducir órdenes de magnitud de los parámetros mencionados recientemente, se muestra en la tabla 6.1 los valores de éstos obtenidos del estudio de un aspa de helicóptero para su implementación como turbina eólica [23]

Parámetro	Valor
K_t	2,2
I_{zz}	$1,478 \times 10^{-6} \text{ m}^4$
ce	0,032 m
C_{dt}	1,5
A_t	$1,31 \text{ m}^2$

Tabla 6.1.: Valores de diversos parámetros mecánicos de un aspa de helicóptero

Considerando estos valores, el máximo esfuerzo de flexión que debería soportar el aspa sería de 194 MPa, no obstante para esta misma aspa el máximo esfuerzo fue calculado en 951 MPa con una velocidad de supervivencia de 64 m/s (230 km/h), con lo que se presenta como una opción segura para su implementación en las condiciones climáticas descritas en la sección 4.

Finalmente cabe investigar cuales son las velocidades de supervivencia de las aspas que actualmente se ofrecen en el mercado, valores que se resumen en la tabla 6.2. [24][25][26][27][28]

Modelo	Potencia [kW]	Velocidad de supervivencia [m/s]
TWT 1650	1650	70
AOC 15/50 wind turbine generator	50	59,5
Bergey BWC Excel	10	67
Aerogenerador Tornado T7-10kW	10	52
Bergey BWC 1500	1,5	53,6
Miniturbina - ACSA	1	60

Tabla 6.2.: Ejemplos de velocidades de supervivencia

De los valores expuestos en la tabla 6.2. se puede concluir que la tecnología usada actualmente en la confección de aspas para aerogeneradores permite hacer frente a las condiciones climáticas estudiadas en el capítulo 4. sin mermar la vida útil de la máquina, confiando en que la mayoría de los proveedores de este tipo de equipos es capaz de satisfacer las necesidades de una velocidad de supervivencia de 45 m/s aproximadamente.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Etapa final del trabajo de título, que consiste en la comparación de los costos de implementación de la nueva solución propuesta con la solución alternativa que considera la operación de un grupo electrógeno que abastezca a la comunidad, a fin de determinar la factibilidad económica de poder aplicar la solución propuesta.

Lo primero que se debe hacer para realizar la evaluación económica es confeccionar una lista de los ítems que consisten en un gasto, junto con la cantidad necesaria de cada uno de ellos, lista que se muestra en la tabla 7.1.

Ítem	Cantidad
Imanes	216 unidades
Cable 14 AWG	1300 metros
Hélice	4 unidades
Torre	4 unidades
Fundaciones	4 unidades
Rectificador	4 unidades
Chopper	4 unidades
Inversor	4 unidades
Baterías	40 unidades
Diodos zener	80 unidades
Transformador	4 unidades
Conductor hacia la localidad	500 metros (por fase)

Tabla 7.1.: Ítems para la realización del proyecto

A continuación, con la finalidad de conocer los costos de los ítems antes mencionados, se muestra en las tablas 7.2 y 7.3, los costos y proveedores.

Equipo	Costo unitario en pesos chilenos	Unidades	Descuento por volumen %	Costo total en pesos chilenos
Imanes	\$ 3.900	216	-	\$ 842.400
Conductor poder	\$ 1.029	1500 m	-	\$ 1.543.500
Cable 14 AWG	\$ 256	1300 m	-	\$ 332.800
Hélice	\$ 18.169.550	4	5	\$ 69.044.290
Torre	\$ 4.516.430	4	5	\$ 17.162.400
Fundaciones	\$ 18.792.500	4	-	\$ 75.159.600
Rectificador	\$ 50.600	4	-	\$ 202.400
Chopper e Inversor	\$ 6.229.560	4	-	\$ 24.918.240
Baterías	\$ 70.210	40	15	\$ 2.387.140
Diodos zener	\$ 2.596	80	-	\$ 219.300
Transformador	\$ 1.031.730	4	15	\$ 3.507.882
Transporte	\$ 3.374.345	4	-	\$ 13.500.000

Tabla 7.2.: Precios de insumos

Cabe señalar que para los distintos productos importados se consideró una tasa de internación de un 3 % y para el valor en pesos chilenos se consideró el valor del dólar del día jueves 10 de Mayo de 2007, el cual fue de \$ 519,13 [29]. Además el precio de las fundaciones se extrajo de [19].

