



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DEL DISEÑO Y CONTROL DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

ERIC ANDRES SIERRA JIMÉNEZ

PROFESOR GUÍA:

JORGE ROMO LÓPEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

ROBERTO CÁRDENAS DOBSON

SANTIAGO, DE CHILE

MAYO, 2012

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: ERIC ANDRÉS SIERRA JIMÉNEZ.
PROF. GUÍA: SR. JORGE ROMO LOPEZ
FECHA: MAYO DEL 2012

ANÁLISIS DEL DISEÑO Y CONTROL DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO

El objetivo del presente trabajo de título es analizar el diseño de un generador trifásico doblemente alimentado, enfocándose en los aspectos constructivos que determinan su comportamiento eléctrico, incluyendo métodos de control que se utilizan habitualmente para aplicaciones en aerogeneradores.

Se comienza desarrollando el modelo de circuito monofásico equivalente, que permite estudiar las propiedades de este tipo de generador, especificando las convenciones de signos empleadas y las ecuaciones respectivas.

Luego, se entregan las principales relaciones electromecánicas, con el fin de obtener los parámetros del modelo circuital, resistencias y reactancias, a partir de las dimensiones físicas y materiales constituyentes de la máquina.

A continuación se describe el algoritmo de diseño implementado para los análisis posteriores, estableciendo criterios de evaluación de sus características eléctricas en aplicaciones eólicas para sistemas de generación con potencia nominal del orden de 2 MW.

Finalmente se desarrolla la metodología de diseño para la determinación de las dimensiones más apropiadas del generador, la cual se ilustra para un caso definido de aplicación eólica.

Se concluye que las estrategias de control implementadas en generadores eólicos doblemente alimentados son decisivas a la hora de determinar los aspectos constructivos del diseño, por lo cual se señalan los parámetros más relevantes y analiza su efecto en los modelos desarrollados.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Capítulo 1. Introducción	14
1.1 Motivación.....	14
1.2 Objetivos.....	15
1.2.1 Objetivos generales.....	15
1.2.2 Objetivos específicos	15
Capítulo 2. Revisión Bibliográfica y Estado del Arte	16
2.1 Principio de funcionamiento de un generador trifásico doblemente.	17
2.1.1 Máquina de inducción de rotor bobinado	18
2.1.2 Esquema de conexión de los devanados del estator y rotor	19
2.1.3 Operación y control de velocidad del rotor	20
2.1.3.1 Control de velocidad del rotor	20
2.1.3.2 Operación subsíncrona y supersíncrona.....	22
2.1.4 Modelo circuital del generador de inducción doblemente alimentado	24
2.1.4.1 Hipótesis básicas del modelo	25
2.1.4.2 Circuito equivalente monofásico exacto de un Generador de Inducción	26
2.1.5 Descripción de los flujos de potencia y torque electromecánico.....	29
2.2 Componentes básicos de un generador trifásico doblemente alimentado... 32	
2.2.1 Componentes de una máquina de inducción de rotor bobinado.....	32
2.2.2 Estator y rotor	33
2.2.2.1 Dimensiones geométricas.....	34
2.2.2.1.1 Longitudes Diametrales y axiales.....	34
2.2.2.1.2 Paso de ranura y paso polar	36
2.2.2.1.3 Dimensiones de ranura	37

2.2.2.2	<i>Longitud de apilamiento efectiva</i>	39
2.2.2.3	<i>Factor de distribución y de paso</i>	40
2.2.2.3.1	Factor de distribución	40
2.2.2.3.2	Factor de paso	40
2.2.2.3.3	Factor de bobina	41
2.2.3	Bobinados	41
2.2.3.1	<i>Propiedades de los bobinados imbricados</i>	42
2.2.3.2	<i>Número de ranuras por polo y fase</i>	44
2.2.3.3	<i>Número de bobinas por fase</i>	44
2.2.3.4	<i>Fuerza electromotriz</i>	44
2.3	<i>Determinación de parámetros del modelo circuital.</i>	46
2.3.1	Pérdidas por corrientes de magnetización	46
2.3.1.1.1	Inductancia de magnetización	46
2.3.1.1.2	Factor de Carter	47
2.3.1.1.3	Factor de saturación total.....	49
2.3.2	Pérdidas por flujos de dispersión.....	53
2.3.2.1	<i>Inductancia de dispersión de ranura</i>	55
2.3.2.2	<i>Inductancia de dispersión Zig-Zag en el entrehierro</i>	58
2.3.2.3	<i>Inductancia de dispersión de las cabezas de bobina</i>	59
2.3.3	Pérdida por resistencia de enrollado.....	61
2.3.4	Pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault.....	62
2.3.4.1	<i>Histéresis</i>	62
2.3.4.2	<i>Corrientes de Foucault</i>	63
2.4	<i>Sistemas de control de un generador trifásico doblemente alimentado</i>	64
2.4.1	Esquemas de control	64
2.4.1.1	<i>control por medio de reóstatos</i>	64

2.4.1.2	<i>Control mediante un dispositivo Scherbius estático.....</i>	64
2.4.2	Métodos de control de un DFIG	67
2.4.2.1	<i>control escalar o V/F.....</i>	67
2.4.2.2	<i>Control Vectorial o Control de Campo Orientado (FOC-Field Oriented Control)..</i>	67
2.4.2.3	<i>Control directo del torque (DTC- direct torque control).....</i>	68
2.5	<i>Características de los aerogeneradores.....</i>	70
2.5.1	Componentes de mecánicos del aerogenerador	70
2.5.1.1	<i>Características de la caja multiplicadora.....</i>	70
2.5.1.2	<i>modelos de masas de los aerogeneradores</i>	72
2.5.1.3	<i>Elementos de protección frente a corrientes elevadas</i>	72
2.5.1.4	<i>Características del rotor de un DFIG.....</i>	73
2.5.2	Relaciones básicas entre la turbina y la energía del viento	74
2.5.3	Variación de velocidad del generador y potencia generada	76
2.5.4	Estrategias de control en aerogeneradores.....	78
2.5.4.1	<i>Zonas de trabajo.....</i>	79
2.5.4.1.1	Tramo A-B.....	80
2.5.4.1.2	Tramo B-C.....	80
2.5.4.1.3	Tramo C-D.....	81
2.5.4.1.4	Tramo D-E.....	81
2.5.4.2	<i>estrategias de control modernas.....</i>	82
Capítulo 3. Metodología del Diseño de un DFIG.		83
3.1	<i>Proceso de Diseño de un Generador Trifásico doblemente Alimentado.....</i>	85
3.1.1	Especificaciones y restricciones del diseño	87
3.1.2	Pasos de diseño.....	87
3.1.2.1	<i>Consideraciones iniciales.....</i>	87
3.1.2.1.1	Densidad de corriente	87

3.1.2.1.2	Sección del conductor.....	88
3.1.2.1.3	Factor de llenado	88
3.1.2.1.4	Densidad de flujo magnético máxima	88
3.1.2.2	<i>Selección del número polos</i>	89
3.1.2.3	<i>Determinación de diámetros interiores</i>	89
3.1.2.3.1	Diámetro interior del estator y longitud axial.....	89
3.1.2.3.2	Distancia del entrehierro.....	89
3.1.2.3.3	Diámetro exterior del rotor	89
3.1.2.3.4	Diámetro exterior el estator	89
3.1.2.4	<i>Flujo máximo por polo</i>	90
3.1.2.5	<i>Número de ranuras del estator y rotor</i>	90
3.1.2.6	<i>Factores de paso y distribución</i>	90
3.1.2.7	<i>Número de conductores y espiras por bobina</i>	91
3.1.2.8	<i>Dimensionamiento de ranuras y bobinados</i>	92
3.1.2.9	<i>Cálculos de pérdidas del generador</i>	94
3.1.3	Proceso de búsqueda del diseño óptimo	95
3.1.3.1	<i>Criterios de evaluación de diseño</i>	96
3.1.3.1.1	Tensión del rotor en condiciones nominales de operación.....	96
3.1.3.1.2	Corrientes máximas en operación subsíncrona	97
3.1.3.1.3	Variación de la corriente de estator y rotor a partir de la potencia.....	98
3.1.3.1.4	Corriente máxima del rotor en operación supersíncrona.....	98
3.1.3.1.5	Corriente mínima del rotor en operación subsíncrona.....	99
3.1.3.1.6	Corrientes máximas a partir de una variación lineal de la tensión del rotor	100
3.1.3.1.7	Costo material.....	101
3.1.4	Análisis de los resultados	103

Capítulo 4. Resultados y Análisis	104
4.1 <i>Diseño de un generador</i>.....	104
4.1.1 Datos de diseño.....	104
4.1.2 Consideraciones de las simulaciones.....	105
<i>4.1.2.1 Resultados inicial</i>	<i>106</i>
4.1.2.1.1 Resultado inicial	106
4.1.3 Diseños final	119
4.1.3.1.1 Resultado final	119
4.1.4 Análisis general	128
<i>4.1.4.1 Relevancia de las variables analizadas.....</i>	<i>128</i>
<i> criterios de rechazo de diseños obtenidos.....</i>	<i>128</i>
Capítulo 5. Conclusiones	130
Capítulo 6. Revisión Bibliográfica.....	132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Esquema típico de un generador doblemente alimentado con	17
Figura 2.2 Esquema de rotor bobinado de una máquina de inducción	19
Figura 2.3: Esquema de flujos de potencia en operación subsíncrona.	22
Figura 2.4:Esquema de flujos de potencia en operación supersíncrona	23
Figura 2.5: Diagramas de flujos de potencia para distintos casos de operación	23
Figura 2.6: Esquema de conexión de un generador de inducción trifásico	24
Figura 2.7: Diagrama circuital equivalente monofásico de un DFIG	26
Figura 2.8: Diagrama equivalente monofásico del generador trifásico	28
Figura 2.9: Elementos de una máquina de inducción trifásica	32
Figura 2.10: Estator de tipo ranurado y núcleo laminado.	33
Figura 2.11: Dimensiones de la Ranura trapezoidal del estator.....	38
Figura 2.12: Dimensiones de la ranura trapezoidal del rotor.....	38
Figura 2.13: Longitudes axiales del estator y rotor, para una sola ranura en cada caso. .	39
Figura 2.14: Bobinado de tipo imbricado a la izquierda y de tipo ondulado a la derecha.	42
Figura 2.15: Vistas frontal (a) y de perfil (b) de las conexiones	43
Figura 2.16: Densidad de flujo radial circulante en los entrehierros.	47
Figura 2.17: Tipos de densidad de flujo magneto motrices.	50
Figura 2.18: Geometría de una máquina de inducción	50
Figura 2.19: Flujos de fuga entre estator y rotor de una máquina de inducción,.....	54
Figura 2.20: Ranura de capa simple con las dimensiones relevantes	56
Figura 2.21: Valor de permeancias calculadas para ranuras típicas de capa simple.....	57
Figura 2.22: Diagrama de flujos de dispersión en el entrehierro.	58
Figura 2.23 Esquema control SHerbious estático en un generador trifásico	66
Figura 2.24: Componentes mecánicos del generador:	70
Figura 2.25: Curvas de potencia de la turbina en función de su velocidad	77
Figura 2.26: Gráfico de potencia entregada por la turbina vs velocidad del	79
Figura 2.27: Gráficos de potencia mecanica v/s velocidad del viento	80
Figura 3.1: Esquema de análisis del diseño y control del Generador	84
Figura 3.2: Diagrama de diseño y construcción del generador doblemente alimentado ..	86

Figura 4.1: gráfico de velocidad del viento en función del deslizamiento	107
Figura 4.2: Gráfico de la potencia mecánica en función del deslizamiento	108
Figura 4.3: Gráfico del torque en función del deslizamiento.....	109
Figura 4.4: Gráfico de la potencia mecánica transferida al generador	109
Figura 4.5: Gráfico de la potencia mecánica transferida al generador en.....	110
Figura 4.6: Gráfico de la potencia mecánica transferida al generador en	111
Figura 4.7: corrientes del estator y rotor a partir de la potencia transferida al estator....	113
Figura 4.8: corrientes del estator y rotor a partir de la potencia transferida al estator....	114
Figura 4.9: corriente del rotor en operación supersíncrona y deslizamiento del 25%	115
Figura 4.10: corriente de rotor en condición supersíncrona y deslizamiento del 3%	115
Figura 4.11: corriente de rotor en operación subsíncrona.....	116
Figura 4.12: corriente de estator y rotor ante una variación lineal del voltaje.....	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Cuadro resumen de operación del generador doblemente alimentado	31
Tabla 2.2 Relación entre diámetros externos e internos del estator, según	35
Tabla 2.3: Curva B/H típica de laminaciones de una máquina de inducción	52
Tabla 2.4: Valores tabulados para la constante de Stenmetz.....	63
Tabla 4.1: Especificaciones de Diseño	104
Tabla 4.2: datos de la turbina eólica	105
Tabla 4.3: Datos del generador	105
Tabla 4.4: Resultados iniciales	106
Tabla 4.5: relación entre diámetro exterior e interior del estator.....	112
Tabla 4.6: tensión del rotor en condiciones nominales.....	112
Tabla 4.7: corrientes máximas en operación subsíncrona	112
Tabla 4.8: diseño Final.....	119
Tabla 4.9	120
Tabla 4.10: tensión del rotor en condiciones nominales.....	120
Tabla 4.11: Corrientes en condiciones nominales	121

TABLA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Valor	Página de Referencia
ω_r	Velocidad del campo magnético generado por el rotor	19
p	Número de pares de polos	19
f_r	Frecuencia de la corriente eléctrica que circula en los devanados del rotor	19
ω_s	Velocidad del campo magnético generado por el estator o velocidad síncrona.	20
ω	Velocidad angular eléctrica del rotor.	20
ω_m	Velocidad angular mecánica del rotor.	20
f	Frecuencia de la red, en Hertz.	20
s	Deslizamiento de la máquina de inducción	20
V_s	Tensión efectiva inducida en los devanados del estator, en V.	25
V_r	Tensión efectiva inducida en los devanados del rotor, en V.	25
V_R	Voltaje en los devanados rotor, en V	25
V_S	Voltaje en los devanados del estator, en V	25
R_s	Resistencia de pérdidas en los devanados del estator, en Ω	25
R_R	Resistencia de pérdida en los devanados del rotor, en Ω	25
R_{fe}	Resistencia de pérdidas del hierro, en Ω	25
L_m	Inductancia de magnetización	25
l_s	Inductancia de fuga de los enrollados del estator	25
l_R	Inductancia de fuga de los enrollados del Rotor	25
N_S	Número de vueltas de enrollados de estator.	25
N_R	Número de vueltas de enrollados de rotor.	25
I_R	Corriente que circula por los enrollados del rotor, en A.	25
I_S	Corriente que circula por los enrollados del estator, en A.	25
V_1	Fuerza electromotriz inducida por fase en los devanados del estator, en V.	25
V_{2S}	Fuerza electromotriz inducida por fase en los devanados del	25

	rotor, en V.	
X_S	Reactancia de pérdidas del estator	26
X_{RS}	Reactancia de pérdidas del rotor	26
X_m	Reactancia de pérdidas mutas entre estator y rotor	26
X_R	Reactancia de pérdidas del rotor a frecuencia de la red	26
P_m	Potencia mecánica	28
P_s	Potencia transferida a los devanados del estator	28
P_r	Potencia transferida a los devanados del rotor	28
P_{gs}	Potencia de salida del estator hacia la red	28
P_{gr}	Potencia de alimentación en la salida del rotor hacia el variador de tensión-frecuencia	28
P_S	La potencia transferida hacia los devanados internos del estator	28
P_r	La potencia transferida hacia los devanados internos del rotor	28
P_{ps}	La potencia de pérdida debido a los bobinados del estator	28
P_{pr}	La potencia de pérdida debido a los bobinados del rotor	28
T_e	Torque electromecánico	29
λ_1	Constante de valor entre 0,2 – 1,5	34
σ	Constante de estrés torsional del eje de rotor	34
D_{is}	Diámetro interior del estator	33-34
D_{os}	Diámetro exterior del estator	33
D_r	Diámetro exterior del rotor	33
D_{shaft}	Diámetro del eje del rotor	33
g	Distancia del entrehierro	35
L_e	Longitud axial del estator	33 y 38
K_{fe}	Factor de apilamiento	38
K_p	Factor de paso	39
K_b	Factor de Bobina	39
K_d	Factor de distribución	39
y	Paso de bobina	42

τ_p	Paso polar	41
τ_r	Paso de ranura del rotor	35
τ_s	Paso de ranura del estator	35
K_{pq}	Número de ranuras por polo y fase	42
N_e	Numero de espiras por fase y conductores en paralelo	44
n_{es}	Número de espiras por bobina del estator	44
n_{er}	Número de espiras por bobina del rotor	44
n_{cs}	Número de conductores en paralelo por fase del estator	44
n_{cr}	Número de conductores en paralelo por fase del rotor	44
K_c	Factor de Carter	45
K_s	Factor de saturación	45
F_g	Fuerza magneto motriz que circula en el entrehierro	47-49
F_{ts}	Fuerza magneto motriz que circula en los dientes del estator	47-49
F_{tr}	Fuerza magneto motriz que circula en los dientes del rotor	47-49
F_{cs}	Fuerza magneto motriz que circula en el núcleo del estator	47-49
F_{cr}	Fuerza magneto motriz que circula en el núcleo del rotor	47-49
W_e	Numero des espiras por fase	45
h_{ts}	Distancia que recorre F_{ts}	37 y 48
h_{tr}	Distancia que recorre F_{tr}	37 y 48
h_{cs}	Distancia que recorre F_{cs}	37 y 48
h_{cr}	Distancia que recorre F_{cr}	37 y 48
B_{ts}	Densidad de flujo en los dientes del estator	50
B_{tr}	Densidad de flujo en los dientes del rotor	50
B_{cs}	Densidad de flujo en el núcleo del de estator	51
B_{cr}	Densidad de flujo en el núcleo del de rotor	51
b_{ts}	Ancho promedio de los dientes del estator	37
b_{tr}	Ancho promedio de los dientes del rotor	37
b_{os}	Ancho de apertura de las ranuras del estator	37
b_{or}	Ancho de apertura de las ranuras del rotor	37

b_{1s} y b_{2s}	Bases de la ranura trapezoidal del estator	37
b_{1r} y b_{2r}	Bases de la ranura trapezoidal del rotor	37
S_{as}	Área de la sección transversal de la ranura del estator	81
S_{ar}	Área de la sección trasversal de la ranura del rotor.	82
L_{ran}	Inductancia de dispersión de ranura por fase	55
L_{zls}	Inductancia de dispersión zig-zag en el estator	56
L_{zrl}	Inductancia de dispersión zig-zag en el rotor	56
L_{CBs}	Inductancia de dispersión de la cabeza de bobina del estator	57
L_{CBr}	Inductancia de dispersión de la cabeza de bobina del rotor	57
W_h	Perdidas por histéresis	60
W_f	Perdidas por corrientes de Foucault	61
P_t	Potencia producida por la turbina eólica	68
v_1 ,	Velocidad del viento de entrada a la turbina	68
v_2	Velocidad del viento a la salida de la turbina	68
C_p	Coefficiente de potencia o factor de Betz	68
L_c	Longitud de los conductores	83

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

En los últimos años se ha incrementado el interés por las fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC), debido a las diversas ventajas que presentan, destacándose el emplear recursos inagotables y amigables con el medio ambiente. Esto ha conllevado a un aumento de la instalación de centrales con esta clase de fuente energética y en particular, el incremento de centrales Eolo-eléctricas.

En las centrales Eolo-eléctricas, uno de los generadores que se está utilizando cada vez más, es el generador trifásico doblemente alimentado, el cual posee la ventaja de maximizar la energía suministrada por la fuerza del viento en comparación con generadores típicamente ocupados en estas centrales.

A pesar de lo anterior, las características de diseño y operación de un generador de doble alimentación son poco conocidas, dada la escasa aplicación que hasta ahora ha tenido. Esto hace necesario conocer bien este tipo de máquinas en cuanto a su diseño, control y las posibles limitaciones.

En Chile, existe un potencial notablemente elevado en energía eólica, lo que significa un gran incentivo para el desarrollo de centrales Eolo-eléctrica y, con ello, el desarrollo de generadores trifásicos doblemente alimentados.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVOS GENERALES

El propósito general que se desea alcanzar con el desarrollo de esta memoria es el comprender y analizar el funcionamiento de un generador trifásico doblemente alimentado, de manera de lograr un conocimiento más profundo sobre estos novedosos generadores y sus posibles aplicaciones futuras, particularmente en energía Eolo-eléctrica.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos que se persiguen con el desarrollo de este trabajo, son:

- Determinar un algoritmo de diseño apropiado para generadores trifásicos doblemente alimentados a partir de requerimientos específicos.
- Comprender los métodos de control del generador que permitan elaborar criterios de diseños apropiados.
- Implementar el algoritmo de diseño dentro del software Matlab/ Simulink, para alguna aplicación particular.

CAPÍTULO 2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y ESTADO DEL ARTE

Dentro de las fuentes de energía renovables, la energía eólica ha presentado un crecimiento importante en su utilización en los últimos años, siendo Europa el líder mundial en su uso con más del 70% del total de MW instalados con esta fuente de energía, con un crecimiento anual en promedio del 22% de su capacidad instalada durante los últimos años y con proyecciones para futuro muy promisorias.

En los sistemas eléctricos de potencia que incluyen centrales Eolo-eléctricas con generadores síncronos, tienden a operar con velocidad de la hélice constante debido a que la frecuencia de operación del generador se encuentra enclavado con la frecuencia de la red a la que se halla conectado. La variación de las velocidades del viento y de la hélice, se traduce en variación de la potencia activa suministrada a la red.

La operación de un generador trifásico doblemente alimentado consiste básicamente, en un generador similar a una máquina de inducción trifásica de rotor bobinado, en donde el enrollado del estator se conecta directamente a la red mientras que el enrollado del rotor, a un voltaje trifásico de frecuencia controlable.

De esta manera, es posible implementar un control óptimo sobre la velocidad del eje del aerogenerador y la hélice, para captar la máxima potencia del viento a cualquier velocidad de este último.

2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO.