Equipo	Proveedor
Imanes	Jianmen City Powder Metallurgy Factory Ltda. (China)
Conductor poder	Gobantes (Chile)
Cable 14 AWG	Gobantes (Chile)
Hélice	Wireless Energy Chile (Chile)
Torre	Wireless Energy Chile (Chile)
Rectificador	Powerex (Estados Unidos)
Chopper	Selecom (Chile)
Inversor	Selecom (Chile)
Baterías	Solener (Chile)
Diodos zener	NTE Electronics Inc. (Estados Unidos)
Transformador	Transformadores Pailamilla (Chile)

Tabla 7.3.: Proveedores

Cabe destacar que la vida útil de las baterías es de 5 años, por lo que dicho costo se repetirá cada 5 años a lo largo de la vida del proyecto.

Conocidos los costos a incurrir, se debe conocer los beneficios que se obtienen al realizarlos, estos beneficios vienen dados, básicamente, por el ahorro de petróleo diesel, al abastecer parte de la demanda con energía eólica. A fin de cuantificar este ahorro se realizó una proyección del precio del diesel a 20 años, a partir de los datos obtenidos de [30], correspondientes al precio de paridad del diesel para Chile al comienzo de los meses de Enero, Febrero, Marzo Abril y Mayo de 2007. Estos precios se muestran en la tabla 7.4.

Mes	Precio US\$/litro
Enero	0,51278
Febrero	0,45652
Marzo	0,50325
Abril	0,55772
Mayo	0,58176

Tabla 7.4.: Precio de paridad del petróleo diesel en el 2007

Con los datos de la tabla 7.4., se crea una curva de tendencia, que permite extrapolar el precio de paridad del petróleo diesel mensualmente. Para la evaluación económica se considerará como precio de paridad de un año determinado el previsto para el mes de Junio de dicho de año, para así considerar un precio promedio del año en cuestión. La curva que muestra la variación del precio de paridad del diesel durante el año 2007, corresponde a la de la figura 7.1.

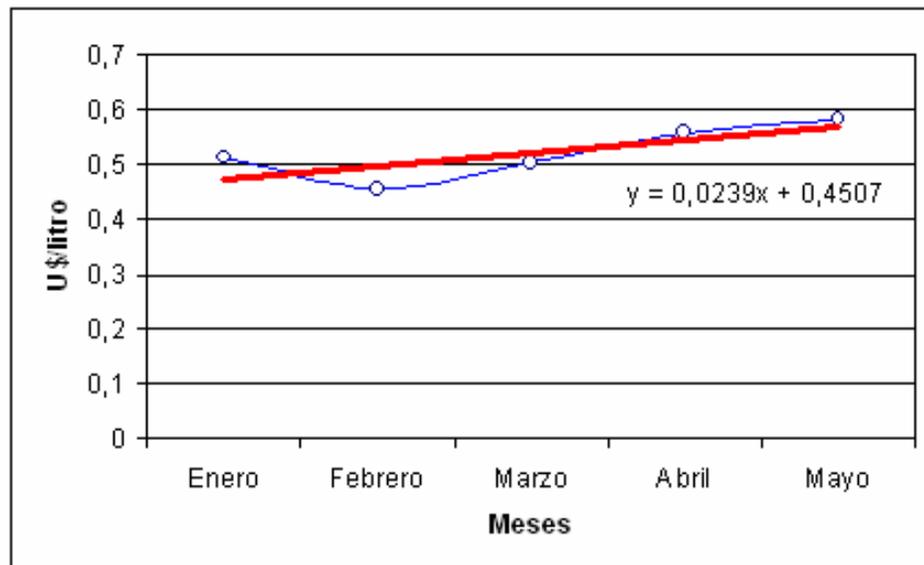


Figura 7.1.: Evolución precio del petróleo diesel en el 2007

Finalmente, con los datos expuestos en la sección 4.4., se calcula el consumo anual de diesel de ambos generadores, el cual resulta ser de 62.640 lts, sobre el cual se ahorra según la energía generada en forma eólica. Para esto se supone que durante un 96,63 % el consumo del generador diesel es de un 15 %, gasto correspondiente a mantener la red energizada, mientras que el resto del tiempo su consumo es de un 100%

El 96,63 % de 62.640 lts corresponde a 60.529 lts, y el 85 % de este valor, que corresponde al ahorro realizado en lts de diesel por año, es de 51.450 lts.