El generador trifásico doblemente alimentado o *doubly fed induction generator* (DFIG) tiene la estructura base de una máquina de inducción de rotor bobinado, cuya bobinas se encuentran alimentadas por una fuente de tensión de magnitud y frecuencia variable, que permiten la regulación de las velocidades de giro de la máquina.

En aplicaciones Eólicas el esquema típico de conexión de este tipo de generador es el que se muestra en la Figura 2.1 donde se observa una caja de engranajes, o caja multiplicadora (*Gear-Box*), conectada a los ejes de giro de la hélice y del generador, los devanados del estator conectados directamente a la red y los devanados del rotor, en este caso, a convertidores electrónicos de potencia AC/DC y DC/AC.

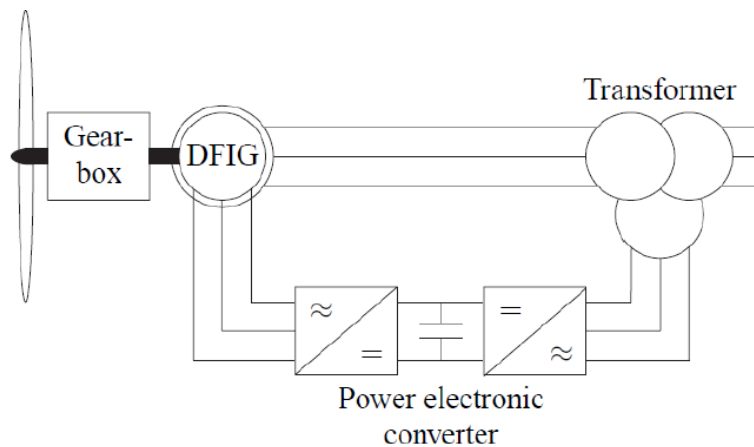


FIGURA 2.1: ESQUEMA TÍPICO DE UN GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO CON CONVERTIDOR DE POTENCIA [2] PARA EL CASO DE APLICACIONES EN TURBINAS EÓLICAS

La modificación de la frecuencia de las corrientes del rotor se traduce en una modificación de la velocidad de giro del rotor, cuyo objetivo, en el caso de aplicaciones eólicas, es que la turbina trabaje en el punto de máximo rendimiento cuando la velocidad del viento cambia.

El convertidor electrónico tiene dos convertidores acoplados a través de un condensador. El convertidor del lado del rotor es un inversor utilizado para controlar la potencia de salida del aerogenerador, regulando la tensión y frecuencia de alimentación del rotor.

El convertidor del lado de la red es un rectificador, usado para controlar la tensión de corriente continua del condensador de enlace entre ambos convertidores. Además, es posible usar este convertidor para generar o absorber potencia reactiva.

2.1.1 MÁQUINA DE INDUCCIÓN DE ROTOR BOBINADO

Se llama máquina de inducción o asincrónica, a una máquina de corriente alterna, en la cual la velocidad de rotación del rotor es menor que la del campo magnético del estator, dependiendo de la carga a la que se encuentre conectada. Esta máquina puede funcionar tanto como motor como generador.

El motor asincrónico tiene dos partes principales: estator y rotor. El estator es la parte fija de la máquina en cuyo interior hay ranuras donde se coloca el devanado trifásico que se alimenta con corriente alterna trifásica. La parte giratoria de la máquina se llama rotor y en sus ranuras también se coloca un devanado. El estator y el rotor se arman de chapas estampadas de acero electrotécnico.

Existen dos tipos de máquinas de inducción, la tipo “*jaula ardilla*” y la de “*rotor bobinado*”. Esta última permite adicionar una fuente de voltaje de magnitud y frecuencia variable en los enrollados del rotor, debido a que los terminales de estos son accesibles a diferencia del primero.

En la Figura 2.2, se ilustra un rotor bobinado y su configuración típica como motor. En este caso, se han agregado resistencias externas variables conectadas a las bobinas del rotor por medio de anillos rozantes, que permiten el control de las corrientes y el torque en el motor.

Los núcleos del estator y rotor poseen ranuras donde los devanados son colocados, los cuales producen pares de polos magnéticos que permiten la circulación de flujo magnético entre el estator y rotor. En el caso de la máquina de inducción, el rotor y el estator poseen la misma cantidad de polos magnéticos.

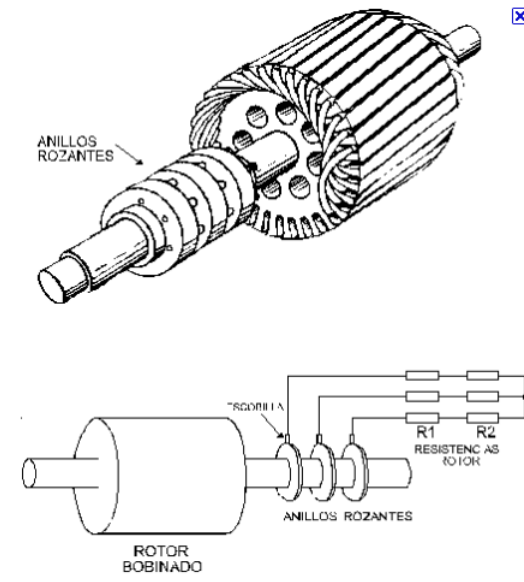


FIGURA 2.2 ESQUEMA DE ROTOR BOBINADO DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN

2.1.2 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS DEVANADOS DEL ESTATOR Y ROTOR

Los devanados del estator de la máquina de inducción, pueden ser conectados en configuración delta o estrella hacia la red para variar algunas de sus propiedades, tales como el torque y la corriente eléctrica.

Por tratarse de un Generador Trifásico Doblemente Alimentado, los devanados del rotor también puede ser conectado tanto en configuración delta o estrella hacia el convertidor electrónico del rotor AC/DC.

Durante el desarrollo de esta memoria se supondrá que el tipo de configuración de ambos devanados se encuentran fijos y conectados directamente en estrella hacia sus respectivos destinos.

2.1.3 OPERACIÓN Y CONTROL DE VELOCIDAD DEL ROTOR

Al variar la velocidad mecánica de la máquina, se pueden controlar las potencias transferidas desde el rotor hacia el estator, dependiendo de su magnitud respecto a una velocidad conocida como velocidad de sincronismo.

2.1.3.1 CONTROL DE VELOCIDAD DEL ROTOR

El generador doblemente alimentado, produce un flujo magnético rotatorio originado por el rotor cuya velocidad dependerá del número de polos de la máquina $2p$ y la frecuencia de la fuente de alimentación.

$$\omega_r = \frac{2\pi f_r}{p} \quad (2.1)$$

En la *Ecuación (2.1)* ω_r corresponde a la velocidad del flujo magnético inducido por los devanados del rotor en rad/s, f_r es la frecuencia de la corriente que circula en los enrollados del rotor en Hz y p , es el número de pares de polos de la máquina. Dependiendo del modo de operación de la máquina, el valor de esta velocidad puede ser positivo o negativo.

De igual modo la corriente que circula en los devanados del estator produce un flujo magnético cuya velocidad, también conocida como velocidad síncrona, queda expresada por la *Ecuación (2.2)*

$$\omega_s = \frac{2\pi f}{p} \quad 2.2$$

Donde f es la frecuencia de la red, conectada directamente a los enrollados del estator de la máquina de inducción.

De acuerdo con el principio de las máquinas eléctricas rotatorias respecto a las frecuencias angulares de los campos magnéticos entre los devanados del rotor y estator [6], se debe satisfacer la *Ecuación (2.3)*

$$\omega_s = \omega_m + \omega_r \quad (2.3)$$

Donde ω_m corresponde a la velocidad mecánica del rotor. De las ecuaciones (2.2) y (2.3), se obtiene la expresión (2.4).

$$\omega_m = \frac{2\pi(f - f_r)}{p} \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) muestra que es posible controlar la velocidad de giro del rotor, variando la frecuencia de la corriente que alimenta sus devanados.

El deslizamiento se define como en la *Ecuación(2.5)*[6]:

$$s = \frac{\omega_r}{\omega_s} = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (2.5)$$

Luego la velocidad mecánica puede expresarse también como la *ecuación (2.6)*

$$\omega_m = \frac{2\pi f}{p} (1 - s) \quad (2.6)$$

2.1.3.2 OPERACIÓN SUBSINCRONA Y SUPERSINCRONA

Al variar las velocidades del rotor se pueden controlar las potencias transferidas al estator y a la red, los cuales operan de manera distinta dependiendo de su magnitud respecto a la velocidad llamada velocidad de sincronismo.

El generador opera a velocidad *subsincrona* cuando la velocidad mecánica “ ω_m ” del rotor es inferior a la velocidad de sincronismo “ ω_s ”. En este caso, el deslizamiento es positivo y el estator recibe potencia eléctrica “ P_s ” debido a la potencia mecánica del rotor “ P_m ” y a la potencia activa transferida desde la red por medio del rotor “ P_r ”, como se muestra en la Figura 2.3.

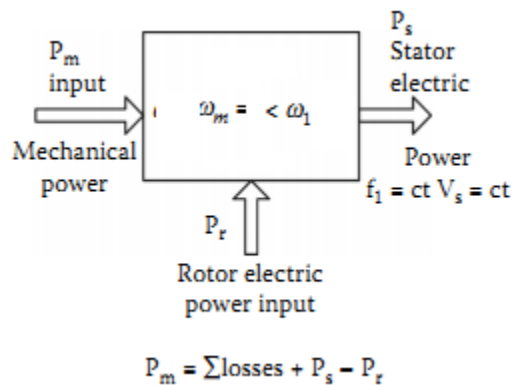


FIGURA 2.3: ESQUEMA DE FLUJOS DE POTENCIA EN OPERACIÓN SUBSÍNCRONA.

Por otra parte, el generador opera a velocidad *supersincrona* cuando la velocidad mecánica del rotor supera a la velocidad de sincronismo. Entonces el deslizamiento es negativo, y la potencia mecánica transfiere potencia activa tanto al estator como al rotor.

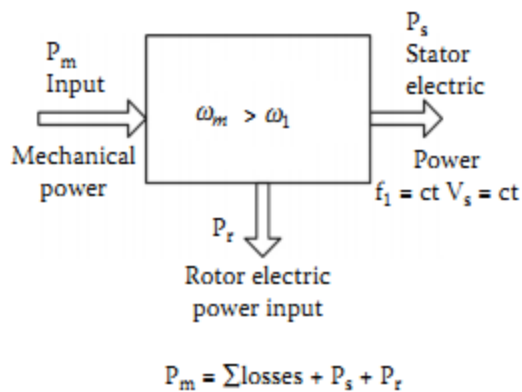


FIGURA 2.4: ESQUEMA DE FLUJOS DE POTENCIA EN OPERACIÓN SUPERSÍNCRONA

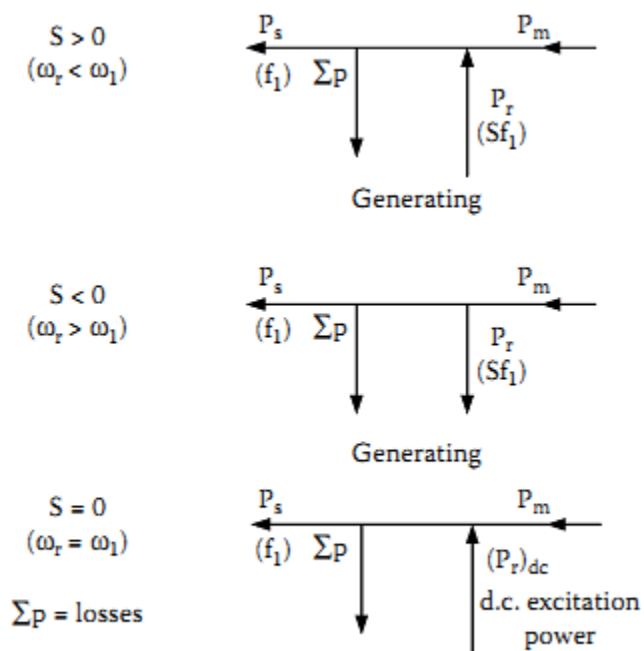


FIGURA 2.5: DIAGRAMAS DE FLUJOS DE POTENCIA PARA DISTINTOS CASOS DE OPERACIÓN EN TORNO A LA VELOCIDAD SÍNCRONA.

2.1.4 MODELO CIRCUITAL DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)

Para el diseño del modelo eléctrico de un DFIG, es posible utilizar las relaciones circuitales de una máquina de inducción común, adicionando una fuente de tensión variable en los devanados del rotor [4].

Se supondrá que los devanados del estator se encuentran conectados directamente a la red de alimentación, mientras que el rotor se conecta a la red a través de un convertidor de frecuencia controlable, como se observa en la Figura 2.6

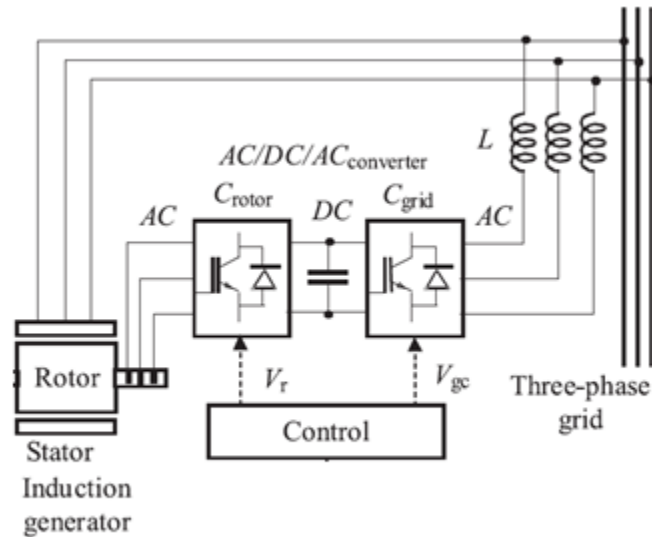


FIGURA 2.6: ESQUEMA DE CONEXIÓN DE UN GENERADOR DE INDUCCIÓN TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO

En esta configuración, se dispone de una tensión eficaz en el estator V_s de frecuencia constante e idéntica a la suministrada por la red " f ", mientras que el rotor es alimentado con una tensión " V_r " de frecuencia angular " ω_r " variable. Esta última, es conocida como velocidad relativa o de deslizamiento, correspondiente a la velocidad con el cual el rotor observa que gira el campo magnético. Según la Ecuación (2.3)

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (2.7)$$

La velocidad mecánica de la máquina descrita en términos de la velocidad síncrona se muestra en la *Ecuación(2.8)*, donde el valor de la velocidad mecánica será mayor o menor que la velocidad síncrona, dependiendo del valor del deslizamiento.

$$\omega_m = \omega_s(1 - s) \quad (2.8)$$

Otra forma de escribir el deslizamiento, es mediante la *Ecuación(2.9)*

$$f_r = s \cdot f_s \quad (2.9)$$

2.1.4.1 HIPÓTESIS BÁSICAS DEL MODELO

Para el desarrollo del modelo, se considerarán los siguientes supuestos básicos:

- La máquina es perfectamente simétrica.
- Existe una distribución sinusoidal a lo largo del entrehierro, así como de los campos magnéticos de los devanados estáticos y rotóricos.
- Los efectos de histéresis y saturación magnética son despreciables dentro del rango de operación y estudio.

2.1.4.2 CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO EXACTO DE UN GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO.

Dado los supuestos anteriores, el circuito eléctrico monofásico equivalente exacto del generador doblemente alimentado puede ser presentado por medio de la figura siguiente [4]:

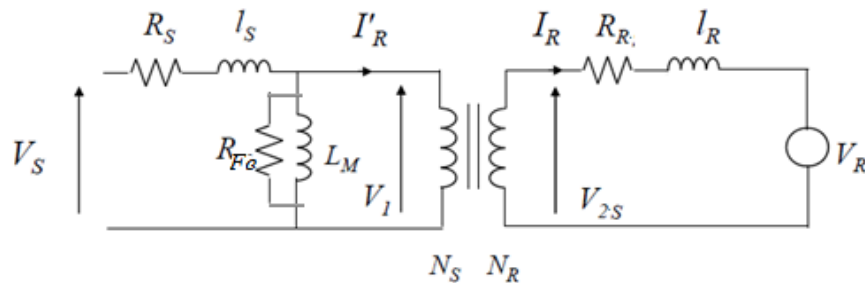


FIGURA 2.7: DIAGRAMA CIRCUITAL EQUIVALENTE MONOFÁSICO DE UN DFIG

Donde

- V_R : Voltaje en los devanados del rotor
- V_S : Voltaje en los devanados del estator
- R_S : Resistencia de pérdidas en los devanados del estator
- R_R : Resistencia de pérdida en los devanados del rotor
- R_{fe} : Resistencia de pérdidas del hierro
- L_m : Inductancia de magnetización
- l_s : Inductancia de fuga de los enrollados del estator
- l_R : Inductancia de fuga de los enrollados del rotor
- N_S y N_R , Número de vueltas de enrollados de estator y rotor correspondientemente.
- I_R : Corriente que circula por los enrollados del rotor
- I_s : Corriente que circula por los enrollados del estator.
- V_1 : Fuerza electromotriz inducida por fase en los devanados del estator
- V_{2S} : Fuerza electromotriz inducida por fase en los devanados del rotor

Las reactancias de fuga se escriben como

$$X_S = 2\pi f_s \cdot l_s \quad (2.10)$$

$$X_{RS} = 2\pi f_r \cdot l_r \quad (2.11)$$

$$X_m = 2\pi f_s \cdot l_m \quad (2.12)$$

Dado que las pérdidas por inductancia de fuga dependen de la frecuencia eléctrica en sus devanados, se puede describir en términos de la frecuencia síncrona o red de alimentación “ f ” como se presenta en la ecuación (2.13)

$$X_{RS} = s \cdot X_R \quad (2.13)$$

Con

$$X_R = 2\pi f \quad (2.14)$$

De igual modo, la fuerza electromotriz inducida en los devanados del rotor puede ser descrita respecto al estator en función de la frecuencia síncrona mediante la ecuación (2.15).

$$V_{2S} = s \cdot V_2 \quad (2.15)$$

Las tensiones V_1 y V_2 poseen la misma frecuencia sincrónica, y cumplen con la siguiente razón de transformación.

$$V_1 = \frac{N_R}{N_S} \cdot V_{2S} = \frac{N_R}{N_S} \cdot s \cdot V_2 \quad (2.16)$$

Del circuito equivalente, obtenemos que:

$$V_{2S} = I_R(R_R + js \cdot X_R) + V_R \quad (2.17)$$

La corriente por los devanados del rotor

$$I_R = \frac{V_{2s} - V_R}{R_R + jX_{RS}} = \left(\frac{s \cdot V_2 - V_R}{R_R + js \cdot X_R} \right) \quad (2.18)$$

Para una mayor comodidad de análisis, se puede describir la ecuación anterior como

$$I_R = \left(\frac{V_2 - V_R/s}{R_R/s + jX_R} \right) \quad (2.19)$$

Aplicando la razón de transformación correspondiente, se obtiene la siguiente ecuación y entonces el siguiente modelo circuital equivalente monofásico del generador de inducción [4]:

$$V_1 = V_2 \cdot a = I'_R \cdot \left(\frac{R'_R}{s} + jX'_R \right) + \frac{V'_R}{s} \quad (2.20)$$

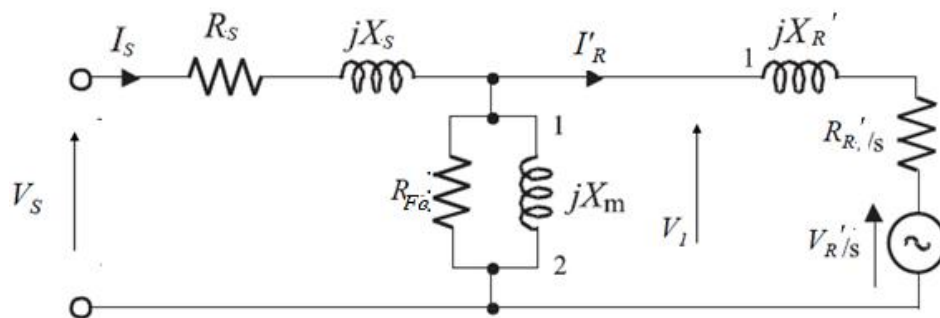


FIGURA 2.8: DIAGRAMA EQUIVALENTE MONOFÁSICO DEL GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO.

Donde

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.21)$$

$$V_1 = a \cdot V_2 \quad (2.22)$$

$$I'_R = \frac{I_R}{a} \quad (2.23)$$

$$X'_R = a^2 \cdot X_R \quad (2.24)$$

$$R'_R/s = a^2 \cdot R_R/s \quad (2.25)$$

$$V'_R/s = a \cdot V_R/s \quad (2.26)$$

2.1.5 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUJOS DE POTENCIA Y TORQUE ELECTROMECAÁNICO

De acuerdo con la Figura 2.8, los valores de las potencias en cada caso son

$$P_{gs} = 3Re\{V_S I_S^*\} \quad (2.27)$$

$$P_{gr} = 3Re\{V_r I_r^*\} \quad (2.28)$$

$$P_S = 3Re\{V_R I_R'^*\} \quad (2.29)$$

$$P_r = 3Re\{V_{2S} I_R^*\} \quad (2.30)$$

$$P_{ps} = 3|I_S|^2 \cdot R_s \quad (2.31)$$

$$P_{pr} = 3|I_R|^2 \cdot R_R \quad (2.32)$$

$$P_{fe} = 3|I_{fe}|^2 \cdot R_{fe} \quad (2.33)$$

Donde

- P_{gs} : Es la potencia de alimentación a la salida del estator
- P_{gr} : Es la potencia de alimentación a la salida del rotor
- P_S : Es la potencia transferida hacia los devanados internos del estator
- P_r : Es la potencia transferida hacia los devanados internos del rotor
- P_{ps} : La potencia de pérdida debido a los bobinados del estator
- P_{pr} : La potencia de pérdida debido a los bobinados del rotor
- P_{fe} : La potencia de pérdidas debido a los núcleos del estator y rotor

Respetando las direcciones de las corrientes y flujos en la Figura 2.8,

$$P_{gs} = P_{ps} + P_{fe} + P_s \quad (2.34)$$

$$P_s = P_m + P_r \quad (2.35)$$

$$P_r = P_{pr} + P_{gr} \quad (2.36)$$

De las ecuaciones anteriores y del modelo circuital, se obtienen las siguientes expresiones

$$P_s = 3Re\{V_1 I_R'^*\} = 3Re\left\{\frac{V_2}{a} \cdot I_R'^*\right\} = 3Re\{V_2 I_R'^*\} = 3Re\left\{\frac{V_{2s}}{s} I_R'^*\right\} = \frac{1}{s} P_r$$

$$\Rightarrow P_r = s P_s \quad (2.37)$$

Luego,

$$P_m = (1 - s) \cdot P_s \quad (2.38)$$

Del modelo circuital

$$P_s = 3 \left(\frac{|I_R'|^2 R_r'}{s} + Re \left\{ \frac{V_r'}{s} I_R'^* \right\} \right) \quad (2.39)$$

$$P_m = 3 \left(\frac{|I_R'|^2 R_r'}{s} + Re \left\{ \frac{V_r'}{s} I_R'^* \right\} \right) (1 - s) \quad (2.40)$$

La ecuación del torque electromecánico queda definido como

$$T_e = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{3}{\omega_s} \cdot \left(\frac{|I_R'|^2 R_r'}{s} + Re \left\{ \frac{V_r'}{s} I_R'^* \right\} \right) \quad (2.41)$$

Los signos de los flujos de potencia de acuerdo con el modelo de la Figura 2.8, son los que se muestran en la Tabla 2.1.

Operación:	Operación Subsíncrona	Operación Supersíncrona
S	$S > 0$	$S < 0$
ω_m	$\omega_m < \omega_s$	$\omega_m > \omega_s$
P_s	$P_s < 0$	$P_s < 0$
P_m	$P_m < 0$	$P_m < 0$
P_r	$P_r < 0$	$P_r > 0$

TABLA 2.1: CUADRO RESUMEN DE OPERACIÓN DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO

2.2 COMPONENTES BÁSICOS DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO.

Para el diseño un generador trifásico doblemente alimentado, se puede considerar una máquina de inducción trifásica de rotor bobinado, para conectar adicionalmente una fuente de tensión en los enrollados del rotor.

2.2.1 COMPONENTES DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN DE ROTOR BOBINADO

Los elementos básicos que componen la máquina de inducción se observan en la siguiente figura.

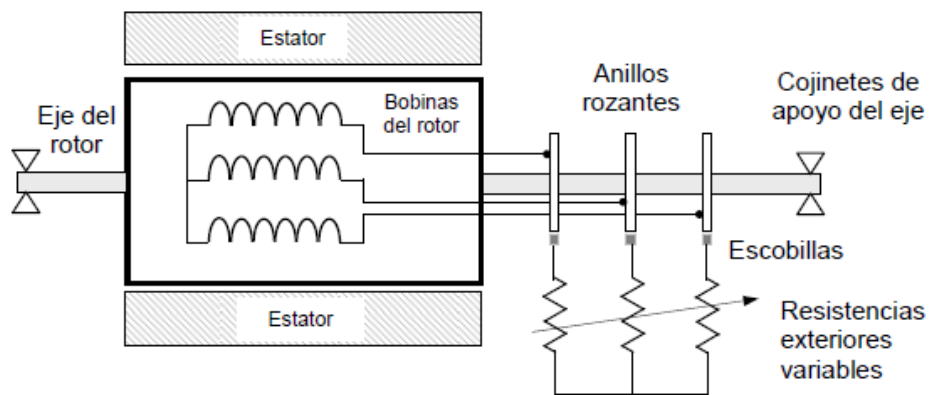


FIGURA 2.9: ELEMENTOS DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN TRIFÁSICA

Estos elementos son el estator, el rotor, los enrollados de cada una de las partes de la máquina, el eje del rotor, los anillos rozantes, las escobillas y resistencias exteriores variables.

Los anillos están aislados eléctricamente entre sí y también del eje del rotor, y cada uno de ellos conectado a cada terminal de las bobinas. La conexión al exterior se efectúa, mediante escobillas o carbones que se deslizan sobre los anillos, efectuando la continuidad eléctrica

entre una parte móvil y una parte fija. Mediante estas escobillas se pueden conectar en serie con cada bobina una resistencia o conectar una fuente de voltaje de frecuencia variable, que es el caso de generadores doblemente alimentados.

2.2.2 ESTATOR Y ROTOR

El estator corresponde a la parte mecánica de la máquina que permanece inmóvil y el rotor, a su parte móvil. Pueden ser de polos salientes o ranurados. Los núcleos del estator y rotor se encuentran formados por materiales de alta conductividad magnética, tales como acero al silicio, que favorecen el paso del flujo magnético y disminuyen las pérdidas por corrientes de Inrush.

Se estudiará el caso de un estator y rotor ranurado de núcleo compuesto de acero al silicio laminado como se aprecia en la figura siguiente.



FIGURA 2.10: ESTATOR DE TIPO RANURADO Y NÚCLEO LAMINADO.

Algunas de las propiedades del material considerados son

- Densidad del material: $D_{ac} = 7650 \text{ kg/m}^3$
- Resistividad del material $\rho_{ac} = 47 \cdot 2 \cdot 10^{-8} \Omega\text{m}$

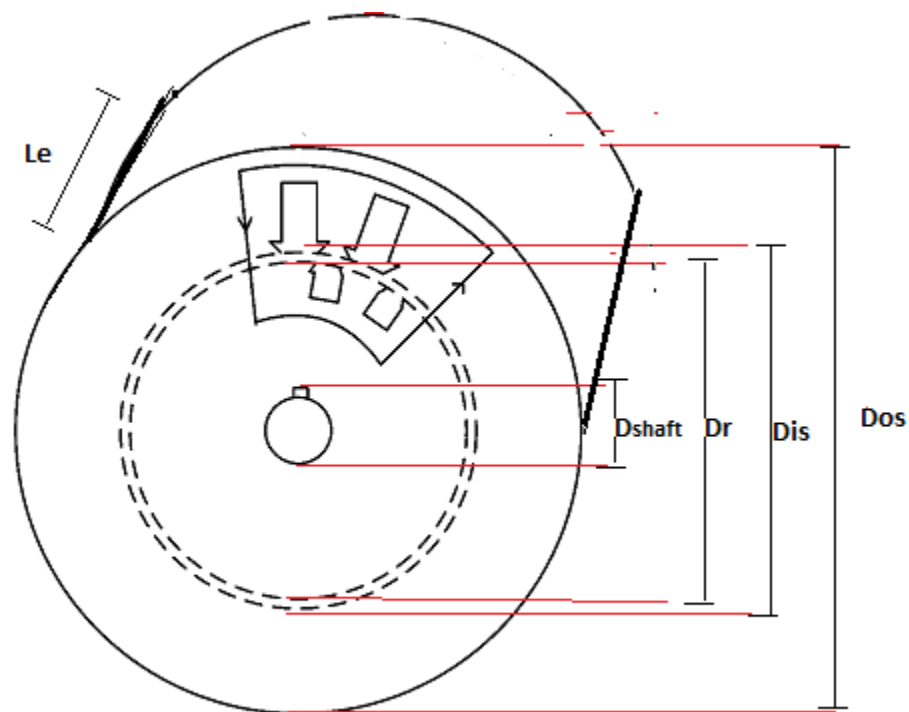
2.2.2.1 DIMENSIONES GEOMÉTRICAS

El comportamiento del generador se encuentra en gran medida delimitado por las dimensiones de sus ranuras, diámetros externos e internos y distancia del entrehierro.

2.2.2.1.1 LONGITUDES DIAMETRALES Y AXIALES

Algunas de las medidas relevantes son

- D_{is} : Diámetro interno del estator
- D_{os} : Diámetro externo del estator
- D_r : Diámetro externo del rotor
- D_{shaft} : Diámetro del eje del rotor
- L_e : Longitud axial del estator y rotor.
- g : Distancia del entrehierro entre el estator y rotor



Para determinar el diámetro interno del estator es posible utilizar dos métodos: mediante el concepto de *coeficiente de utilización (Esson Coefficient)* o mediante el concepto de estrés torsional del rotor (*Shear Rotor Stress*). En esta memoria se utilizara el segundo concepto definido en [19] con la ecuación (2.42)

$$T_e = \frac{P_{nominal} \cdot 1,25}{\omega_s(1+|S_{max}|)} \quad (2.42)$$

$$D_{is} = \left(\frac{2T_e}{\pi \lambda_1 \sigma} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.43)$$

$$\lambda_1 = \frac{L_e}{D_{is}} \quad (2.44)$$

Donde

- T_e : Es el torque electromagnético en condiciones máximas en Nm.
- λ_1 : Constante que varía entre 0,2 – 1,5 (mayor mientras más polos)
- σ : Constante de estrés torsional de valores típicos entre $1 \cdot 10^6 - 8 \cdot 10^6 \text{ N/m}^2$
- S_{max} : Deslizamiento máximo, con un valor típico entre $\pm 30 \%$

El diámetro exterior del generador puede obtenerse dependiendo del número de polos de la máquina y el diámetro interior [19][10].

$2p_1$	2	4	6	8	≥ 10
D_{out}/D_{is}	1.65–1.69	1.46–1.49	1.37–1.40	1.27–1.30	1.24–1.20

TABLA 2.2 RELACION ENTRE DIAMETROS EXTERNOS E INTERNOS DEL ESTATOR, SEGÚN EL NÚMERO DE POLOS

La distancia del entrehierro mínima según [19], puede obtenerse de la ecuación (2.45)

$$g = \begin{cases} \left(0,1 + 0.02 \cdot P_n^{\frac{1}{3}}\right) \cdot 10^{-3}, & \text{si se tiene un par de polos} \\ \left(0,1 + 0.012 \cdot P_n^{\frac{1}{3}}\right) \cdot 10^{-3}, & \text{si se tiene más de un par de polos} \end{cases} \quad (2.45)$$

Donde g está en mm y P_n es la potencia nominal generada por la máquina en W . De la ecuación y el valor de g , se obtiene el diámetro exterior del rotor.

$$D_R = D_{is} - 2g \quad (2.46)$$

2.2.2.1.2 PASO DE RANURA Y PASO POLAR

Un parámetro relevante es el correspondiente al paso polar τ_p , definido como la distancia que cubren el número de ranuras por polos.

$$\tau_p = \frac{\pi D_{is}}{2p} \quad (2.47)$$

Los pasos de ranuras del rotor y del estator, se definen como sigue:

$$\tau_s = \frac{\pi D_{is}}{N_s} \quad (2.48)$$

$$\tau_r = \frac{\pi D_r}{N_r} \quad (2.49)$$

Otro parámetro importante para caracterizar propiedades del estator, es el número de ranuras por pares de polos y fase q .

$$q = \frac{N_s}{2p \cdot m} \quad (2.50)$$

Siendo m el número de fases de la máquina.

2.2.2.1.3 DIMENSIONES DE RANURA

Existen condiciones y exigencias en la cantidad de ranuras del estator N_s y rotor N_r para conseguir un adecuado desempeño[10], evitando combinaciones de ranuras que produzcan una excesiva cantidad de estrés torsional sobre el eje del rotor y elevadas componentes armónicas en los flujos.

En primer lugar, los números de ranuras del estator y rotor deben ser múltiplos de 3, para una adecuada distribución de flujo enlazado en cada una de las fases. Se sugiere que la cantidad de ranuras sea múltiplo de la cantidad de polos, para una mayor simetría en la distribución de estos flujos.

Otras recomendaciones y exigencias son las siguientes:

- La cantidad de ranuras del rotor N_r y estator N_s deben de ser distintas
- Se recomienda que el número de ranuras del rotor sea par
- Se recomienda que:

$$N_r < 1,25 \cdot N_s$$

- La diferencia entre las ranuras del estator y rotor debe de ser de al menos un 10%
- Se debe respetar:

$$|N_r - N_s| \neq 2p$$

$$|N_r - N_s| \neq 4p$$

- Es conveniente que el número de ranuras no sea divisible por 7, 13 y 19
- Es conveniente que el número de ranuras del rotor sea múltiplo de los pares de polos.

Para efectos de estudio, se considerará que las ranuras tanto en el estator como en el rotor son de tipo trapezoidal como se muestra en la Figura 2.11 y Figura 2.12, con sus respectivos parámetros y dimensiones.

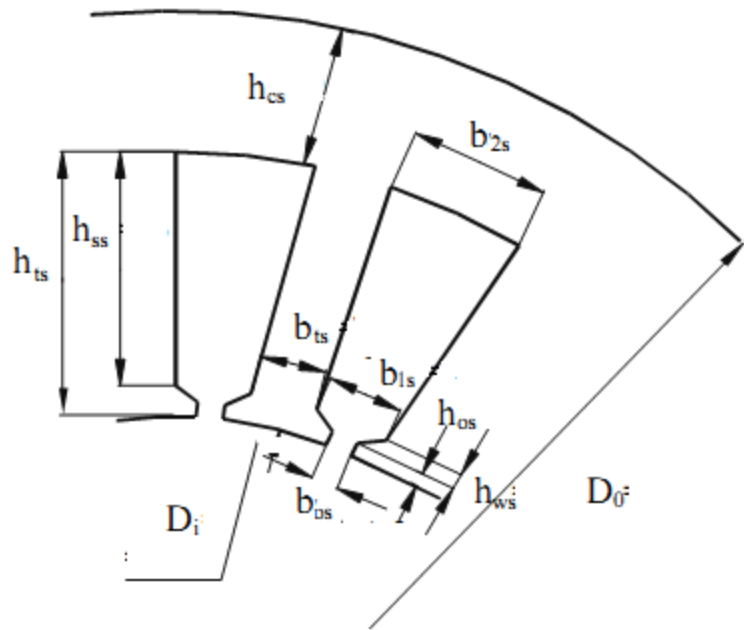


FIGURA 2.11: DIMENSIONES DE LA RANURA TRAPEZOIDAL DEL ESTATOR

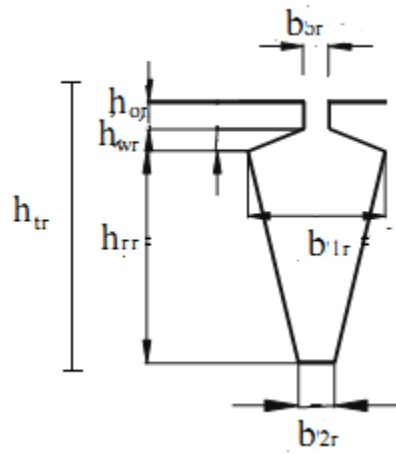


FIGURA 2.12: DIMENSIONES DE LA RANURA TRAPEZOIDAL DEL ROTOR

2.2.2.2 LONGITUD DE APILAMIENTO EFECTIVA

La longitud de apilamiento efectiva corresponde al promedio aritmético entre las longitudes axiales de las ranuras del estator y rotor, corregidas por un factor de apilamiento. La Figura 2.13 muestra las distancias consideradas para el caso de una sola ranura en el estator y rotor.

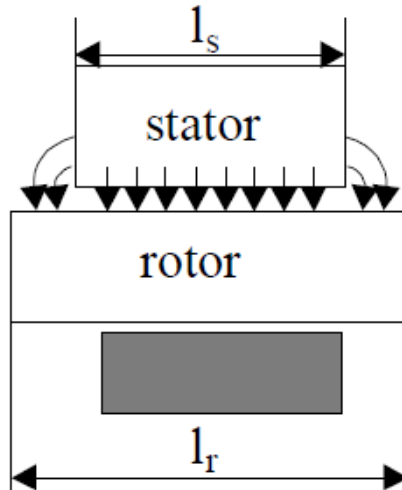


FIGURA 2.13: LONGITUDES AXIALES DEL ESTATOR Y ROTOR, PARA UNA SOLA RANURA EN CADA CASO.

En la Ecuación(2.51), L_e es la longitud de apilamiento efectiva, K_{fe} el factor de apilamiento, l_s y l_r las distancias de axiales del estator y rotor respectivamente.

$$L_e = \left(\frac{l_s + l_r}{2} \right) \cdot K_{fe} \quad (2.51)$$

En general se supondrá que la longitud axial del estator y el rotor son iguales.

2.2.2.3 FACTOR DE DISTRIBUCIÓN Y DE PASO

2.2.2.3.1 FACTOR DE DISTRIBUCIÓN

Las bobinas correspondientes a cada par de polos del generador no se encuentran alojados en dos únicas ranuras, sino que distribuidas a lo largo de estas. Esto genera que la tensión producida por ranuras adyacentes no se encuentren en fase. Este problema, es corregido multiplicando la *Ecuación*(2.52), por el factor de distribución K_d [10].

$$K_d = \frac{\sin \frac{\pi}{6}}{q \cdot \sin \frac{\pi}{6 \cdot q}} \quad (2.52)$$

Donde q es el número de ranuras por fase y polo.

2.2.2.3.2 FACTOR DE PASO

Cuando una bobina ubicada en las ranuras de una máquina eléctrica completan un *paso polar completo* correspondiente a 180° eléctricos, el flujo atraviesa íntegramente todo el bobinado. Cuando esto no se cumple, los tiempos de la f.e.m. máxima generada no coinciden con uno y otro lado de los polos de la bobina, produciendo una tensión menor.

Si se considera el valor real del flujo máximo abrazado por la bobina, se debe corregir la tensión generada por la *Ecuación*(2.58) por el factor de paso K_p [10].

$$K_p = \sin\left(\frac{y}{\tau_p} \cdot \frac{\pi}{2}\right) \quad (2.53)$$

Donde y es el paso de bobina y τ_p el paso polar

2.2.2.3.3 FACTOR DE BOBINA

Se llama factor de bobina al producto entre el factor de distribución y el factor de paso.

$$K_b = K_d \cdot K_p \quad (2.54)$$

2.2.3 BOBINADOS

Los bobinados corresponden a conjuntos de conductores eléctricos típicamente de cobre o aleaciones de aluminio, ubicados en el interior de las ranuras internas del estator y rotor y destinados a inducir la circulación de flujos magnéticos entre los núcleos magnéticos del rotor y estator, cuando circula una corriente eléctrica por ellas.

Los devanados del generador pueden clasificarse según como se han distribuidos en las ranuras del estator y rotor. Se denominan *concéntricos* cuando todas las bobinas que los constituyen poseen un mismo centro, mientras que se denominan *excéntricos* cuando todas las bobinas no poseen un centro común. Ambas configuraciones tienen el objetivo de producir fuerzas magneto-motrices con forma sinusoidal.

Los enrollados excéntricos se pueden clasificar en ondulados o imbricados, y estos últimos en *enteros* y *fraccionarios*. Todos los enrollados pueden ser de capa simple o capa doble.

Actualmente se utiliza con mayor frecuencia los bobinados imbricados doble capa, debido a que presenta mejoras en el aspecto constructivo y en el comportamiento eléctrico (disminución de valores de algunas de las componentes armónicas en las corrientes y flujos inducidas).

En los diseños realizados en esta memoria, se consideraran solo los bobinados imbricados de doble capa.

2.2.3.1 PROPIEDADES DE LOS BOBINADOS IMBRICADOS

Los conjuntos de conductores por fase son conectados en serie, formando espiras entre las ranuras de una misma fase de un polo y el polo siguiente.

En los bobinados imbricados de capa simple, los conjuntos de conductores por fase ocupan una ranura completa como se aprecia en la Figura 2.16. Mientras que en los de capa doble, las bobinas recorren dos veces una misma ranura, formando dos capas de conductores por ranuras.

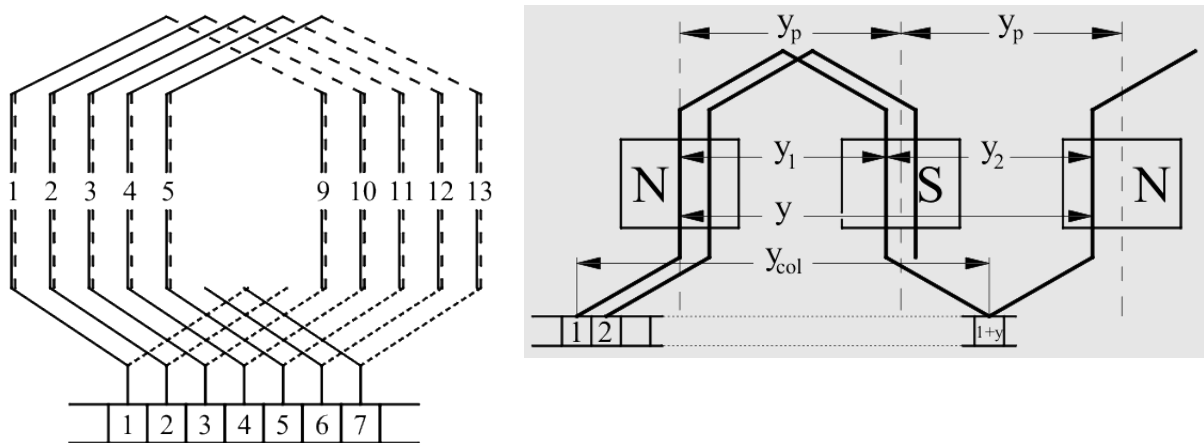


FIGURA 2.14: BOBINADO DE TIPO IMBRICADO A LA IZQUIERDA Y DE TIPO ONDULADO A LA DERECHA.

La distancia que separa una ranura de un polo con otra ranura, de la misma fase y siguiente en la conexión de las bobinas, se encuentra ubicado en el polo adyacente separándose por una distancia aproximada de un paso polar τ_p , como se muestra en la Figura 2.15

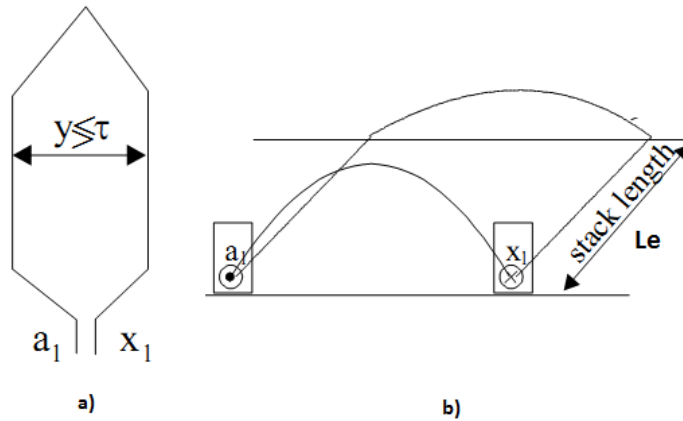


FIGURA 2.15: VISTAS FRONTAL (A) Y DE PERFIL (B) DE LAS CONEXIONES DE LOS BOBINADOS IMBRICADOS DE UNA ESPIRA ENTRE LA RANURA INICIAL Y LA SIGUIENTE.