Así, con la extrapolación del precio del petróleo para cada año, se extrapola el ahorro en el mismo percibido por el abastecimiento eléctrico, en parte de la demanda, producto de la generación eólica. Dicha extrapolación de ahorro se realiza a 20 años, considerando éste como horizonte de evaluación del proyecto, y los resultados se muestran en la tabla 7.5.

Año	Precio US\$/lt	Ahorro \$
2008	0,8809	\$ 23.528.168
2009	1,1677	\$ 31.188.378
2010	1,4545	\$ 38.848.587
2011	1,7413	\$ 46.508.797
2012	2,0281	\$ 54.169.007
2013	2,3149	\$ 61.829.216
2014	2,6017	\$ 69.489.426
2015	2,8885	\$ 77.149.635
2016	3,1753	\$ 84.809.845
2017	3,4621	\$ 92.470.055
2018	3,7489	\$ 100.130.264
2019	4,0357	\$ 107.790.474
2020	4,3225	\$ 115.450.683
2021	4,6093	\$ 123.110.893
2022	4,8961	\$ 130.771.103
2023	5,1829	\$ 138.431.312
2024	5,4697	\$ 146.091.522
2025	5,7565	\$ 153.751.731
2026	6,0433	\$ 161.411.941
2027	6,3301	\$ 169.072.151

Tabla 7.5.: Extrapolación del precio de paridad del petróleo diesel

De esta forma se completan los antecedentes para realizar la evaluación económica, utilizando una tasa de descuento del 5%, correspondiente a la tasa de interés fijada por el Banco Central el día jueves 10 de Mayo de 2007, se obtiene el VAN de los costos y de los ingresos (ahorros) producto de la implementación del proyecto, valores que se muestran en la tabla 7.6.

Valor actual	Monto \$
Ingresos	\$ 1.047.654.873
Costos	\$ 212.976.887
Total	\$ 834.677.986

Tabla 7.6.: Balance económico del proyecto

Cambiando el horizonte de evaluación, el proyecto también resulta rentable, puesto que el VAN es positivo ya sea si el horizonte es de 15 o 10 años, valores que se muestran en la tabla 7.7.

VAN	Horizonte de evaluación (años)
\$ 211.162.712	10
\$ 516.037.039	15
\$ 834.677.986	20

Tabla 7.7.: VAN del proyecto para diferentes horizontes de evaluación

Si bien este valor actual neto del proyecto, de alrededor de 834 millones de pesos parece muy bueno, hay que considerar que existen ciertos gastos que aun no se han contabilizado, como rodamientos, mano de obra de montaje, etc. Por lo que este valor se toma como un valor preliminar de evaluación, sobre todo porque el período de evaluación, al ser tan largo (20 años), hace imposible conocer con certeza el comportamiento del precio del diesel a largo plazo.

Además es necesario mencionar que las hélices cotizadas son referenciales, puesto que su potencia es menor de la potencia que se supuso se utilizaría, sin embargo, existe la posibilidad de reacondicionar hélices de helicópteros para utilizarlas como turbinas de generación eólica [23], caso en el cual la potencia de la hélice sí coincide con la potencia supuesta en este trabajo, y al considerar sin costo la adquisición de las hélices el valor actual neto del proyecto aumenta, tal como se muestra en la tabla 7.8.

VAN	Horizonte de evaluación (años)
\$ 280.207.002	10
\$ 585.081.329	15
\$ 903.722.276	20

Tabla 7.8.: VAN del proyecto reacondicionando hélices de helicóptero

8. CONCLUSIONES

En el trabajo se expuso el completo procedimiento necesario para la realización del diseño de un generador síncrono de imanes permanentes, acompañado de las consideraciones de diseño necesarias para su utilización en una turbina eólica. También se abordó el problema de abastecimiento de energía eléctrica en zonas rurales, se realizó estudios climáticos y de consumo eléctrico en una localidad, con lo que se pudo aplicar la solución propuesta, un aerogenerador de flujo axial de imanes permanentes como fuente de generación de energía eléctrica, presentando un procedimiento para la creación y evaluación de este tipo de proyectos.

Durante el proceso de diseño y el cálculo de abastecimiento, se tomaron ciertos datos, principalmente los referidos a las características aerodinámicas de la hélice, que si bien restringen la evaluación hecha a la utilización de una hélice de esas características, no modifican los diversos pasos a seguir en el procedimiento de diseño y evaluación, como tampoco sobre el resultado de conveniencia económica, el cual, pese a las aproximación tomadas (evaluación solo de costos mayores), no cambiará de gran manera al ser calculado en forma más rigurosa.