Dependiendo de la longitud de separación de las bobinas “ y ” o paso de bobina, entre las ranuras de una misma fase respecto al paso polar, se pueden dividir en 3 casos:

- Bobinados de paso completo: ocurre cuando el paso de bobina es igual al paso polar

$$y = \tau_p$$

- Bobinados de paso acortado: ocurre cuando el paso de bobinas es menor que el paso polar.

$$y < \tau_p$$

- Bobinados de paso alargado: ocurre cuando el paso de bobinas es mayor que el paso polar.

$$y > \tau_p$$

Para efectos de diseño, se recomienda siempre utilizar un paso de bobina acortado, para disminuir efectos de armónicos indeseables en las fuerzas magneto-motrices.

2.2.3.2 NÚMERO DE RANURAS POR POLO Y FASE

Corresponde a la configuración de la cantidad de ranuras por la cantidad de polos y fases. En el caso de bobinados ejecutados por polos:

$$K_{pq} = \frac{N^{\circ} \text{ de ranuras}}{2pq} \quad (2.55)$$

Donde p son los pares de polos y q la cantidad de fases de la máquina.

2.2.3.3 NÚMERO DE BOBINAS POR FASE

El número de bobinas por fase U_b son para el caso de capa simple

$$U_b = \frac{N}{q} \quad (2.56)$$

Donde N es el número de ranuras y q el número de fases. Para el caso de doble capa:

$$U_b = \frac{N}{q} \quad (2.57)$$

2.2.3.4 FUERZA ELECTROMOTRIZ

Si el generador es alimentado con corriente alterna, entonces se produce un campo magnético giratorio sinusoidal a lo largo del entrehierro. Considerando que las ranuras de la máquina se encuentran distribuidas en sentido axial, mientras que las bobinas de una fase se hallan ubicadas en dos únicas ranuras, se producirá una f.e.m. (fuerza electro motriz) por fase que puede ser calculada tanto para el estator como para el rotor según la *Ecuación* (2.58)

$$E = \sqrt{2}\pi \cdot \phi \cdot f \cdot K_b \cdot N_e \quad (2.58)$$

Donde f es la frecuencia eléctrica de la corriente inducida en las bobinas, ϕ es el flujo por polo y N_e , es el número de espiras por fase y conductores en paralelo. Este último puede ser calculado mediante la relación (2.59)

$$N_e = \frac{N \cdot n_e}{3 \cdot n_c} \quad (2.59)$$

Con N el número de ranuras, n_c el número de conductores por fase y n_e el número de espiras por bobinas.

2.3 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DEL MODELO CIRCUITAL.

Durante el proceso de transferencia de potencia eléctrica, se producen pérdidas en el interior de la máquina, debidas principalmente a la resistencia de los enrollados del estator y rotor, los flujos de fuga, corrientes de magnetización, histéresis y corrientes de Foucault.

Estas pérdidas permiten construir el modelo circuital de la Figura 2.8 y determinar el comportamiento del generador bajo determinadas condiciones.

2.3.1 PÉRDIDAS POR CORRIENTES DE MAGNETIZACIÓN

Las corrientes de magnetización o Inrush son transitorias y se generan al producir cambios en la magnetización de los campos magnéticos del generador. Las pérdidas relacionadas con este efecto se modelan en régimen permanente en fasores por medio de una reactancia de magnetización.

$$X_m = 2\pi f \cdot L_m \quad (2.60)$$

Donde f es la frecuencia relacionada con la corriente de alimentación y L_m corresponde a la inductancia de magnetización de la máquina.

2.3.1.1.1 INDUCTANCIA DE MAGNETIZACIÓN

Para una máquina de inducción trifásica y según [10], la inductancia de magnetización L_m puede ser calculada mediante la *Ecuación*

$$L_m = \frac{3}{2} \cdot L_{11m} \quad (2.61)$$

Con

$$L_{11m} = \frac{4\mu_0(W_e \cdot K_d K_p)^2}{\pi^2} \cdot \frac{L_e \tau_p}{p g K_c K_s} \quad (2.62)$$

Donde

- K_d : Es el factor de distribución de las bobinas
- K_p : Es el factor de paso de las bobinas
- K_c : Factor de Carter
- K_s : Factor de saturación
- g : Distancia del entrehierro
- L_e : Longitud axial del estator (o rotor)
- W_e : Número de espiras por fase

2.3.1.1.2 FACTOR DE CARTER

Considerando que el generador es alimentado con corriente alterna, se produce una densidad de flujo radial sinusoidal que circula radialmente a través de las ranuras del estator y rotor. Debido a la presencia de estas ranuras, el flujo magnético tiende a concentrarse en el entrehierro. La relación entre la densidad de flujo original y la encontrada en el entrehierro se muestra en la Figura 2.16.

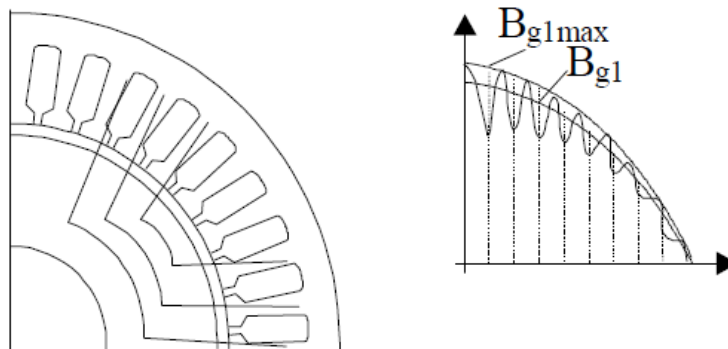


FIGURA 2.16: DENSIDAD DE FLUJO RADIAL CIRCULANTE EN LOS ENTREHIERROS.

El valor B_{g1} corresponde a la densidad de flujo efectiva o RMS, producida por una corriente en valores RMS. Por otro lado, B_{g1max} representa la densidad de flujo máxima concentrada en el entrehierro de la máquina. A partir de estos dos conceptos se define el factor de Carter mediante la *Ecuación*(2.63)

$$K_c = \frac{B_{g1max}}{B_{g1}} \quad (2.63)$$

Para considerar el efecto de la concentración de flujos, se utiliza el factor de Carter para el cálculo de una longitud de entrehierro más apropiada o útil, mientras la densidad de campo magnética no se encuentre fuertemente saturada.

$$K_c = \frac{g_e}{g} \geq 1 \quad (2.64)$$

En la *Ecuación*(2.64), g_e corresponde a la longitud del entrehierro útil o corregido mientras que g , a la longitud del entrehierro original.

Una de las expresiones que permite calcular el factor de Carter es la presentada en la *Ecuación*(2.65) según [10].

$$K_c = K_{cs} \cdot K_{cr} \quad (2.65)$$

Con

$$K_{cs} = \frac{\tau_s}{\tau_s - \gamma_s \cdot \frac{g}{2}} \quad (2.66)$$

$$K_{cr} = \frac{\tau_r}{\tau_r - \gamma_r \cdot \frac{g}{2}} \quad (2.67)$$

$$\gamma_s \approx \frac{\left(2 \cdot \frac{b_{os}}{g}\right)^2}{5 + 2 \cdot \frac{b_{os}}{g}} \quad (2.68)$$

$$\gamma_r \approx \frac{\left(2 \cdot \frac{b_{or}}{g}\right)^2}{5 + 2 \cdot \frac{b_{or}}{g}} \quad (2.69)$$

Donde τ_s y τ_r son el paso de ranura del estator y rotor correspondientemente, definidas en la sección 0. Los valores b_{os} y b_{or} son las aperturas de ranura del estator y rotor.

2.3.1.1.3 FACTOR DE SATURACIÓN TOTAL

El factor de saturación total se puede obtener según [10], mediante las expresiones siguientes.

$$K_S = K_{st} + K_{sc} - 1 \quad (2.70)$$

Con

$$K_{st} = 1 + \frac{(F_{ts} + F_{tr})}{2F_g} \quad (2.71)$$

$$K_{sc} = 1 + \frac{F_{cs} + F_{cr}}{2F_g} \quad (2.72)$$

Donde F_{cs} , F_{cr} , F_{ts} , F_{tr} y F_g representan las fuerzas magneto motrices que circulan en la máquina a lo largo del rotor, estator y entrehierro, tal y como se aprecia en la Figura 2.17.

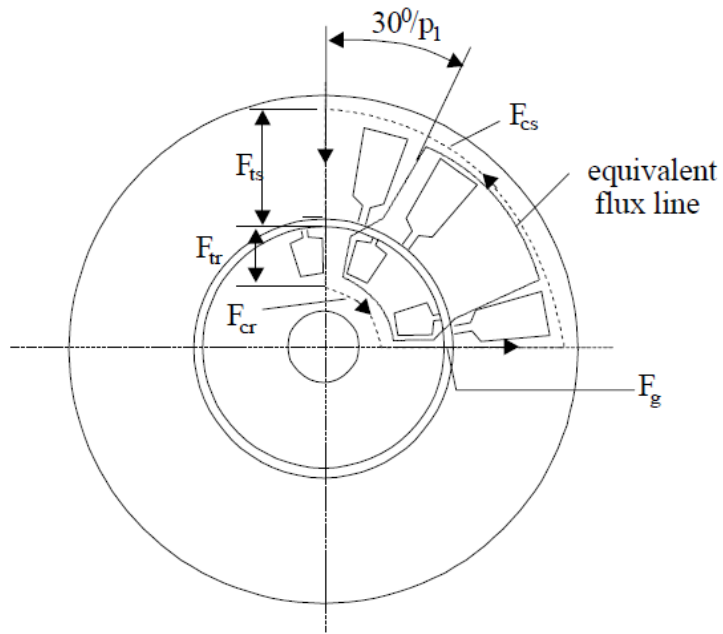


FIGURA 2.17: TIPOS DE DENSIDAD DE FLUJO MAGNETO MOTRICES.

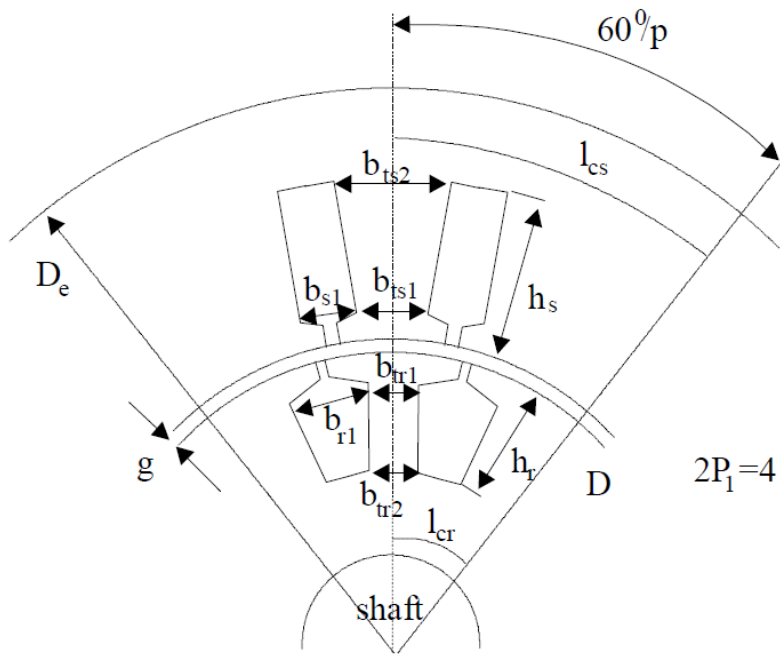


FIGURA 2.18: GEOMETRÍA DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN

De acuerdo a la Figura 2.17, las fuerzas magnetos motrices se pueden obtener las siguientes ecuaciones:

$$F_{ts} \approx H_{ts} \cdot (2h_{cs}) \quad (2.73)$$

$$F_{tr} \approx H_{tr} \cdot (2h_{cr}) \quad (2.74)$$

$$F_{cs} = l_{cs} \cdot H_{cs} \quad (2.75)$$

$$F_{cr} = l_{cr} \cdot H_{cr} \quad (2.76)$$

$$F_g = g \cdot \frac{B_{gm}}{u_0} \quad (2.77)$$

Donde B_m es la densidad de flujo magnético útil máximo, g la distancia del entrehierro, H_{cs} , H_{cr} , H_{ts} y H_{tr} son las intensidades de campo magnético correspondiente a cada tipo de flujo, h_{cs} y h_{cr} son las distancias mostradas en la Figura 2.18. Los parámetros l_{cs} y l_{cr} son el recorrido de fuerzas magnetos motrices.

$$l_{cs} \approx \frac{2}{3} \cdot \frac{\pi(D_{os} - h_{cs})}{2p} \quad (2.78)$$

$$l_{cr} \approx \frac{2}{3} \cdot \frac{\pi(D_{shaft} + h_{cr})}{2p} \quad (2.79)$$

Siendo D_e el diámetro exterior del estator, D_{shaft} el diámetro interior del rotor o su eje. Las distancias h_{cs} y h_{cr} son las distancias del recorrido medio de las trayectorias de los flujos magnéticos, cuyo valor puede ser calculado mediante las siguientes expresiones.

$$h_{cs} = \frac{D_{os} - D_{is} - 2h_{ts}}{2} \quad (2.80)$$

$$h_{cr} = \frac{D_{is} - 2g - D_{shaft} - 2h_{tr}}{2} \quad (2.81)$$

Siendo D_{os} el diámetro exterior del estator, D_{is} el diámetro interior del estator, h_{ts} la distancia transversal promedio de las ranuras del estator, h_{tr} la distancia transversal

promedio de la ranura del rotor promedio, D_{shaft} la distancia del eje o diámetro interior del rotor y g la distancia del entrehierro. Todas estas medidas se observan en la Figura 2.18.

Las intensidades de campo magnético se obtienen de calcular la densidad de campo magnético respectiva y utilizar una tabla o curva B/H. La Tabla 2.3, muestra valores típicos de la curva B/H para el caso de un núcleo de hierro de silicio.

B [T]	H[A/m]		B [T]	H[A/m]		B [T]	H[A/m]
0,0	0		0,7	124		1,4	760
0,05	22,8		0,75	135		1,45	1050
0,1	35		0,8	148		1,5	1340
0,15	45		0,85	177		1,55	1760
0,2	49		0,9	198		1,6	2460
0,25	57		0,95	198		1,65	3460
0,3	65		1	220		1,7	4800
0,35	70		1,05	237		1,75	6160
0,4	76		1,1	273		1,8	8270
0,45	83		1,15	310		1,85	11170
0,5	90		1,2	356		1,9	15220
0,55	98		1,25	417		1,95	22000
0,6	106		1,3	482		2	34000
0,65	115		1,35	585			

TABLA 2.3: CURVA B/H TÍPICA DE LAMINACIONES DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN

Las densidades de campo magnético se pueden obtener mediante las siguientes ecuaciones

$$B_{ts} = B_g \cdot \frac{\pi D_{is}}{N_S} \cdot \frac{1}{b_{ts}} \quad (2.82)$$

$$B_{tr} = B_g \cdot \frac{\pi D_r}{N_r} \cdot \frac{1}{b_{tr}} \quad (2.83)$$

$$B_{csm} = \frac{1}{\pi} \cdot \frac{\pi D_{is}}{2ph_{cs}} \cdot B_{gm} \quad (2.84)$$

$$B_{crm} = \frac{1}{\pi} \cdot \frac{\pi D_r}{2ph_{cr}} \cdot B_{gm} \quad (2.85)$$

Donde

$$b_{ts} = \frac{\pi(D + h_s)}{N_s(1 + b_s/b_{ts})} \quad (2.86)$$

$$b_{tr} = \frac{\pi(D - h_r)}{N_s(1 + b_r/b_{tr})} \quad (2.87)$$

Siendo b_s y b_r el ancho promedio de las ranuras del estator y rotor, b_{ts} y b_{tr} el ancho promedio de los dientes de las ranuras del estator y rotor, como se aprecia en la Figura 2.18. El valor B_g corresponde a la densidad de campo magnético máximo que circula en el entrehierro y B_{gm} una corrección de su valor, que considera el efecto de saturación en los dientes del estator y rotor.

$$B_g = \frac{B_{gm}}{\cos 30^\circ} \quad (2.88)$$

2.3.2 PÉRDIDAS POR FLUJOS DE DISPERSIÓN

Parte del flujo inducido por las bobinas del estator y rotor no logra ser enlazado en su totalidad, contribuyendo con las pérdidas de la eficiencia de la máquina. Esta clase de flujos son llamados de *dispersión* (ϕ_{disp}) mientras que aquellos efectivamente entrelazados entre sí, se denominan *flujo útil* (ϕ_{util}). El flujo neto sería la suma de estas dos clases de flujo (ϕ_{neto}).

$$\phi_{neto} = \phi_{util} + \phi_{disp} \quad (2.89)$$

Los principales flujos de dispersión son el diferencial, zig-zag o doblemente concatenado, de ranura y de las cabezas de bobinas. La Figura 2.19 resume los flujos principales que circulan entre el estator y el rotor.

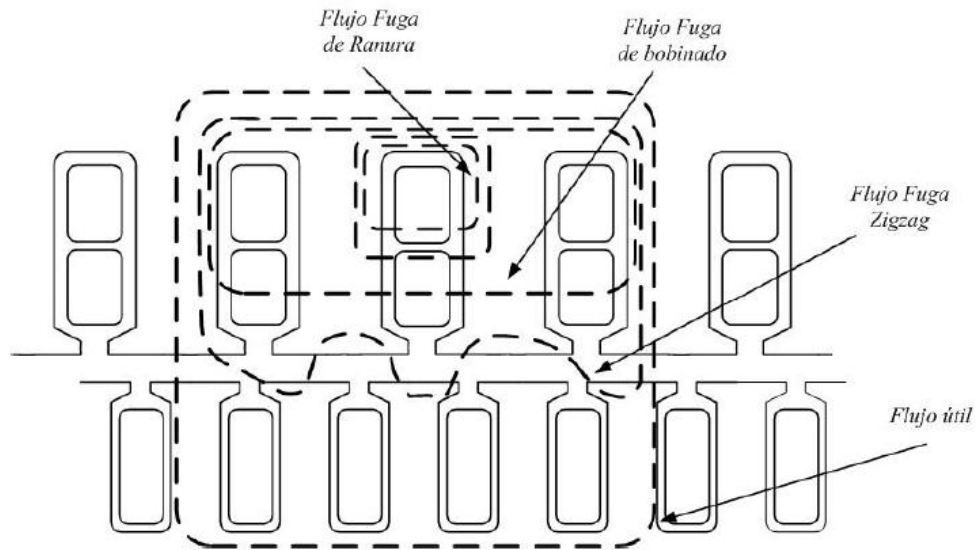


FIGURA 2.19: FLUJOS DE FUGA ENTRE ESTATOR Y ROTOR DE UNA MÁQUINA DE INDUCCIÓN, PARA UN BOBINADO DE DOBLE CAPA EN EL ESTATOR Y CAPA SIMPLE EN EL BOBINADO DEL ROTOR

Las pérdidas debidas al flujo de dispersión pueden ser modeladas como reactancias de fuga en el modelo monofásico equivalente del generador de inducción. Las reactancias X dependen de las inductancias L mediante la *Ecuación*

$$X = 2\pi f \cdot L \tag{2.90}$$

Siendo f la frecuencia de la corriente que circula en los bobinados de la máquina de inducción, L la inductancia y X , la reactancia.

2.3.2.1 INDUCTANCIA DE DISPERSIÓN DE RANURA

Parte del flujo magnético generado por la corriente eléctrica de los devanados de la máquina se mantiene circulando dentro de las ranuras, provocando pérdidas para estas. Suponiendo que por los devanados circula una corriente "i" uniformemente distribuida, las pérdidas dependen fundamentalmente de la geometría de la ranura.

La energía E del circuito magnético de dispersión vendrá dado por la *Ecuación (2.91)*

$$E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot i^2 \quad (2.91)$$

Luego, la inductancia de dispersión de ranura se calcula como

$$L_{ran1} = \frac{2E}{i^2} \quad (2.92)$$

Considerando que la permeabilidad del núcleo de silicio μ_{fe} es mucho mayor que la permeabilidad en vacío μ_0 , la energía de dispersión puede ser calculada con la ecuación (2.93).

$$E = \frac{1}{2} \cdot \int \int \int \vec{B} \cdot \vec{H} \, dv = \frac{1}{2} \cdot \mu_0 \int \int \int H^2 \, dv = \frac{1}{2} \cdot \mu_0 \cdot L_e \int \int H^2 \, dx \, dy \quad (2.93)$$

Remplazando la expresión (2.93) en la *Ecuación (2.91)*, se obtiene la expresión general

$$L_{ran1} = \mu_0 \cdot L_e \cdot n_s^2 \cdot \lambda_{ran1} \quad (2.94)$$

Siendo L_e la longitud de apilamiento efectiva, μ_0 la permeabilidad en el vacío, n_s el número de vueltas de bobinas por ranura y λ_{ran1} la permeancia de ranura, que dependerá únicamente de la forma que esta posea [15].

El número de vueltas por ranura se obtiene mediante la expresión

$$n_s = \frac{\text{número de espiras por bobina}}{\text{número de conductores en paralelo por fase}} \cdot k \quad (2.95)$$

Donde el factor k es 1 para capa simple y 2, para capa doble. Para el caso de una ranura de capa simple como la que se aprecia en la Figura 2.20, la permeancia de dispersión de ranura se obtiene es la expresión(2.96).