De hecho, el dinero recibido por concepto de ahorro de petróleo diesel puede ser empleado para aumentar la generación por medio de diesel, aumentando de esta forma las horas de abastecimiento, situación que conlleva una notable mejora en la calidad de vida de las personas de la localidad.

Se logró diseñar una máquina de generación eólica capaz de entregar 40,65 MWh anuales, presentando de esta forma la alternativa de la generación eléctrica por medio de la energía eólica como una alternativa factible para solucionar la carencia de abastecimiento en zonas aisladas del país.

Los positivos resultados de diseño, evaluación de comportamiento técnico y la evaluación económica confirman la alternativa de la generación eólica como válida, opción ya tomada por importantes empresas como Eco-Endesa, tal como se mencionó en la sección 1.4.4., donde se visualiza la inversión que se está haciendo en este tipo de tecnología como alternativa de generación, mostrando que su aplicación puede ser tanto para una pequeña localidad rural, como para una conexión al sistema eléctrico interconectado más grande e importante del país, lo que muestra el inicio de una futura y pronta masificación de este tipo de generación eléctrica.

8.1. Trabajos futuros

Debido a la positiva evaluación teórica de la implementación de aerogeneradores de eje horizontal para el abastecimiento de energía eléctrica en zonas rurales, se plantea como desafíos futuros para trabajos que sigan en esta misma línea, el que parece como paso lógico a seguir, la confección de un prototipo de este aerogenerador de eje horizontal, a fin de lograr el conocimiento práctico del cual aún Chile carece, con miras a concretar la manufacturación de este tipo de tecnología en forma local, siendo éste el camino para concretar una futura independencia energética, sobre todo en vista del próximo agotamiento de los combustibles fósiles, hecho que será precedido por el aumento inconmensurable de sus precios, lo que dañaría seriamente la economía nacional si se enfrentase ese momento con la actual matriz energética del país, donde la generación eléctrica en base a centrales térmicas juega un papel muy importante.

Otra arista de esta línea de trabajo es el control de RVP mencionado en la sección 5.1, las diferencias entre la operación a una u otra RVP son bastante significativas, justificando la necesidad de contar con este tipo de control para la máquina a fin de maximizar la energía generada por la misma. De esta forma este control, que involucraría una comunicación entre las unidades eólicas y la unidad diesel, puede ser el primer paso para una sistema inteligente de abastecimiento energético que consiga

controlar la interconexión de distintos tipos de generación, no sólo eólica y diesel, sino también fotovoltaica y micro hidráulica por ejemplo, así al diversificar las fuentes de energía y aumentar el número de unidades generadoras se logra una mayor robustez del sistema eléctrico.

9. REFERENCIAS

- [1] Programa de Electrificación Rural de la Comisión Nacional de Energía [en línea] <http://www.cne.cl/per/f_per.html> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [2] Estudio Eolo del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas [en línea] <<http://www.dgf.uchile.cl/eolo/>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [3] Karen Poniachik Pollak, Ministra de Minería y Energía. Primer Encuentro sobre Energías Renovables en Chile [en línea] <http://www.gobiernodechile.cl/discursos/discurso_ministrosd.asp?idarticulo=40> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [4] Sustentable.cl, el portal del medio ambiente. Endesa Chile Presentó EIA de Parque Eólico Canela [en línea] <<http://www.sustentable.cl/portada/noticias/5257.asp>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [5] Entorno Endesa Chile. Endesa Eco presenta Declaración de Impacto Ambiental de proyecto Canela [en línea] <http://www.endesa-digital.cl/newsletters/2006/08/newsletter_int_04.html> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [6] Electro Industria. Endesa propone aumento de capacidad en proyecto eólico Canela [en línea] <<http://www.emb.cl/electroindustria/noti.mv?nid=20070306x1>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [7] Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo Octubre de 2006 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Definitivo. Santiago, Chile. Octubre de 2006.
- [8] Rahmann Zúñiga, Claudia Andrea. “Análisis dinámico de la operación de parques eólicos interconectados al SIC.” Memoria (Ingeniería Civil Electricista). Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2005.
- [9] Garay Fluhmann, Eduardo Bernardo. “Solicitaciones mecánicas en aerogeneradores de eje horizontal y proposiciones para su medición en terreno.” Memoria (Ingeniería Civil Electricista). Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 1986.
- [10] Danish Wind Industry Association. Torres de Aerogeneradores [en línea] <<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/tower.htm>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [11] B.J. Chalmers, W. Wu, E. Spooner. “An Axial-Flux Permanent-Magnet Generator For A Gearless Wind Energy System”. Energy Conversion, IEEE Transaction on. Volume 14, Issue 2, Jun 1999. Página(s):251 – 257.
- [12] Yicheng Chen, Pragasen Pillay. “Axial-flux PM Wind Generator With A Soft Magnetic Composite Core”. Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005. Volume 1, Issue , 2-6 Oct. 2005. Página(s): 231 - 237 Vol. 1
- [13] Ravanal Cornejo, Domingo Reinaldo. “Modelación aerodinámica de hélices para generadores eoloeléctricos.” Memoria (Ingeniería Civil Electricista).

Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 1993.

- [14] Madeco. Catálogo de conductores eléctricos.

- [15] American Microsemiconductor. AMS Semiconductor Tutorials [en línea] <<http://www.americanmicrosemi.com/information/tutorial/index.php>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [16] Ayçaguer Huet, Auger. Apuntes del curso Electrónica de Potencia, EM722. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 2006

- [17] Fuji Electric Device Technology America, Inc. [en línea] <www.fujisemiconductor.com> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [18] Seattle Electric Vehicle Association. Battery Management System [en línea] <http://www.seattleeva.org/wiki/Battery_Management_System> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [19] Aceituno, F. Sobre memoria de electrificación rural [en línea]. En: <pbaillar@gmail.com> Viernes 18 de Agosto de 2006 faceituno@cne.cl [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [20] Comisión Nacional de Energía. Proyecto de Electrificación Rural con Energías Renovables. Actividades del proyecto GEF [en línea] <http://www.renovables-rural.cl/actividades/fr_mapa.html> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

- [21] Rutilant C., José. Apuntes del curso Introducción a la Meteorología y Oceanografía, GF45A. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 2006

- [22] Programa computacional Google Earth
- [23] Faúndez Estévez, Carlos Patricio. “Diseño conceptual y de la configuración de una turbina eólica utilizando aspas de helicóptero.” Memoria (Ingeniería Civil Mecánica). Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2002.
- [24] Mario García-Sanz, Eduardo Torres. “Control y experimentación del aerogenerador síncrono multipolar de velocidad variable TWT1650”. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial. Vol. 1, Núm. 3, Octubre 2004.
- [25] Atlantic Orient Canada Inc. AOC 15/50 Wind Turbina generador, Brief operation data and technical specifications. 2003
- [26] Bergey WindPower. Small Wind Turbines for Homes, Business and off-Grid [en línea] <www.bergey.com> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [27] Aerogenerador Tornado T7-10kW. Primer Aerogenerador construido en Cuba [en línea] <<http://www.energia.inf.cu/eventos/memorias5/pdfs/AEROGENERADOR%20TORNADO%20T7-10%20kW.pdf>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]
- [28] Especial energía eólica. Anexo 2. Fabricantes de aerogeneradores y características de sus máquinas [en línea] <<http://www.alcion.es/DOWNLOAD/ArticulosPDF/en/11articulo.pdf>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

[29] Banco Central de Chile [en línea] <<http://www.bcentral.cl>> [consulta: 10 de Mayo de 2007]

[30] Gobierno de Chile. Comisión Nacional de Energía. Hidrocarburos [en línea] <<http://www.cne.cl/hidrocarburos/destacados/fepec.php>> [consulta: 09 de Mayo de 2007]

ANEXO 1.

Se presenta a continuación la ley de Betz, la cual entrega un límite teórico del máximo valor que puede llegar a tomar el coeficiente de potencia de una turbina eólica.