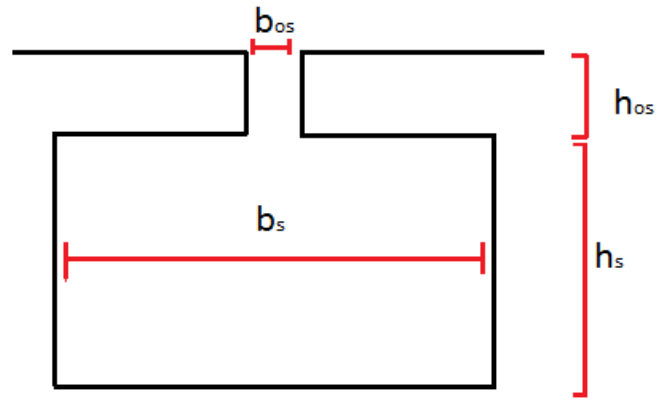


FIGURA 2.20: RANURA DE CAPA SIMPLE CON LAS DIMENSIONES RELEVANTES

$$\lambda_{ran1} = \frac{h_s}{3b_s} + \frac{h_{0s}}{b_{0s}} \quad (2.96)$$

La Figura 2.21 , muestra las permeancias calculadas para algunas de las ranuras típicas de las máquinas de Inducción.

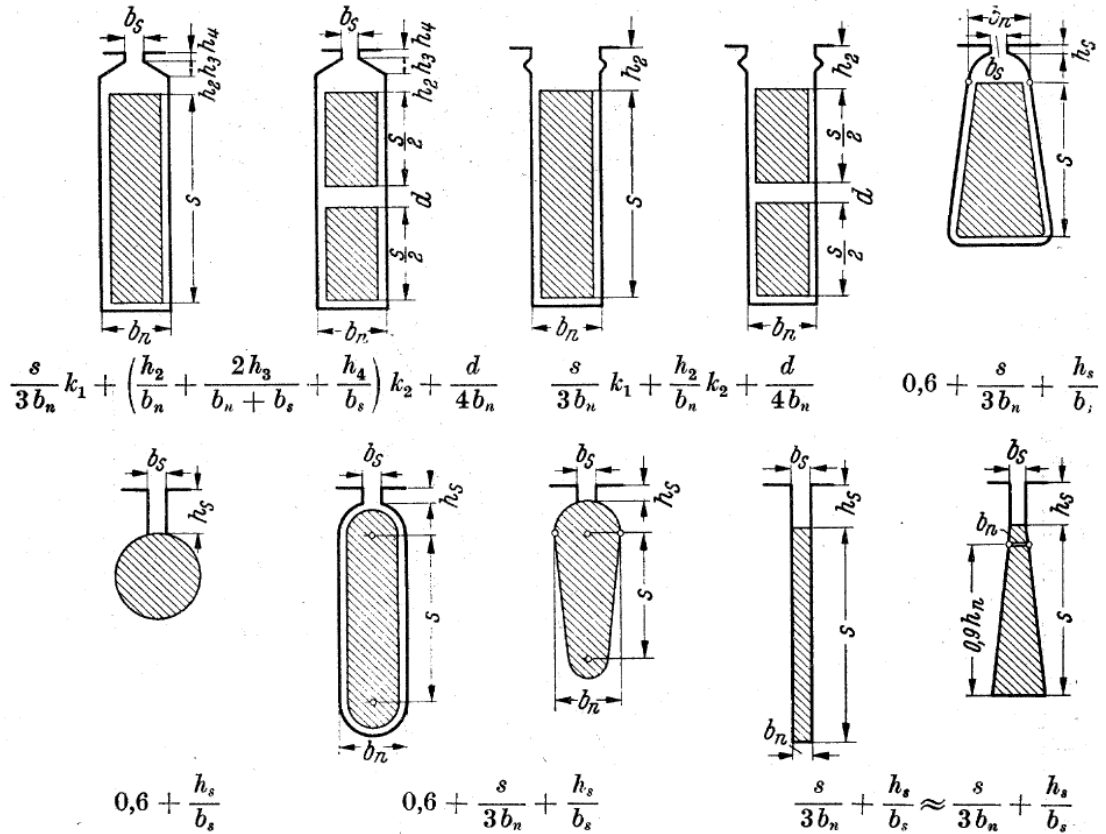


FIGURA 2.21: VALOR DE PERMEANCIAS CALCULADAS PARA RANURAS TÍPICAS DE CAPA SIMPLE Y DOBLE, CON DIMENSIONES RELEVANTES. LOS FACTORES k_1 Y k_2 REPRESENTAN EL ESPACIO REALMENTE DISPONIBLE DE LAS RANURAS, VARIÁNDO ENTRE 0 Y 1 [15].

Donde N_i corresponde al número de ranuras del estator o rotor, según corresponda. Para el caso de una ranura trapezoidal tanto en el rotor como en el estator, la permeancia de dispersión está dada según [10] y las Figuras Figura 2.11 y Figura 2.12.

$$\lambda_{dr} = \frac{2h_{ss}}{3(b_{1s} + b_{2s})} k_1 + \left(\frac{h_{os}}{b_{os}} + 3 \frac{h_{ws}}{b_{1s} + 2 \cdot b_{os}} \right) k_2 \quad (2.97)$$

Donde k_1 y k_2 son constantes de llenado de la ranura, con un valor típico del 85%. La inductancia de dispersión de ranura por fase se calcula mediante la ecuación (2.98), Donde N es el número de ranuras del estator o rotor

$$L_{Ran} = \frac{N}{3} \cdot L_{ran1} \quad (2.98)$$

2.3.2.2 INDUCTANCIA DE DISPERSIÓN ZIG-ZAG EN EL ENTREHIERRO

El flujo de dispersión Zig-Zag consiste en un flujo magnético que se encuentra oscilando en el entrehierro, sin atravesar las ranuras del estator y rotor, como se muestra en la Figura 2.22:

Diagrama de flujos de dispersión en el entrehierro. Figura 2.22

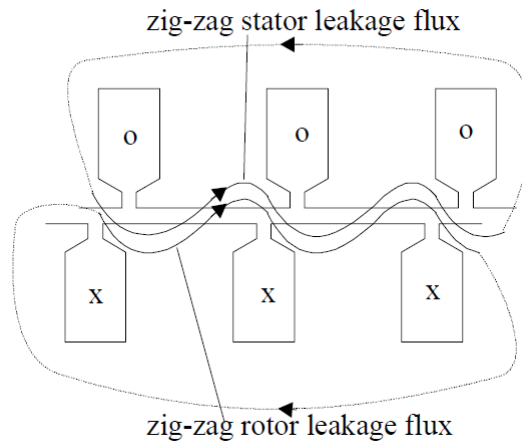


FIGURA 2.22: DIAGRAMA DE FLUJOS DE DISPERSIÓN EN EL ENTREHIERRO.

Un método propuesto para el cálculo de la inductancia de dispersión zig-zag por fase en[10], para el caso del estator y rotor respectivamente son las ecuaciones siguientes.

$$L_{zls} = L_{1m} \cdot \frac{\pi^2 p^2}{12 N_s} \cdot \left[1 - \frac{a_s(1 + a_s)(1 - K')}{2K'} \right] \quad (2.99)$$

$$L_{zlr} = L_{1m} \cdot \frac{\pi^2 p^2}{12 N_s} \cdot \left[\frac{N_s^2}{N_r^2} - \frac{a_r(1 + a_r)(1 - K')}{2K'} \right] \quad (2.100)$$

Donde

$$K' = \frac{1}{K_c} \quad (2.101)$$

$$a_s = \frac{\tau_s - b_{os}}{\tau_s} \quad (2.102)$$

$$a_r = \frac{\tau_r - b_{or}}{\tau_r} \quad (2.103)$$

Siendo N_r y N_s el número de ranuras del rotor y estator, K_c el factor de Carter, τ_s y τ_r el paso de ranura del estator y rotor, y b_{os} y b_{or} las aperturas de las ranuras del estator y rotor respectivamente.

2.3.2.3 INDUCTANCIA DE DISPERSIÓN DE LAS CABEZAS DE BOBINA

En las cabezas de bobina suele acumularse flujos magnéticos formando parte de las pérdidas por flujo de dispersión. La inductancia de dispersión de la cabeza de bobina se puede calcular con la ecuación(2.104)

$$L_{CB1} = \mu_0 \cdot L_e \cdot n_s^2 \cdot \lambda_{CB1} \quad (2.104)$$

Donde λ_{CB1} corresponde a la permeancia de la cabeza de bobina, que para el caso de un bobinado de capa simple con arrollamiento en 3 planos, se puede obtener para el caso del estator y rotor con las ecuaciones (2.105) y (2.106)

$$\lambda_{CBs} = 0,47 \cdot \frac{q_s}{L_e} (l_{s1} - 0,64 \tau_s) \quad (2.105)$$

$$\lambda_{CBr} = 0,47 \cdot \frac{q_r}{L_e} (l_{r1} - 0,64 \tau_r) \quad (2.106)$$

En el caso de un bobinado de capa simple con arrollamiento en 2 planos:

$$\lambda_{CBs} = 0,67 \cdot \frac{q_s}{L_e} (l_{s1} - 0,64 \tau_s) \quad (2.107)$$

$$\lambda_{CBr} = 0,67 \cdot \frac{q_r}{L_e} (l_{r1} - 0,64 \tau_r) \quad (2.108)$$

En el caso de tratarse de un bobinado de doble capa:

$$\lambda_{CBs} = 0,34 \cdot \frac{q_s}{L_e} (l_{CBs} - 0,64 y) \quad (2.109)$$

$$\lambda_{CBr} = 0,47 \cdot \frac{q_r}{L_e} (l_{CBr} - 0,64 y) \quad (2.110)$$

Siendo q_s y q_r el número de ranuras de estator y rotor por polo y por fase, τ_s y τ_r el paso de ranura de estator y rotor, “ y ” el paso de bobinado, l_{CBs} y l_{CBr} son las longitudes de las cabezas de bobinas del estator y rotor respectivamente, que pueden ser aproximados con las ecuaciones(2.111) y (2.112)

$$l_{CBs} = 4 \cdot \frac{D_i}{2p} \quad (2.111)$$

$$l_{CBr} = 4 \cdot \frac{D_i - 2g}{2p} \quad (2.112)$$

Siendo D_i el diámetro interno del estator y g la longitud del entrehierro. La inductancia de dispersión de cabeza de bobina para toda una fase se obtiene de la ecuación (2.114)

$$L_{CB} = \frac{N}{3} \cdot L_{CB1} \quad (2.113)$$

Donde N es el número de ranuras del estator o rotor según corresponda.

2.3.3 PÉRDIDA POR RESISTENCIA DE ENROLLADO

La resistencia de los enrollados al paso de la corriente según [13], puede calcularse mediante la ecuación(2.114)

$$R = \frac{\rho \cdot L_c}{S_c} \quad (2.114)$$

Donde

- R : es la resistencia del enrollado
- ρ : resistividad del material conductor
- L_c : Longitud del conductor
- S_c : Sección transversal del conductor

La longitud L_c del conductor, dependerá del tipo de bobinado que se utilice en las ranuras de la máquina. La resistencia puede ser corregida por temperatura de aplicación, utilizando la ecuación siguiente.

$$R = R_{20} \cdot (1 + \alpha(T - 20^\circ)) \quad (2.115)$$

Con

- R : Resistencia corregida por temperatura
- R_{20} : Resistencia a temperatura nominal de 20°C
- T : Temperatura ambiente del conductor
- α : Factor de corrección que depende del tipo de material empleado

La potencia de pérdidas debido a la resistencia de los enrollados se pueden calcular mediante

$$P_{res} = R \cdot I^2 \quad (2.116)$$

Donde I es la corriente que circula por los enrollados y P_{res} es la potencia de pérdidas por resistencia de enrollado.

2.3.4 PÉRDIDAS POR HISTÉRESIS Y CORRIENTES DE FOUCAULT

Tanto el estator como el rotor están fabricados por apilamientos de láminas de núcleo altamente magnetizable que proporciona pérdidas principalmente por corrientes de Foucault e histéresis bajas.

2.3.4.1 HISTÉRESIS

La histéresis magnética es un fenómeno que se produce debido a que los materiales ferromagnéticos dependen no solo del valor del flujo, sino de los estados magnéticos anteriores. Al someter el material magnético a un flujo variable, se produce una imantación que permanece al cesar el flujo, provocando pérdidas de energía disipadas en forma de calor.

De acuerdo con [16], las pérdidas por histéresis pueden obtenerse mediante la fórmula de Steinmetz.

$$W_h = Vol \cdot K_h \cdot f \cdot B_{max}^n \quad (2.117)$$

Donde W_h es la cantidad de pérdidas por unidad de volumen en W, Vol es el volumen del núcleo de hierro, f la frecuencia de la alimentación en H_z , B_{max} es la densidad de campo magnético máxima, n el exponente de Steinmetz que varía entre 1,5 a 2,5 (con un valor típico de 1,7) y K_f el coeficiente de Steinmetz que puede adquirir los valores indicados en la tabla

Material	Valor de constante K_h
Acero fundido duro	0,025
Acero forjado	0,02
Acero fundido	0,012
Chapa de hierro ordinario	0,0047
Chapa de FiSi normal	0,001
Chapa de FiSi, con alto Si	0,00046
Aleación Permalloy	0,0001

TABLA 2.4: VALORES TABULADOS PARA LA CONSTANTE DE STENMETZ K_h

2.3.4.2 CORRIENTES DE FOUCAULT

Las corrientes de Foucault o “Eddy Current” son corrientes inducidas en un medio conductor en presencia de un flujo magnético variable en el tiempo. Las pérdidas por estas corrientes parasitas dependen del material del cual se encuentra constituido el núcleo magnético. Según [16], las corrientes de Foucault se obtienen con la ecuación.

$$W_f = K_f \cdot f^2 \cdot B_{max}^2 \quad (2.118)$$

Donde W_f las pérdidas por corrientes de Foucault (en W), f la frecuencia de alimentación (en H_z), B_{max} es la densidad de campo magnético máxima (en Tesla), K_f constante de Foucault que puede aproximarse por la ecuación

$$K_f = \frac{V_{vol} \cdot \pi^2 \cdot e^2}{6\rho} \quad (2.119)$$

Siendo

- V_{vol} , Volumen del núcleo (en m^3)
- e , Espesor de la chapa (en m)
- ρ , Resistividad de la chapa (en Ωm).

2.4 SISTEMAS DE CONTROL DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO

2.4.1 ESQUEMAS DE CONTROL

A continuación, se mencionan los principales esquemas empleados en generadores trifásicos doblemente alimentados.

2.4.1.1 CONTROL POR MEDIO DE REÓSTATOS

Los primeros esquemas de control de velocidad mecánica en las máquinas de inducción, se componían de resistencias variables o reóstatos, conectados a los bobinados del rotor por medio de escobillas y anillos rozantes.

Se trata de un esquema sencillo, que permite aprovechar la energía del viento para un rango acotado de velocidades. Sin embargo, es un sistema ineficiente que sólo disipa energía para lograr el control de velocidad mecánica y el deslizamiento.

2.4.1.2 CONTROL MEDIANTE UN DISPOSITIVO SCHERBIUS ESTÁTICO

El dispositivo Scherbius estático se compone de dos convertidores encargados de regular la tensión y frecuencia de alimentación, permitiendo un flujo bidireccional de la potencia entre el rotor y la red. Con este sistema, se logra trabajar a un mayor rango de velocidades y se obtiene una mejor utilización de la energía disponible del viento.

Los convertidores son conectados entre la red y los anillos rozantes de los bobinados del rotor. El convertidor del lado del rotor (RSC – *rotor side converter*) permite variar la velocidad de la turbina, además de controlar la potencia activa y reactiva de manera de fijar el torque electromagnético y el factor de potencia en un valor determinado. El convertidor

del lado de la red (GSC – *grid side converter*) generalmente se encarga de mantener constante la tensión de enlace DC entre los convertidores.

Inicialmente los convertidores se basaban en el uso de tiristores directos o ciclo conversores, e indirectos basados en la aplicación de rectificadores-inversores con enlace de corriente continua.

Con el desarrollo de los semiconductores y la electrónica de potencia, particularmente de los IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), se desarrollaron nuevos sistemas basados en conversores AC/DC/AC con dispositivos de conmutación forzada para niveles de media potencia. La topología más empleada es la de dos inversores conectados entre el estator y rotor en configuración *back-to-back* con enlace de tensión DC [26]. Su principal ventaja es la flexibilidad de control y la baja contaminación armónica. Sin embargo, requiere de grandes condensadores electrolíticos en los enlace DC, lo cual aumenta el tamaño de la topología y disminuye la confiabilidad del sistema.

Otras topologías desarrolladas para reducir el tamaño de los elementos voluminosos del esquema de control, se basan en convertidores AC/AC directos con dispositivos de conmutación forzada. En este sentido, se destacan los convertidores directos de frecuencia de dos etapas [27] y conversores matriciales.

En la figura 2.24, se aprecia un esquema de control de un generador trifásico doblemente alimentado, en donde un sistema supervisor registra la información relacionada con la velocidad de la turbina, el ángulo de inclinación de las aspas (ángulo *pitch*), la tensión de la red, velocidad mecánica del generador, que luego son procesados por un sistema de control que permite ajustar la tensión adecuada en los terminales del rotor.

Los convertidores AC/DC y CD/AC entre el rotor y la red, permiten el flujo de potencia bidireccional. Los convertidores trabajan en un rango potencia de hasta un 30% de la potencia nominal del generador [28].

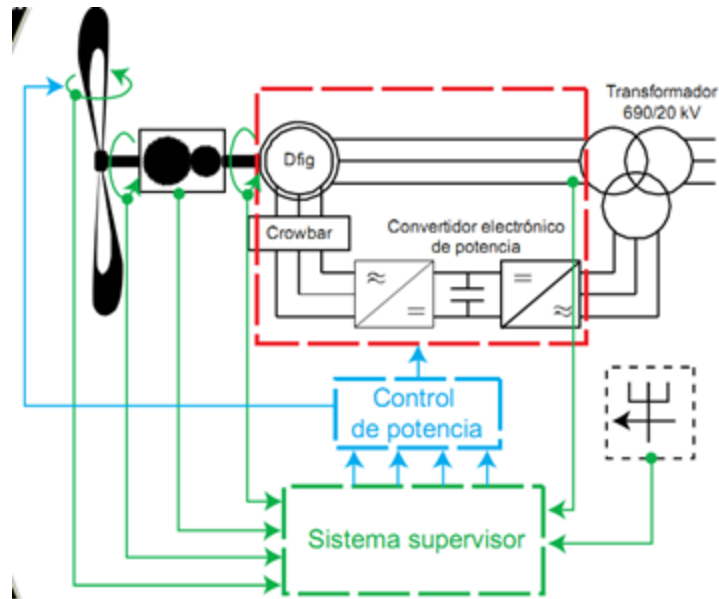


FIGURA 2.23 ESQUEMA CONTROL SCHERBIUS ESTÁTICO EN UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO PARA APLICACIÓN EÓLICA

Se incluye el dispositivo “Crowbar” entre los terminales del rotor de la máquina y el convertidor del rotor, que corresponde a un elemento de protección que evita que se produzcan sobre-corrientes en los bobinados del rotor y en el inversor, debido principalmente a fallas y caídas de tensión en la red, o sobretensiones del enlace DC ubicado entre los convertidores. Este dispositivo cortocircuita los terminales del rotor, permitiendo elevar el punto de operación de velocidad de la máquina y disminuir el consumo de potencia reactiva.

2.4.2 MÉTODOS DE CONTROL DE UN DFIG

Existe una gran variedad de métodos de control de un DFIG, desarrollados especialmente para aplicaciones eólicas. Muchos de estos métodos son empleados en generadores de inducción y han sido extendidos en generadores doblemente alimentados.

2.4.2.1 CONTROL ESCALAR O V/F

Uno de los primeros métodos de control empleados en máquinas de inducción son el control escalar o V/F, en el cual se trata de mantener constante el flujo magnético inducido en el entrehierro de la maquina aplicando un voltaje en el rotor en proporción directa a la variación de frecuencia, consiguiendo además que la tensión máxima se mantenga constante [24].

Es un control sencillo, pero que tiene la desventaja de no permitir un manejo independiente del torque y el flujo, con respuestas dinámicas lentas y dificultades en el control frente a elevadas variaciones de carga sobre la máquina. Por otra parte, existe una caída de tensión significativa frente a bajas frecuencias debido a las pérdidas del estator, por lo que es necesaria una compensación.

A pesar de sus desventajas, existen algunas aplicaciones desarrolladas con este método en generadores de inducción doblemente alimentados, en conjunto con técnicas de redes neuronales, como la presentada en [23].

2.4.2.2 CONTROL VECTORIAL O CONTROL DE CAMPO ORIENTADO (FOC-FIELD ORIENTED CONTROL).

El control vectorial o también llamado control de campo orientado, permite manipular el flujo y el torque eléctrico de la máquina de manera independiente, referenciando el sistema trifásico alterno a un nuevo sistema de coordenadas orientado a uno de los flujos magnéticos internos del generador. Con ello se obtienen tensiones y corrientes que pueden ser tratadas como vectores rotatorios.

Los sistemas de control vectorial pueden estar orientados al flujo del estator (SFOC- *stator flux oriented control*), al flujo del rotor (RFOC- *rotor-flux oriented control*), al flujo del entrehierro (AFOC- *air gap field oriented control*) o al flujo de la red (GFOC – *grid flux oriented control*). Los esquemas mencionados son estudiados y comparados en [25].

Existen básicamente dos técnicas diferentes de control vectorial: directa e indirecta. El control vectorial directo se implementa a partir de la medición directa del módulo y la posición del vector espacial de flujo, mientras que el método indirecto estima estos parámetros a partir del desarrollo de un modelo del generador.

En el desarrollo de cada uno de los esquemas de control se emplea la transformación de Park o dq para representar las ecuaciones que describen el comportamiento del generador. Esto establece un sistema de referencia de dos ejes en cuadratura d y q tanto en el estator como en el rotor, lo que permite aplicar los esquemas de control con relativa simplicidad.

2.4.2.3 CONTROL DIRECTO DEL TORQUE (DTC- *DIRECT TORQUE CONTROL*)

El control directo del torque es una alternativa a los métodos de control vectorial empleados en DFIG. En este método el ángulo y la magnitud de la tensión del rotor son controlados para obtener un control independiente del torque electromagnético y el flujo reactivo. Estos temas son discutidos con profundidad en [22].

En un DTC convencional, se selecciona uno de seis posibles vectores espaciales de tensión en cada período de control para mantener el enlace de flujo del estator y el torque eléctrico dentro de una banda de histéresis del generador. Estos estados son conmutados por un inversor ubicados en el la alimentación del rotor, que puede entregar 8 estados o valores posibles de tensión. La selección del estado, se realiza a partir de una tabla de conmutación (*switching table*) que recibe los errores del flujo y el torque, y selecciona como salida la configuración más adecuada para el inversor [21].

La principal ventaja de este método es la rápida respuesta del torque eléctrico, su estructura simple y la baja dependencia de parámetros, en comparación con los métodos de control basados en la orientación de flujos.

El elevado rizado o *ripple* del torque y la frecuencia de conmutación variable, son los dos inconvenientes más relevantes de los DTC convencionales. En la literatura se pueden encontrar varias alternativas de este método de control, que intentan solucionar estos problemas con la utilización de controles predictivos, método con menos sensores (*sensorless*), Control Directo de Par con Modulación por Vectores Espaciales (DTC-SVM), entre otros.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES

2.5.1 COMPONENTES DE MECÁNICOS DEL AEROGENERADOR

Los componentes mecánicos básicos que conforman un aerogenerador son el generador, la caja multiplicadora y la turbina eólica. La Figura 2.24 muestra la ubicación espacial de los elementos más relevantes dentro del generador eólico.

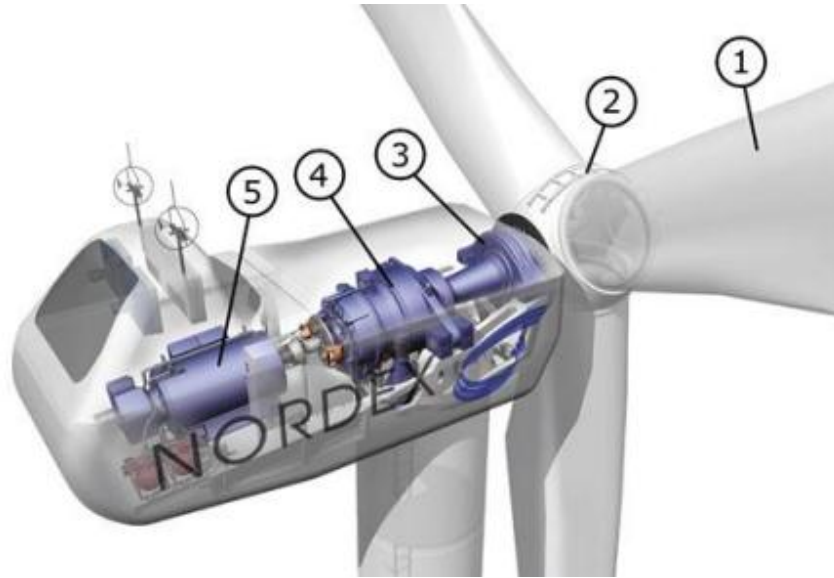


FIGURA 2.24: COMPONENTES MECÁNICOS DEL GENERADOR: 5. GENERADOR, 4. CAJA MULTIPLICADORA, 3. EJE DE ACOPLAMIENTO DE LA TURBINA DE BAJA VELOCIDAD, 2. BUJE DE LA TURBINA Y 1. ASPAS DE LA HÉLICE.

2.5.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CAJA MULTIPLICADORA

Los diseños de alta eficiencia de un DFIG para aplicaciones eólicas, poseen una baja cantidad de polos, lo que produce que la velocidad mecánica del generador sea mucho más alta que la velocidad de las aspas de la turbina. Por este motivo, es necesario utilizar una caja multiplicadora para incrementar la velocidad y reducir el torque mecánico en el eje de la turbina.

Los engranajes de la caja multiplicadora pueden ser planetarios o simples, y constar de varias etapas. Usualmente, se utilizan caja de engranajes de 3 etapas. En [36] se realizan comparaciones entre distintas alternativas de generadores eólicos y cajas de engranajes,

considerando la producción anual de energía versus costos, siendo el más atractivo el DFIG con una caja de engranaje simple de una etapa.

También existe una fuerte dependencia entre el diseño de una caja multiplicadora y la potencia nominal de los convertidores asociados al sistema de un aerogenerador, para un determinado DFIG y turbina eólica.

En [34] se propone una estrategia de diseño para optimizar la caja multiplicadora en conjunto con los convertidores. Para ello, se modelan las pérdidas de la caja multiplicadora en función de su número de etapas y la razón de transformación, y se intenta maximizar la energía anual producida por el sistema versus los costos generados por la caja y los convertidores. A primera instancia, la caja multiplicadora debería de minimizar la potencia nominal aparente de los convertidores.

Por otra parte y según [35], el principal inconveniente de un sistema compuesto por un DFIG dentro de un aerogenerador, se debe al mantenimiento de la caja de multiplicadora y su confiabilidad. Investigaciones han demostrado que la mayoría de los problemas de la caja de engranajes provienen de los rodamientos. La fuente del estrés mecánico de la caja de engranajes está dada por anomalías de funcionamiento eléctrico, como los cortocircuitos. Durante estas fallas eléctricas el torque electromagnético puede oscilar con altos valores de amplitud, aumentando aún más el estrés mecánico. Estos problemas, obligan a emplear cajas de engranajes de excesivo tamaño y peso.

Una de las soluciones alternativas, es el uso de transformadores en serie con el convertidor del lado de la red, de manera de compensar la caída de voltaje producto de las anomalías del sistema. Esta solución, es analizada en [35], donde se afirma que la protección Crowbar no es efectiva para evitar el estrés mecánico.

2.5.1.2 MODELOS DE MASAS DE LOS AEROGENERADORES

El sistema mecánico compuesto por la turbina, la transmisión, la caja multiplicadora y el eje del generador, se pueden representar mediante modelos de masas de diferente orden.

En el modelo de masas de primer orden, la parte mecánica del aerogenerador se representa con un sistema equivalente de una masa, cuya inercia equivalente es la suma de las inercias del rotor del generador y la turbina eólica. La ecuación de movimiento de la turbina se representa mediante la ecuación (2.120) según [30].

$$2H_L \cdot \frac{d\omega_L}{dt} = \Gamma_t - \Gamma_m - D_L \omega_L \quad (2.120)$$

Donde H_L es la inercia equivalente, Γ_t el torque eléctrico del generador y Γ_m el torque mecánico de la turbina, ω_L la velocidad angular del sistema mecánico equivalente y D_L el coeficiente de amortiguamiento del sistema mecánico.

Los modelos de dos o más masas, son estudiados y comparados en [30]. En términos de simulación, el modelo de 2 masas es una aproximación suficiente para realizar estudios de efectos transitorios en aerogeneradores con relativa exactitud [31].

2.5.1.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORRIENTES ELEVADAS

Antiguamente, las turbinas eólicas eran desconectadas de la red los cuando los valores de tensión en el punto de conexión común se encontraban por debajo del 80% del voltaje nominal, como medio de protección para la turbina eólica. Con el aumento de la penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos de potencia, la desconexión de los aerogeneradores de la red, provocaría problemas en el sistema en estado estacionario y una pérdida importante en la generación de potencia [38].

Para evitar la inestabilidad, nuevas leyes (aplicadas actualmente en varios países de Europa) obligan a los aerogeneradores a permanecer conectados a la red durante gran porcentaje de

las caídas de tensión del sistema, aumentando el riesgo de que sean afectados por corrientes y cortocircuito.

Para proteger al generador, el dispositivo Crowbar es uno de los métodos de protección más empleados actualmente. Cuando una falla es detectada en el sistema, el dispositivo es insertado rápidamente en el lado del rotor con el fin de limitar la corriente de cortocircuito y prevenir que el sistema sea dañado.

Sin embargo, cuando esto ocurre, este dispositivo no puede ser retirado hasta que la corriente sea prácticamente cero. Durante este tiempo, se pierde el control de la potencia activa y reactiva. Mientras mayores sean las resistencias que componen al dispositivo y más alejado se encuentre la velocidad del sistema de la velocidad síncrona, más rápido disminuyen las corrientes transitorias en el Crowbar. Mientras más tiempo permanezca este dispositivo operando, mayor es el riesgo de perder la estabilidad del generador y del sistema.

Otras protecciones son el uso de compensadores estáticos síncronos (STATCOM), compensadores estáticos en serie (SSC), restauradores dinámicos de voltaje (DVR), y resistencia chopper de frenado en el enlace DC de los convertidores, los cuales son mencionados en [39].

2.5.1.4 CARACTERÍSTICAS DEL ROTOR DE UN DFIG

En las máquinas de inducción doblemente alimentadas, el voltaje del rotor puede ser ajustado para obtener el deslizamiento o torque deseado.

Según lo presentado en [24], la característica de la tensión del rotor en operación en régimen permanente puede ser aproximada mediante la ecuación (2.121), despreciando las pérdidas por resistencia y asumiendo que el flujo inducido por los bobinados del rotor son iguales a los del estator y que los valores de las inductancias de dispersión de bobinas son similares.

$$s = \frac{\omega_r}{\omega_s} \approx \left| \frac{V_r'}{V_s} \right| \quad (2.121)$$

De la expresión anterior, se deduce que la tensión la máxima de trabajo del rotor dependerá del deslizamiento de la máquina y la relación de vueltas entre el estator y rotor. En el caso de que la relación de vueltas cercana a la relación 1:2 , la tensión del rotor operaría en un rango de $\pm 70\%$ del voltaje nominal del estator.

De lo anterior, se deduce que el diseño de los bobinados del rotor debe ser tal que la razón de vueltas entre el estator y el rotor, no permita exceder la tensión de alimentación que pueden proporcionar los convertidores del DFIG (usualmente entre 1 y 1,2 V_s).

Por otra parte, los sistemas de protección del DFIG, como el Crowbar, permiten que los bobinados del rotor sean diseñados para condiciones nominales de operación. En caso contrario, los conductores del rotor serían excesivamente grandes para soportar las corrientes elevadas producto de las anomalías en el aerogenerador.

2.5.2 RELACIONES BÁSICAS ENTRE LA TURBINA Y LA ENERGÍA DEL VIENTO

La turbina de un aerogenerador, es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación útil para efectuar trabajo. Dado un flujo de aire, su potencia cinética tiene la siguiente expresión:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} m v_w^2 = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (2.122)$$

Donde

- m : Es el flujo de masa de aire
- v_w : Velocidad del viento
- ρ : Densidad del aire
- A : Área a través de la cual pasa el flujo de aire.

Suponiendo constante la densidad del aire, la potencia del viento depende solo de la velocidad del viento. Realizando un balance de potencias en el volumen de control de la turbina, se obtiene la siguiente ecuación.

$$P_t = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (2.123)$$

Donde

- A_1 : Sección de entrada del flujo de aire antes de entrar a la turbina
- A_2 : Sección de salida del flujo de aire después de entrar a la turbina
- v_1 : Velocidad del viento antes de entrar a la turbina
- v_2 : Velocidad del viento después de entrar a la turbina
- P_t : Potencia de la turbina

Como las velocidades del viento antes y después de atravesar la turbina no son las mismas, la potencia extraída por la turbina es tan solo una fracción de la potencia cinética disponible del viento y ambas magnitudes se relacionan a través de un coeficiente C_p denominado coeficiente de potencia o Factor de Betz:

$$P_t = C_p \cdot P_{viento} \quad (2.124)$$

De acuerdo con [11] y [32], el coeficiente C_p depende del cociente de las velocidades antes y después de la turbina y se obtiene reordenando los términos de la ecuación de balance de potencias e igualando con la ecuación anterior:

$$P_t = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) = C_p P_{viento} = \frac{C_p}{2} \rho A v_1^3 \quad (2.125)$$

De donde

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (2.126)$$

De la derivada de la expresión de la potencia mecánica, se obtiene que el factor de Betz sea máximo cuando $v_1 = 3v_2$. Dicho valor se conoce como límite de Betz e indica que una turbina eólica puede convertir en energía mecánica, como máximo un 59,3% de la energía cinética del viento que incide en ella. En la actualidad existe turbinas con coeficiente de potencia cercanos al 50%, pero la mayoría de éstas están más cercanas a un coeficiente igual al 40 % o menor.

El coeficiente de potencia C_p , es característico de cada turbina y depende de un coeficiente λ , llamado razón de velocidad de punta o velocidad específica (*tip speed ratio*), que se define como el cociente entre la velocidad a la que se mueve el extremo del aspa y la velocidad del viento a la entrada de la turbina. En el caso de turbinas con aspas orientables, el coeficiente de potencia C_p , además de depender del tip speed ratio λ , depende también del ángulo de orientación de las aspas β , denominado ángulo de paso o de *pitch*.

2.5.3 VARIACIÓN DE VELOCIDAD DEL GENERADOR Y POTENCIA GENERADA

Para maximizar la potencia generada por la turbina eólica a partir de la energía disponible del viento, se emplea un generador doblemente alimentado que permite el control de la velocidad de giro del rotor [3]. Esto produce una variación en la velocidad con la que giran las aspas de la hélice, que en conjunto con la velocidad del viento es posible encontrar una curva de torque óptima que depende del factor de Betz.

Lo anterior se puede expresar como

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_1} \quad (2.127)$$

Donde λ es la velocidad específica o razón de velocidad de punta (*Tip speed ratio*). La potencia máxima que la turbina eólica puede obtener del viento, queda expresada por la ecuación (2.128).

$$P_t^{max} = \frac{1}{2} C_p^{max} \rho A v_w^3 \quad (2.128)$$

De la ecuación

$$\lambda = \frac{(\omega_t \cdot R)}{v_w} \quad (2.129)$$

Se obtiene

$$v_1 = \frac{\omega_t \cdot R}{\lambda} \quad (2.130)$$

La potencia mecánica desarrollada por la turbina es entonces

$$P_t = \frac{1}{2} C_p^{max} \rho A v_w^3 = \frac{1}{2} C_p^{max} \rho \cdot A \cdot \left(\frac{\omega_t R}{\lambda_{opt}} \right)^3 = K_{Cp(optimo)} \cdot \omega_t^3 \quad (2.131)$$

Donde $K_{Cp(optimo)}$ es denominado coeficiente de potencia óptimo de la turbina. El torque ejercido por la turbina es:

$$\Gamma_t = K_{Cp(optimo)} \cdot \omega_t^2 \quad (2.132)$$

En la Figura 2.25, se muestra la característica de la potencia mecánica producida la turbina en función del a velocidad mecánica de sus aspas, para distintos niveles de velocidad del viento. En esta figura se aprecia además la potencia mecánica óptima deducida a de la Ecuación 2.131.

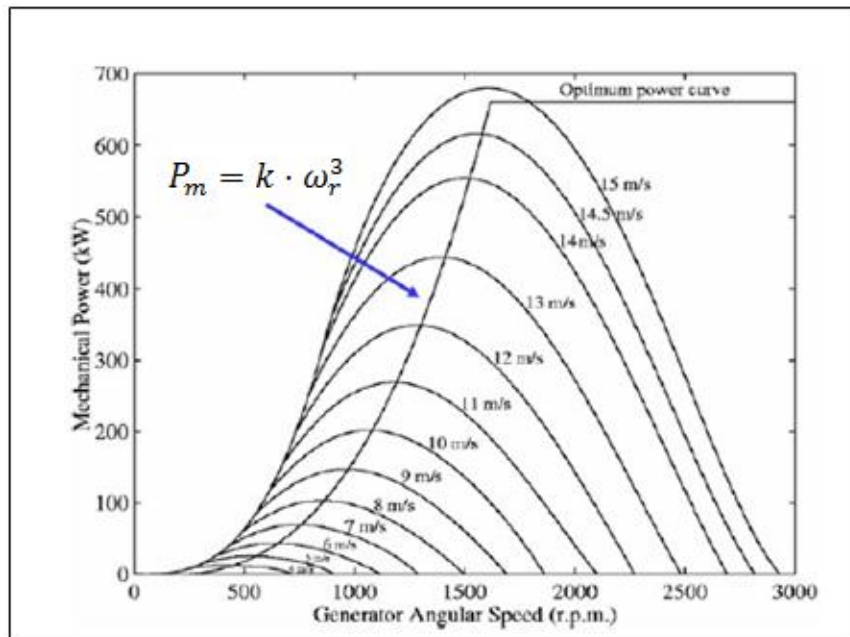


FIGURA 2.25: CURVAS DE POTENCIA DE LA TURBINA EN FUNCIÓN DE SU VELOCIDAD DE GIRO Y DIFERENTES VELOCIDADES DEL VIENTO. EN NEGRITA, LA CURVA ÓPTIMA PARA LA OBTENCIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA.

Algunos cálculos aproximados de la función del factor de potencia $C_p(\lambda, \beta)$ se mencionan en [29] [33].

La expresión de la aceleración del aerogenerador para un modelo de masas de primer orden, despreciando el coeficiente de amortiguamiento y los efectos transitorios, resulta en la ecuación (2.133), según [11] [43].

$$\frac{d}{dt}\omega_t = \frac{1}{J}(\Gamma_t - G \cdot \Gamma_m) \quad (2.133)$$

Donde Γ_m representa al torque mecánico ejercido por el generador, Γ_t el torque ejercido por la turbina, J la inercia rotacional del sistema, G la relación de transmisión de la caja multiplicadora.

Como se considera un sistema rígido de una masa, la velocidad de la turbina ω_t se encuentra relacionada con la velocidad de giro del rotor ω_m mediante la relación de transmisión de la caja multiplicadora:

$$G = \frac{\omega_m}{\omega_t} \quad (2.134)$$

2.5.4 ESTRATEGIAS DE CONTROL EN AEROGENERADORES

Las estrategias de control convencional en aplicaciones eólicas, consisten en maximizar la potencia entregada por la turbina hacia el generador cuando se encuentra en niveles inferiores a los nominales, y mantener la potencia entregada constante cuando opera en niveles superiores [29].

En la Figura 2.26, se puede observar la estrategia de control típica aplicada a aerogeneradores, donde la potencia entregada por la turbina varía proporcionalmente con la velocidad del viento hasta que alcanza el valor nominal, desde donde la potencia se mantiene aproximadamente constante.

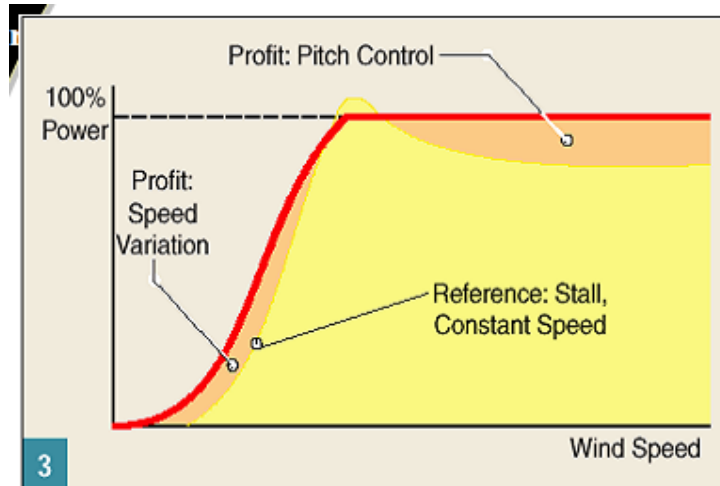


FIGURA 2.26: GRÁFICO DE POTENCIA ENTREGADA POR LA TURBINA VS VELOCIDAD DEL VIENTO, EMPLEANDO SISTEMAS DE CONTROL SOBRE GENERADORES TRIFÁSICOS DOBLEMENTE ALIMENTADOS.

2.5.4.1 ZONAS DE TRABAJO

Básicamente, se pueden distinguir 3 zonas de trabajo según los tipos de velocidades del viento. Estos tramos se pueden observar en la Figura 2.27. En sistemas de potencia de 2 MW estas zonas de trabajo son típicamente las siguientes [43][40]:

- Velocidades bajas: 3 m/s a 8 m/s
- Velocidades intermedias: 8 m/s a 13 m/s
- Velocidades altas: 13 m/s a 25 m/s

Las limitaciones del sistema se deben a:

- La velocidad nominal del generador
- Torque nominal del generador
- Corriente rotórica manejada por el convertidor del lado del rotor
- Limitaciones mecánicas impuestas por la turbina eólica

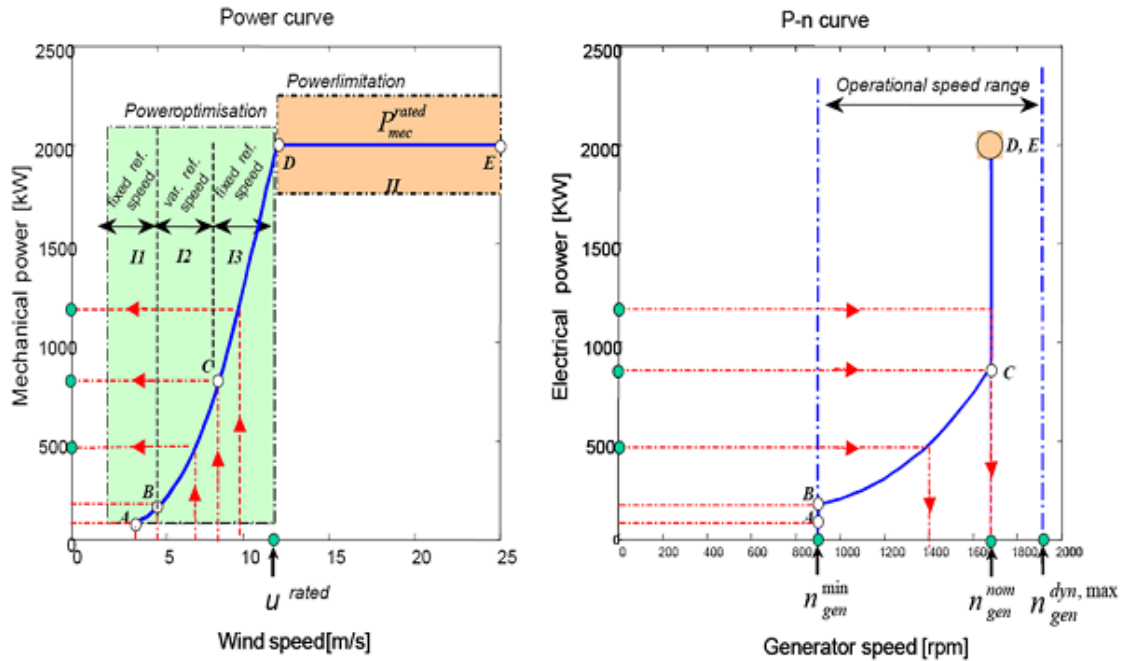


FIGURA 2.27: GRÁFICOS DE POTENCIA MECANICA V/S VELOCIDAD DEL VIENTO A LA IZQUIERDA, Y POTENCIA GENERADA V/S VELOCIDAD MECANICA DEL GENERADOR A LA DERECHA, CON LOS TRAMOS DE OPERACIÓN RESPECTIVOS.