La masa de aire que atraviesa un aerogenerador sufre una modificación de su velocidad, debido a la extracción de potencia por parte de éste, así, el aire que abandona el volumen de interacción con el aerogenerador tendrá una velocidad menor que el aire incidente sobre la hélice. Dicho cambio de velocidad, conlleva una modificación del volumen a ocupar por la misma masa de aire, la cual requiere un mayor volumen debido a su menor velocidad de desplazamiento. (Figura A.1)

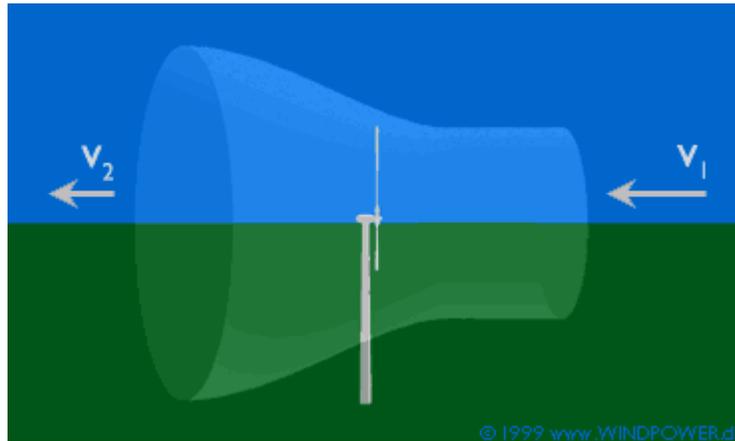


Figura A1.1: Tubo de corriente

Luego, considerando que la velocidad del viento, a través, del rotor coincide con el promedio de la velocidad antes y después de incidir sobre éste, la masa de aire que atraviesa el aerogenerador se puede expresar según (A1.1):

$$m = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)tA\rho \quad (\text{A1.1})$$

Así, la energía extraída por la turbina corresponderá a la resta de la energía de la masa incidente, con la energía de la misma masa, pero una vez ya atravesada el área del aerogenerador, como se muestra en (A1.2)

$$E_C = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{A1.2})$$

Reemplazando (A1.1) en (A1.2), y derivando con respecto al tiempo, se obtiene la potencia entregada a la turbina por la masa de aire.

$$P_t = \frac{1}{4}(v_1 + v_2)A\rho(v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{A1.3})$$

Al dividir (A1.3), por la potencia de la masa de aire con la velocidad v_1 , para una misma área A , se obtiene el coeficiente de potencia, en función de las velocidades v_1 y v_2 , como se muestra en (A1.4). Al derivar esta expresión con respecto al cociente v_2/v_1 , se obtiene el máximo coeficiente de potencia posible, que se obtiene para razón de 1:3, entre $v_2:v_1$, y que otorga el límite de Betz, donde el cociente entre P_t y P_v es de 0,5926

$$\frac{P_t}{P_v} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (\text{A1.4})$$

Cabe destacar que en este cálculo se desprecian factores de pérdida tales como la fricción de las aspas, rotación de la estela detrás del rotor y pérdidas en la cercanía de la punta de las aspas

ANEXO 2.

La lámpara de diodos zener consiste en la conexión serie de cierto número de diodos zener (dependiendo del nivel de tensión y la potencia que se desea para la regulación de la batería) y una ampolleta, luego este dispositivo se conecta en paralelo a cada batería del banco.

De esta forma, cuando el voltaje de una de las baterías aumente por sobre el nivel deseado, esto causará la transición de los diodos de bloqueo a conducción, con lo que la ampolleta se encenderá convirtiéndose en un “bypass” para la corriente de carga, evitando de esta forma que la batería se sobrecargue por sobre las demás, pero sin necesitar desconectarla o intervenir el banco de forma alguna, puesto que la corriente de carga necesaria para el resto de las baterías del banco continua circulando, a través de la ampolleta permitiendo que el resto de las baterías se cargue en forma normal.

En la figura A3.11 se muestra un esquema de la conexión del dispositivo.

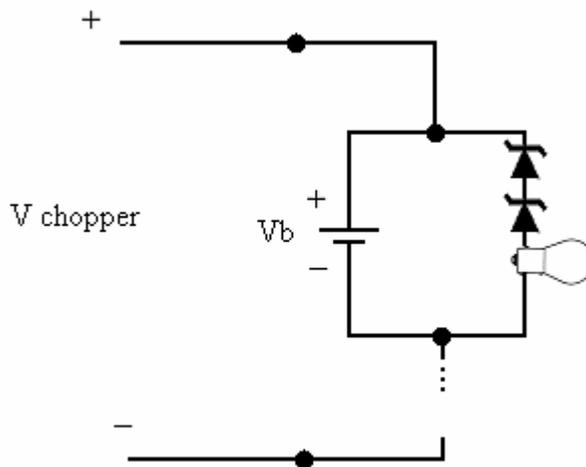


Figura A2.1.: Esquema de conexión lámpara de diodos zener