2.5.4.1.1 TRAMO A-B

Muy Bajas velocidades del viento. Debido a las pérdidas eléctricas y mecánicas del sistema de este rango de velocidades, el sistema no se coloca en funcionamiento (Típicamente menores a 3 m/s en sistemas de 2 MW).

2.5.4.1.2 TRAMO B-C

Velocidades bajas del viento. En este tramo, el sistema turbina-generador se coloca en funcionamiento. La turbina opera de manera de entregar la máxima potencia mecánica posible según las velocidades del viento.

$$\omega_m \leq \omega_{m_{nom}}$$

$$P_m \leq P_{m_{nom}}$$

2.5.4.1.3 TRAMO C-D

Las velocidades del viento son intermedias. Se ingresa a este tramo cuando no es posible realizar un punto de seguimiento óptimo del sistema sin exceder la velocidad nominal de la máquina. La velocidad del generador se mantiene constante en su valor nominal, pero la potencia mecánica continúa aumentando debido a que el torque mecánico del sistema no ha llegado a su límite. Luego la potencia eléctrica entregada por el generador puede continuar elevando su valor a medida que aumenta la velocidad del viento.

$$\omega_m = \omega_{m_{nom}}$$

$$P_m \leq P_{m_{nom}}$$

$$T_e \leq T_{e_{nom}}$$

2.5.4.1.4 TRAMO D-E

Las velocidades del viento son altas y el generador se encuentra a velocidad nominal. La potencia mecánica ha llegado a su valor límite debido a que el torque mecánico se encuentra en su valor máximo, por lo que el generador entrega su potencia nominal. En este tramo, se encuentra actuando el controlador de Angulo “pitch” de las palas de la turbina de manera de mantener el torque mecánico constante frente a las variaciones del viento.

$$\omega_m = \omega_{m_{nom}}$$

$$P_m = P_{m_{nom}}$$

$$T_e = T_{e_{nom}}$$

Después de este tramo, las velocidades del viento provocan esfuerzos mecánicos muy altos que el sistema no puede soportar, por lo que la turbina se retira de funcionamiento.

2.5.4.2 ESTRATEGIAS DE CONTROL MODERNAS

La estrategia convencional de control de DFIG en aerogeneradores, considera la salida de la máquina del sistema para protegerla en el caso de anomalías. Debido a la alta penetración de la energía proporcionada por las turbinas eólicas, los generadores eólicos han debido cambiar las estrategias de control de manera de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia al cual se encuentra conectado.

Una de las estrategias actuales se basa en considerar redes de generadores eólicos controlados por medio de sus características de caídas de tensión, también denominado *Control droop*, y el efecto sobre la estabilidad.

Este control considera que las líneas de transmisión de un sistema eléctrico son básicamente inductivas, donde la potencia activa del sistema es regulada por la frecuencia mientras que la potencia reactiva, por la tensión. Los valores nominales de frecuencia y tensión del sistema son representados mediante factores de caída de potencia activa y potencia reactiva a partir de una condición inicial [41].

Existen variadas estrategias de control basadas en la característica de la caída de tensión de los generadores propuestas en la literatura. Sin embargo, para el análisis del diseño de los generadores trifásicos doblemente alimentado se utilizará el control convencional, ya que se evaluará las características electromecánicas del aerogenerador aislado de la red.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DEL DISEÑO DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO.

En este capítulo se indican los pasos utilizados en el algoritmo de diseño para obtener un modelo de generador trifásico doblemente alimentado, de manera de satisfacer determinadas condiciones de trabajo y posibles restricciones.

En primer lugar, se definen los requerimientos del diseño. En los ejemplos evaluados más adelante, se intenta imponer la menor cantidad de restricciones de manera de no acotar los métodos de búsqueda y considerar casos más generales.

Posteriormente se establecen los criterios de evaluación, basados en características que se deben cumplir durante el análisis del comportamiento del modelo circuital, bajo determinadas condiciones de operación.

Una vez conseguido un modelo que cumpla con los requerimientos y restricciones iniciales, se continúan evaluando otros diseños posibles y seleccionando aquel que sea más eficiente económicamente.

Finalmente se consideran los rangos de operación del generador de manera de no exceder ninguna de sus limitaciones.

El algoritmo de búsqueda es implementado en MATLAB y en su plataforma SIMULINK. El esquema siguiente resume el procedimiento empleado para la selección de un buen diseño del generador.

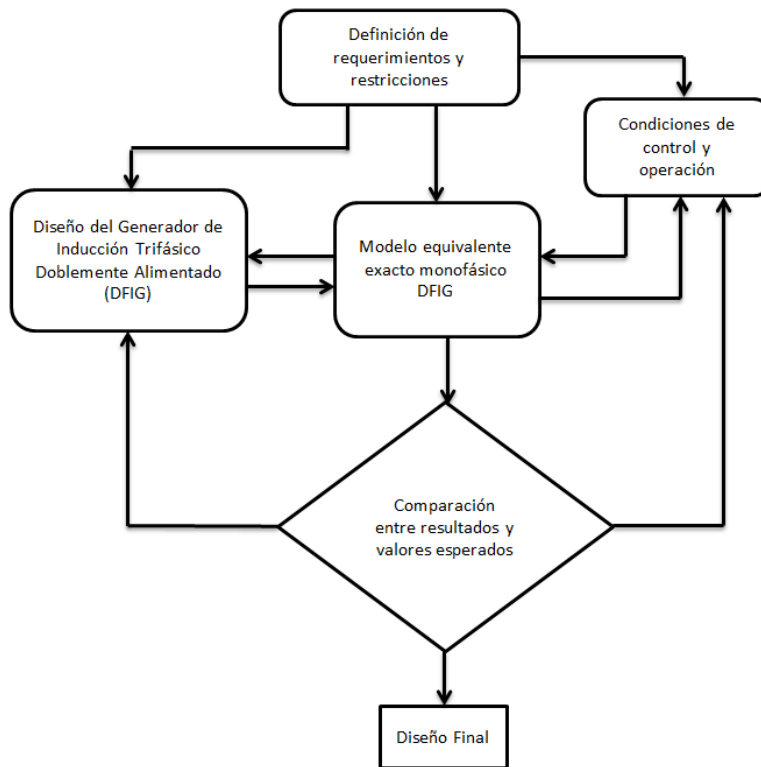


FIGURA 3.1: ESQUEMA DE ANÁLISIS DEL DISEÑO Y CONTROL DEL GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO

3.1 PROCESO DE DISEÑO DE UN GENERADOR TRIFÁSICO DOBLEMENTE ALIMENTADO.

Para determinar el proceso de diseño, se debe comenzar por entregar sus especificaciones y restricciones. Luego, se realizan diseños preliminares que permitan iniciar la búsqueda del generador más apropiado y eficiente de acuerdo a los requerimientos exigidos. En este punto, se realizan iteraciones sucesivas hasta encontrar el generador más indicado.

Una vez encontrado el o los diseños posibles, se realizan pruebas por medio de simulaciones para diversas condiciones de corrientes en los enrollados, flujos de potencia y variaciones de velocidad.

Las pruebas y simulaciones son realizadas por medio del programa MATLAB 7.6.0. Una metodología de diseño particular para máquinas de inducción, es el que se presenta en el esquema siguiente [10].

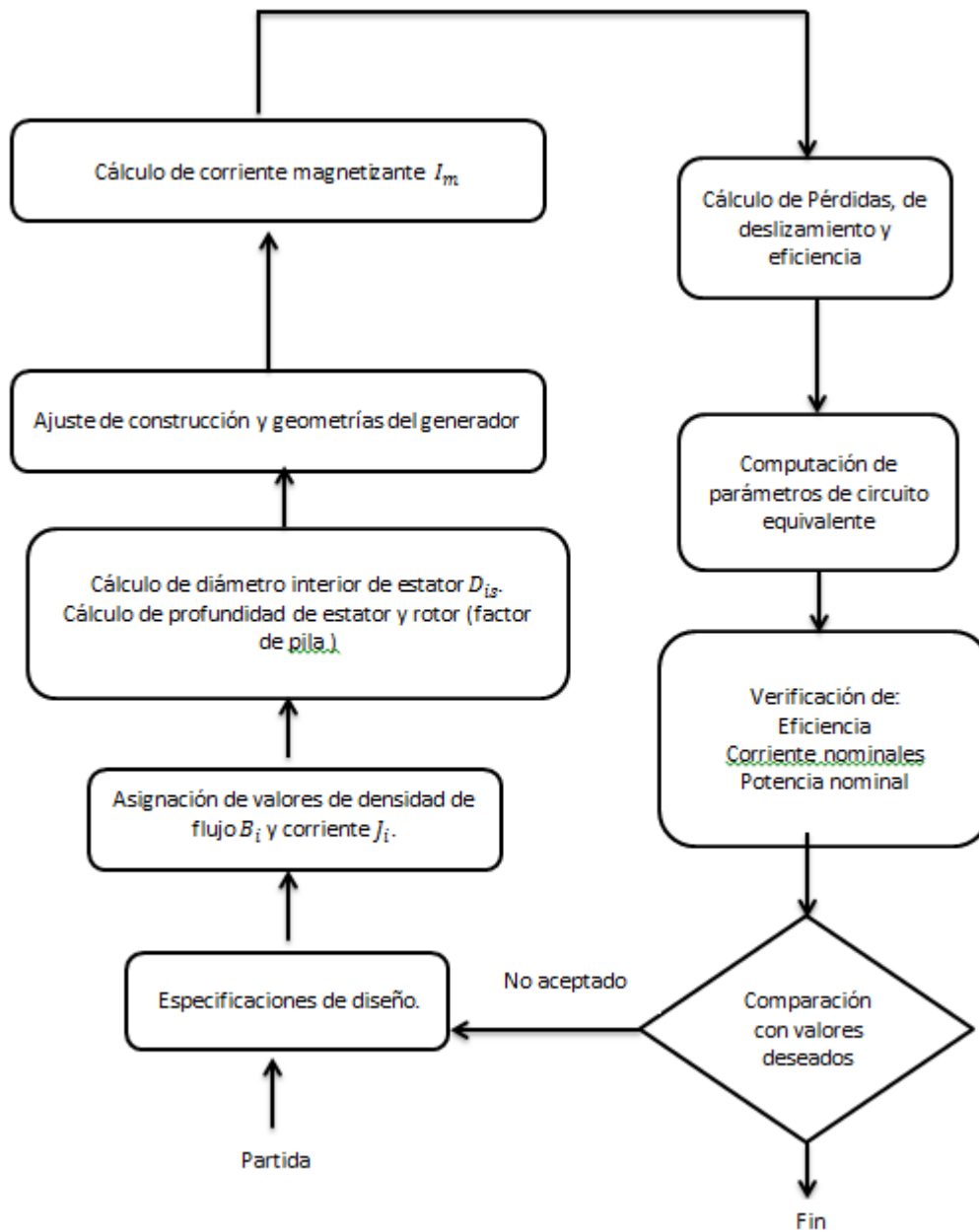


FIGURA 3.2: DIAGRAMA DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE GENERADORES DE INDUCCIÓN

3.1.1 ESPECIFICACIONES Y RESTRICCIONES DEL DISEÑO

Para encontrar el diseño más apropiado del generador, es necesario indicar las especificaciones de diseño que se deben satisfacer en determinadas condiciones. Los requerimientos usualmente entregados para el diseño de máquinas eléctricas son los siguientes, según [9]:

- Potencia nominal: P_n
- Voltaje en bornes entre fases nominal: $V_{ff(nom)}$
- Voltaje en bornes fase neutro: $V_{fn(nom)}$
- Frecuencia de la red: f
- Velocidad síncrona: w_s
- Factor de potencia nominal: FP .
- Rendimiento en condiciones nominales η
- Deslizamiento a plena carga: s

En caso de que algunos de estos elementos no se hubiese especificado, se debe considerar el caso típico según experiencias en máquinas similares.

3.1.2 PASOS DE DISEÑO

3.1.2.1 CONSIDERACIONES INICIALES

Algunos criterios previos a considerar, son los siguientes:

3.1.2.1.1 DENSIDAD DE CORRIENTE

Se considera que la densidad de corriente “ J ” es de aproximadamente 10 A/mm^2 para el caso de generadores superiores a los 1000 kW, de $5\text{-}8 \text{ A/mm}^2$ en motores entre 2 a 8 kW y de $2\text{-}4 \text{ A/mm}^2$ para generadores menores a 2 kW, según lo recomendado en [19].

3.1.2.1.2 SECCIÓN DEL CONDUCTOR

Se limita la secciones de conductores a diámetros que varían entre 1 a 2 cm, de manera de obtener resultados acordes a la realidad. Este valor permitirá indicar el número de conductores en paralelo

3.1.2.1.3 FACTOR DE LLENADO

El espacio utilizado por los conductores eléctricos en las ranuras es típicamente cercano entre 40 y 45% del total. Hoy en día, este valor llega hasta 55% según [19]. Luego el área de la sección de ranura del estator y rotor, para el caso de ranura de doble capa, se obtienen de la ecuación (3.1) y (3.2).

$$S_{as} = \frac{S_{cs} \cdot n_{cs} \cdot n_{ee} \cdot 2}{0,55} \quad (3.1)$$

$$S_{ar} = \frac{S_{cr} \cdot n_{er} \cdot n_{cr} \cdot 2}{0,55} \quad (3.2)$$

Donde S_{cr} y S_{cs} son las secciones de los conductores, n_{es} y n_{er} las espiras por bobina y n_{cs} y n_{cr} el número de conductores en paralelo por fase, para el estator y rotor correspondientemente.

3.1.2.1.4 DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO MÁXIMA

Para efectos de diseño, se impone que la densidad de flujo en el núcleo estator y el rotor es la mayor posible, cuyo valor para materiales típicamente utilizados en máquinas eléctricas varía entre 1,8-2,2 Tesla, según [10]. En los ejemplos utilizados, se considera que la densidad de flujo máxima en el núcleo del estator B_{cs} es de 1,55 Tesla, según lo recomendado en [19].

3.1.2.2 SELECCIÓN DEL NÚMERO POLOS

El número de pares de polos determina gran parte de las dimensiones internas de la máquina. Su valor varía entre 1 a 4 pares de polos para máquinas con potencia nominal inferior a los 5 MW. Se escogerá como punto de partida 2 pares de polos y se variará según los resultados que se obtengan.

3.1.2.3 DETERMINACIÓN DE DIÁMETROS INTERIORES

3.1.2.3.1 DIÁMETRO INTERIOR DEL ESTATOR Y LONGITUD AXIAL

Este valor se calcula mediante la fórmula (2.43). De igual manera, se calcula la longitud axial de los núcleos del estator (y rotor) mediante la ecuación (2.44).

Ambos parámetros se encuentran relacionados entre sí y sirven como base para el dimensionamiento de las demás componentes de la máquina. Estos valores son tratados como variables de diseño en los análisis posteriores.

3.1.2.3.2 DISTANCIA DEL ENTREHIERRO

La distancia del entrehierro se puede calcular mediante la ecuación (2.45), a partir del dato de potencia nominal. Su valor se considera como uno de los datos de entrada para el diseño.

3.1.2.3.3 DIÁMETRO EXTERIOR DEL ROTOR

El diámetro exterior del rotor puede ser calculado a partir del diámetro interior del estator D_{is} y la distancia del entrehierro, según la ecuación (2.46).

3.1.2.3.4 DIÁMETRO EXTERIOR EL ESTATOR

El diámetro exterior del estator D_{os} puede obtenerse de la Tabla 2.2, a partir del número de polos de la máquina y el diámetro interior del estator. En este caso, la relación obtenida de la tabla se empleará solo como medio de corroboración de los resultados, ya que el diámetro

exterior se calculará con mayor precisión a partir de las relaciones geométricas y de las densidades de flujo.

3.1.2.4 FLUJO MÁXIMO POR POLO

Se considera que los flujos enlazados del rotor y estator son aproximadamente iguales, y puede obtenerse de la ecuación (3.3) según [19][10].

$$\phi_p = \frac{2}{\pi} \cdot B_g \tau_p \cdot L_e \quad (3.3)$$

Donde L_e es la longitud axial de la máquina, τ_p el paso polar y B_g la densidad de flujo máximo en el entrehierro, que suele tener un valor aproximado de 0,7 Tesla según [10]. Este valor se considera como dato en la búsqueda del diseño óptimo.

3.1.2.5 NÚMERO DE RANURAS DEL ESTATOR Y ROTOR

Las combinaciones posibles de ranuras del estator y rotor se obtienen mediante una función elaborada en Matlab, que respeta las condiciones establecidas en la sección 2.2.2.1.3. Posteriormente, se itera sobre los pares de combinaciones posibles.

3.1.2.6 FACTORES DE PASO Y DISTRIBUCIÓN

Con los datos de polos y ranuras, es posible determinar los factores de paso y distribución de las bobinas mediante las ecuaciones (2.52) y (2.53). Para el caso del factor de paso de bobina, se considera una relación típica entre el paso de bobina y paso polar, presentada en la ecuación (3.4) de acuerdo con [19][10], para devanados de doble capa.

$$\frac{y}{\tau_p} \approx \frac{7}{9} \quad (3.4)$$

Donde y es el paso de bobina y τ_p el paso polar.

3.1.2.7 NÚMERO DE CONDUCTORES Y ESPIRAS POR BOBINA

Para determinar las relaciones existentes entre los números de espiras y conductores tanto del estator como del rotor, se emplean las siguientes relaciones obtenidas de las ecuaciones (2.58) y (2.59).

- para el estator

$$V_1 = \pi\sqrt{2} \cdot f \cdot \phi_p \cdot K_{bs} \cdot \frac{N_s n_{es}}{3 \cdot n_{cs}} \quad (3.5)$$

$$J = \frac{I_s}{n_{cs} \cdot S_{cs}} \quad (3.6)$$

- para el rotor

$$V_2 = \pi\sqrt{2} \cdot f \cdot s \cdot \phi_p \cdot K_{br} \cdot \frac{N_r n_{er}}{3 \cdot n_{cr}} \quad (3.7)$$

$$J = \frac{I_s}{n_{cr} \cdot S_{cr}} \quad (3.8)$$

El número de vueltas por fase del estator N_1 y del rotor N_2 , se pueden calcular mediante las ecuaciones (3.9) y (3.10).

$$N_1 = \frac{N_s \cdot n_{es}}{3 \cdot n_{cs}} \quad (3.9)$$

$$N_2 = \frac{N_r \cdot n_{er}}{3 \cdot n_{cr}} \quad (3.10)$$

Luego, la razón de transformación entre el estator y el rotor se obtiene de la expresión (3.11).

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (3.11)$$

3.1.2.8 DIMENSIONAMIENTO DE RANURAS Y BOBINADOS

Para efectos de diseño, se considera que las ranuras tanto del estator como del rotor son de tipo trapezoidal como se observa en la Figura 2.11 y en la Figura 2.12. Se imponen las siguientes relaciones entre algunos de los parámetros de las figuras, presentadas en las siguientes ecuaciones:

$$h_{ts} = h_{os} + h_{ws} + h_{ss} \quad (3.12)$$

$$h_{tr} = h_{or} + h_{wr} + h_{rr} \quad (3.13)$$

Donde

$$h_{os} = h_{ws} = 0,1 \cdot h_{ts} \quad (3.14)$$

$$h_{ss} = 0,8 \cdot h_{ts} \quad (3.15)$$

$$h_{or} = h_{wr} = 0,1 \cdot h_{tr} \quad (3.16)$$

$$h_{rr} = 0,8 \cdot h_{tr} \quad (3.17)$$

La densidad de flujo en los dientes del estator suele tener un valor cercano al 90% de la densidad de flujo que circula en su núcleo.

$$B_{ts} = 0,9 B_{cs} \quad (3.18)$$

Luego, según [10]

$$b_{ts} = \frac{\phi_p * 2 * p}{Ns * Le * Bts} \quad (3.19)$$

Los parámetros b_{cs} y b_{cr} se pueden obtener de las ecuaciones (2.81) y (2.82). El valor de b_{os} y b_{or} son alrededor de un 120% de los diámetros de los conductores.

El área de las secciones de ranura pueden se calculados de las ecuaciones (3.1) y (3.2). De las geometrías¹ de Figura 2.11 y Figura 2.12, se obtienen el siguiente sistema ecuaciones.

- Para el caso del estator

$$h_{ts} = \frac{D_{os} - D_{is}}{2} - h_{cs} \quad (3.20)$$

$$b_{1s} = \frac{\pi(D_{is} + 2(h_{os} + h_{ws}))}{N_s} - b_{ts} \quad (3.21)$$

$$b_{2s} = \frac{\pi(D_{os} - 2h_{cs})}{N_s} - b_{ts} \quad (3.22)$$

$$S_{as} = \left(\frac{h_{cs}(b_{1s} + b_{2s})}{2} + \frac{h_{ws}(b_{1s} + b_{os})}{2} \right) \quad (3.23)$$

- Para el rotor

$$b_{tr} = \tau_r - b_{or} \quad (3.24)$$

$$\pi(D_r - 2h_{cr}) = N_r \cdot \tau_r \quad (3.25)$$

$$\pi(D_r - 2(h_{or} + h_{wr})) = N_R(b_{tr} + b_{1r}) \quad (3.26)$$

$$S_{ar} = \left(\frac{h_{cr}(b_{1r} + b_{2r})}{2} + \frac{h_{wr}(b_{1r} + b_{or})}{2} \right)$$

Considerando el sistema de ecuaciones del estator y el rotor, e incluyendo las expresiones para obtener el área transversal de ranuras, se tienen sistemas de 4 ecuaciones con 4 incógnitas que pueden ser resueltas de forma manual o por medio de algún software. En este caso, se empleó Matlab con su aplicación *solve* para obtener la solución a dicho sistema de ecuaciones.

Con estos últimos resultados, se obtienen todos los valores necesarios para calcular los parámetros del modelo circuital del generador.

¹Todas las dimensiones se encuentran especificadas en la figura 2.11 de la página 37

3.1.2.9 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DEL GENERADOR

Una vez dimensionado el generador, se calcula los parámetros del modelo circuital a partir de las pérdidas del generador que se encuentran resumidas en la sección 2.3.

Los parámetros del modelo circuital son entonces los siguientes:

Para el caso de las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault (W_h y W_f) quedan representadas por la resistencia R_{fe} en la Figura 2.7.

$$R_{fe} = \frac{W_h + W_f}{V_s^2} \quad (3.27)$$

Donde V_s es la tensión de alimentación del estator. Las pérdidas por inductancia de magnetización y de fuga del estator y rotor, se presentan en la Figura 2.7 mediante los términos siguientes

$$X_s = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l_s \quad (3.28)$$

$$X_r = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l_r \quad (3.29)$$

$$X_m = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot l_m \quad (3.30)$$

Donde f es la frecuencia de alimentación del estator y l_m la inductancia de magnetización obtenida de la ecuación (2.60). Las inductancias de dispersión l_s y l_r se obtienen de las ecuaciones (2.99), (2.100), (2.98), (2.111), (2.112) y las ecuaciones:

$$l_s = L_{Ran} + L_{zls} + l_{CBs} \quad (3.31)$$

$$l_r = L_{Ran} + L_{zls} + l_{CBr} \quad (3.32)$$

Las resistencia del rotor y estator se calculan de la formula (2.114), considerando la longitud de los conductores L_c como se muestra en la ecuación (3.33).

$$L_c = 2(\tau_p + L_e) \cdot 1,5 \quad (3.33)$$

Con τ_p el paso polar y L_e la longitud axial del núcleo de hierro del estator y rotor definidas en las secciones 2.2.2.2 y 0.

3.1.3 PROCESO DE BÚSQUEDA DEL DISEÑO ÓPTIMO

La búsqueda del prototipo de generador más apropiado, se realiza por medio de simulaciones e iteraciones sucesivas modificando determinadas variables, hasta encontrar modelos que satisfagan los requerimientos iniciales y los criterios de diseño.

Las variables de diseño que serán controladas son las siguientes:

- p : Número de pares de polos
- D_{is} : Diámetro interno del estator
- L_e : Longitud axial del generador
- N_s : Número de ranuras del estator
- N_r : Número de ranuras del rotor: N_r
- n_{es} : Número de espiras por fase del estator
- n_{er} : Número de espiras por fase del rotor
- n_{cs} : Número de conductores en paralelo por fase del estator
- n_{cr} : Número de conductores en paralelo por fase del rotor

Las variables mencionadas no son independientes entre sí y afectan en mayor o menor medida las dimensiones del generador, los parámetros del modelo circuital y la cantidad de material empleado.

3.1.3.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE DISEÑO

Para aceptar o rechazar el diseño de un generador, se deben establecer criterios y requerimientos mínimos bajo determinadas condiciones de operación. Considerando el diseño de un generador trifásico doblemente alimentado (DFIG) para aplicación Eólica, los criterios establecidos son los siguientes:

3.1.3.1.1 TENSIÓN DEL ROTOR EN CONDICIONES NOMINALES DE OPERACIÓN

La tensión máxima aplicable a los devanados del rotor está determinada por la capacidad de los convertidores a los cuales se encuentra conectado. Si en condiciones de operación nominal requiere una tensión mayor que la proporcionada por los convertidores, se debe rediseñar el generador y obtener una menor exigencia de voltaje.

En condiciones nominales, la velocidad mecánica del rotor podría alcanzar un deslizamiento entre el 3 y el 30% en aerogeneradores, de acuerdo con la literatura[17]. Despreciando pérdidas, se obtienen las siguientes expresiones para el cálculo de la potencia transferida al rotor P_R y tensión del rotor V_r .

$$P_R = \frac{s}{1-s} P_m \quad (3.34)$$

$$V_r \approx \frac{P_R}{3 \cdot I_r} \quad (3.35)$$

La potencia mecánica P_m se puede estimar a partir de la potencia desarrollada por la turbina eólica obtenida de la ecuación (2.131) y un factor de pérdida de potencia de la turbina η_t , mediante la expresión (3.36).

$$P_m = P_t \cdot \eta_t \quad (3.36)$$

Se considerará que el factor de pérdida η_t es aproximadamente el 90%. El voltaje $|V_r|$ se obtiene de los parámetros del modelo eléctrico del generador:

$$I_0 = \frac{V_s - z_s \cdot |I_s|}{z_0} \quad (3.37)$$

$$I'_r = I_s - I_0 \quad (3.38)$$

$$V_1 = (V_s - z_s \cdot |I_s|) \quad (3.39)$$

$$V_r = \left| \left(V_1 - \left(\frac{R'_r}{s} + jX'_r \right) I'_r \right) \cdot \frac{s}{a} \right| \quad (3.40)$$

Para que el diseño sea aceptable, el voltaje en el rotor debe ser menor al que pueden suministrar los convertidores:

$$V_r \leq V_{conv} \quad (3.41)$$

3.1.3.1.2 CORRIENTES MÁXIMAS EN OPERACIÓN SUBSINCRONA

Despreciando las pérdidas y con un factor de potencia cercano al unitario, la corriente del estator y rotor se obtienen de las expresiones (3.42) y (3.43).

$$I_s = \frac{P_{gs}}{3 \cdot V_s} \approx \frac{P_s}{3 \cdot V_s} \quad (3.42)$$

$$I_r \approx I_s \cdot a \quad (3.43)$$

$$P_s = \frac{P_m}{1 - s} \quad (3.44)$$

La potencia mecánica P_m es calculada a partir de la potencia entregada por la turbina eólica. La velocidad del viento es nominal y el deslizamiento puede alcanzar un valor entre el 3 y 30%.

Para aceptar el diseño, las corrientes deben ser menores a las máximas admisibles por los bobinados del estator y rotor, las que se obtienen de las ecuaciones (3.45) y (3.46) respectivamente.

$$I_s max = J \cdot S_{cs} \cdot n_{cs} \quad (3.45)$$

$$I_r max = J \cdot S_{cr} \cdot n_{cr} \quad (3.46)$$

3.1.3.1.2.1 VARIACIÓN DE LA CORRIENTE DE ESTATOR Y ROTOR A PARTIR DE LA POTENCIA MECÁNICA TRANSFERIDA AL ESTATOR.

Despreciando las pérdidas y considerando un factor de potencia unitario, el módulo de la corriente de estator se puede calcular utilizando la ecuación (3.47).

$$|I_s| = \left| \frac{P_{gs}}{3 \cdot V_s \cdot \cos(-\phi)} \right| \leq \frac{|P_{gs}|}{3 \cdot V_s} \approx \frac{|P_m|}{1-s} \cdot \frac{1}{3 \cdot V_s} \quad (3.47)$$

La potencia mecánica P_m se obtiene desde la turbina a partir del deslizamiento y la corriente de rotor según la ecuación (3.43). Si la corriente de estator es en algún momento superior a la corriente máxima admisible de sus conductores, entonces el diseño debe de ser corregido

3.1.3.1.3 CORRIENTE MÁXIMA DEL ROTOR EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA

La corriente del rotor máxima se obtiene a partir de la potencia transferida hacia el rotor, la cual se puede obtener de la expresión siguiente (3.48).

$$\frac{P_r}{3} = R_r |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) \quad (3.48)$$

Considerando los signos del deslizamiento y de transferencia de potencia, la ecuación se puede reescribir como:

$$\frac{|P_r|}{3} = R_r |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) \quad (3.49)$$

Luego, se obtiene la expresión (3.50).

$$|I_r| = \frac{\left(-|V_r| \cos(\delta - \phi) \pm \sqrt{(V_r \cos(\delta - \phi))^2 + 4 \cdot Rr \cdot \frac{|P_r|}{3}}\right)}{2 \cdot Rr} \quad (3.50)$$

Considerando que se transfiere potencia desde el rotor hacia la red, se tiene la ecuación (3.51).

$$P_{gr} = \text{Re}\{V_r I_r^*\} = |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) > 0 \Rightarrow V_x = |V_r| \cos(\delta - \phi) > 0$$

$$|I_r| = \frac{\left(-|V_x| + \sqrt{(V_x)^2 + 4 \cdot Rr \cdot \frac{|P_r|}{3}}\right)}{2 \cdot Rr} \quad (3.51)$$

Donde V_x puede variar entre 0 y 400 V. Si lo que se busca es un control efectivo para todo el rango de tensión del rotor, se acepta el diseño si la corriente obtenida de la ecuación es menor a la que soportan los conductores.

3.1.3.1.4 CORRIENTE MÍNIMA DEL ROTOR EN OPERACIÓN SUBSINCRONA

En operación subsincona a partir de la potencia mecánica transferida hacia el rotor, se pueden deducir las siguientes expresiones:

$$\frac{-|P_r|}{3} = Rr |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) \quad (3.52)$$

$$|I_r| = \frac{\left(-|V_r| \cos(\delta - \phi) \pm \sqrt{(V_r \cos(\delta - \phi))^2 - 4 \cdot Rr \cdot \frac{|P_r|}{3}}\right)}{2 \cdot Rr} \quad (3.53)$$

Considerando que los convertidores inyectan potencia en los devanados del rotor:

$$P_{gr} = \text{Re}\{V_r I_r^*\} = |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) < 0 \Rightarrow V_x = |V_r| \cos(\delta - \phi) < 0$$

$$V_x = -|V_x|$$

Luego, la corriente del rotor se calcula de la ecuación (3.54).

$$|I_r| = \frac{\left(|V_x| \pm \sqrt{(V_x)^2 - 4 \cdot R_r \cdot \frac{|P_r|}{3}} \right)}{2 \cdot R_r} \quad (3.54)$$

Suponiendo que la tensión es controlada de manera que la corriente que circula en los devanados del rotor es mínima, entonces se deduce la expresión (3.55).

$$|I_r|_{min} = \frac{\sqrt{4R_r \cdot \frac{|P_r|}{3}}}{2R_r} = \frac{\sqrt{R_r \cdot \frac{|P_r|}{3}}}{R_r} \quad (3.55)$$

3.1.3.1.4.1 CORRIENTES MÁXIMAS A PARTIR DE UNA VARIACIÓN LINEAL DE LA TENSIÓN DEL ROTOR

Suponiendo la existencia de un control lineal de la tensión del rotor en operación subsíncrona, se calculan los valores de corrientes obtenidas en cada caso. Como la potencia transferida desde el rotor es mayor a deslizamiento máximo (típicamente del 30%) y suponiendo que la tensión varía de igual manera, para el caso de un voltaje máximo del convertidor del rotor de 690 V (400 V fase-neutro), la variación lineal del voltaje puede ser descrita como la ecuación (3.56).

$$V_r = \frac{400}{0,3} \cdot s \quad (3.56)$$

La corriente del rotor puede calcularse de la expresión de transferencia de potencia.

$$\frac{P_r}{3} = R_r |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) \quad (3.57)$$

Donde δ es el ángulo de fase de la tensión del rotor V_r y ϕ es el ángulo de fase de la corriente del rotor. Considerando que tanto el deslizamiento como la potencia transferida desde el rotor son datos, la expresión anterior se puede expresar como

$$\frac{P_r}{3} = R_r |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) \quad (3.58)$$

$$P_r \leq 0 \Rightarrow P_s = -|P_s| \quad (3.59)$$

$$s = |s| \quad (3.60)$$

$$0 = R_r |I_r|^2 + |V_r I_r| \cos(\delta - \phi) + \frac{|P_r|}{3} \quad (3.61)$$

$$|I_r| = \frac{\left(-|V_r| \cos(\delta - \phi) \pm \sqrt{(V_r \cos(\delta - \phi))^2 - 4 \cdot R_r \cdot \frac{|P_r|}{3}} \right)}{2 \cdot R_r} \quad (3.62)$$

$$|I_r| \leq \frac{\left(|V_r| + \sqrt{(V_r)^2 - 4 \cdot R_r \cdot \frac{|P_r|}{3}} \right)}{2 \cdot R_r} \quad (3.63)$$

Luego si el valor de la corriente del rotor es mayor que la corriente máxima admisible, el diseño podría no ser el más apropiado, siempre y cuando se utilice esta estrategia de control.

3.1.3.1.5 COSTO MATERIAL

Más de un modelo de generador puede satisfacer las especificaciones de diseño. Para seleccionar el modelo más apropiado, se añade una función de costos que busca el diseño más económico.

$$\min C_t = C_{co} \cdot M_{co} + C_{fe} \cdot M_{fe} + C_{ais} \cdot M_{ais} \quad (3.64)$$

Con

- C_t : costo total del generador
- C_{co} : Costo del cobre por kg

- C_{fe} : Costo del acero al silicio por kg
- C_{ais} : Costo de un tipo de material aislante por kg
- M_{co} : Masa del cobre en kg
- M_{fe} : Masa del acero al silicio den kg
- M_{ais} : Masa del aislante en kg

Según [20], los costos de los materiales empleados por unidad de masa (\$/Kg) son:

- $C_{co} = \$ 4,725/kg$
- $C_{fe} = \$ 598,5 /kg$
- $C_{ais} = \$ 2331/kg$

Las masas de los respectivos materiales se pueden obtener mediante la fórmula

$$M = D \cdot Vol \quad (3.65)$$

- Vol : Volumen del material en m^3
- D : Densidad de volumen del material en kg/m^3
- M : Masa del material en kg

Las densidades de cada material son

- Densidad del cobre: $8950 kg/m^3$
- Densidad del acero al Silicio: $7850 kg/m^3$
- Densidad de un tipo de aislante seleccionado: $3500 kg/m^3$

Los volúmenes de los materiales respectivos, son calculados mediante las ecuaciones siguientes

$$Vol_{co} = 2(\tau_p + L_e) * (Scs * Ns * n_{es} * n_{cs} + Scr * Nr * n_{er} * n_{cr}) \quad (3.66)$$

$$Vol_{ais} = (N_s * Sas + N_r * Sar) * L_e \quad (3.67)$$

$$Vol_{fe} = \pi(D_{os}^2) * L_e - Vol_{ais} \quad (3.68)$$

Con Vol_{co} , Vol_{fe} y Vol_{fe} son los volúmenes del cobre, los aislantes y del núcleo de acero al silicio. Los símbolos N_s y N_r son los números de ranuras, Sas y Sar las áreas transversales,

n_{es} y n_{er} el número de espiras por bobina y n_{cs} y n_{cr} el número de conductores del estator y rotor respectivamente, L_e corresponde a la longitud axial del estator o rotor y τ_p al paso polar.

3.1.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

De los resultados obtenidos, se escogerán aquellos diseños que satisfagan todas las especificaciones y criterios de evaluación. De estos resultados, se analizarán las variables involucradas, los resultados obtenidos en el modelo circuital y los criterios de evaluación empleados.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección, se dan a conocer los resultados obtenidos de aplicar el método de diseño presentado en la sección 3.1, para obtener un generador trifásico doblemente alimentado acoplado a una turbina eólica de determinadas condiciones.

Los métodos de diseño fueron desarrollados en Matlab 7.0 y Simulink.

4.1 DISEÑO DE UN GENERADOR

4.1.1 DATOS DE DISEÑO

Las especificaciones para el diseño de un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) son señaladas en la Tabla 4.1.

Condición	Valor	Símbolo
Potencia nominal	2 MW	P_{gs}
Frecuencia de la red	50 Hz	f
Tensión de la red	690 V	V_s
Deslizamiento nominal	3%	S

TABLA 4.1: ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

4.1.2 CONSIDERACIONES DE LAS SIMULACIONES

En el proceso de diseño, se suponen los siguientes datos para una turbina eólica de 2 MW con 2 pares de polos, obtenidos de [18]:

Parámetro	Valor
Coefficiente de potencia máximo $C_p (max)$	0.4382
Densidad del aire ρ_{aire} en Kg/m^3	1.225
Razón de velocidad de punta óptimo λ_{opt}	6.325
Razón de transformación de la caja de engranajes G	90
Radio de las aspas de la hélice en metros	37.5
Velocidad nominal de las hélices en r.p.m.	18

TABLA 4.2: DATOS DE LA TURBINA EÓLICA

Los análisis siguientes consideran el desarrollo de una estrategia de control como la descrita en la sección 2.5.4 y un sistema de masa de primer orden entre la turbina eólica, caja de engranajes y ejes respectivos

Algunos de los parámetros considerados en el diseño del generador y obtenidos de [10] y [19], son los siguientes:

Parámetro	Valor
Densidad de corriente nominal de los conductores	6,5 A/mm^2
Factor de llenado	0,55
Densidad de flujo máxima en el núcleo del estator	1,5 [T]
Densidad de flujo máxima en los dientes del estator	90% de 1,5 [T]
Densidad de flujo máxima en el entrehierro	0,75 [T]

TABLA 4.3: DATOS DEL GENERADOR

4.1.2.1 RESULTADO INICIAL

Se comenzó el diseño con datos iniciales obtenidos de generadores típicos de 2 MW.

4.1.2.1.1 RESULTADO INICIAL

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Pares de polos	2.0000	N_s	60
D_{is} (m)	1.4000	N_r	48
D_{os} (m)	1.7987	n_{es}	2
D_{shatf} (m)	0.5642	n_{er}	5
Le (m)	0.4000	n_{cs}	3
g (m)	0.0016	n_{cr}	3
bos (m)	0.0096	bor (m)	0.0092
bcs (m)	0.0637	bcr (m)	0.0822
$b1s$ (m)	0.0489	b1r (m)	0.0488
$b2s$ (m)	0.0515	b2r (m)	0.0372
hts (m)	0.0304	htr (m)	0.1106
hcs (m)	0.1690	hcr (m)	0.3056
bts (m)	0.0250	btr (m)	0.0397
Flujo por polo	0.2100	Rs [Ω]	0.0171
Bg [T]	0.7483	Rr [Ω]	0.0373
Bcs [T]	1.5500	Rfe [Ω]	4.8224
Bts [T]	1.3950	Xs [Ω]	0.0255
Bcr [T]	0.8569	Xr [Ω]	0.2122
Btr [T]	1.1007	Xm [Ω]	2.6773
Scs m^2	9.5355e-005	Costo	\$ 20,2 millones
Scr m^2	9.5355e-005	Razón de vueltas	½

TABLA 4.4: RESULTADOS INICIALES

4.1.2.1.1.1 RESULTADOS

Para aplicar los criterios de evaluación de diseño de la sección 3.1.3.1, se efectúa una variación lineal del viento como dato de entrada a la turbina eólica, en función del deslizamiento del generador, lo cual es indicado en el gráfico de la Figura 4.1.

Conocidas las características del viento y las propiedades de la turbina eólica, es posible obtener la potencia mecánica a partir de las ecuaciones (2.131) y (3.36), que es representada en función del deslizamiento en la Figura 4.2.

Se aprecia que la potencia mecánica varía desde unos 500 KW hasta los 2,5 MW, correspondiente a rangos de generación de potencia típicos en turbinas eólicas de potencia nominal de 2 MW, según se menciona en [19].

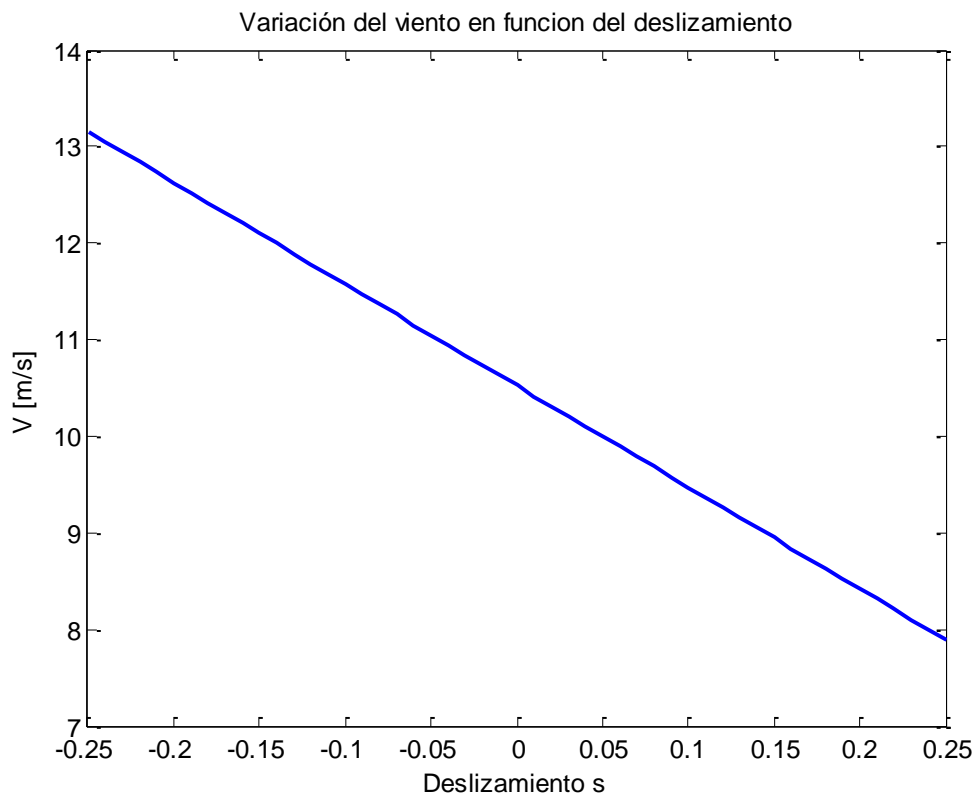


FIGURA 4.1: GRÁFICO DE VELOCIDAD DEL VIENTO EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO

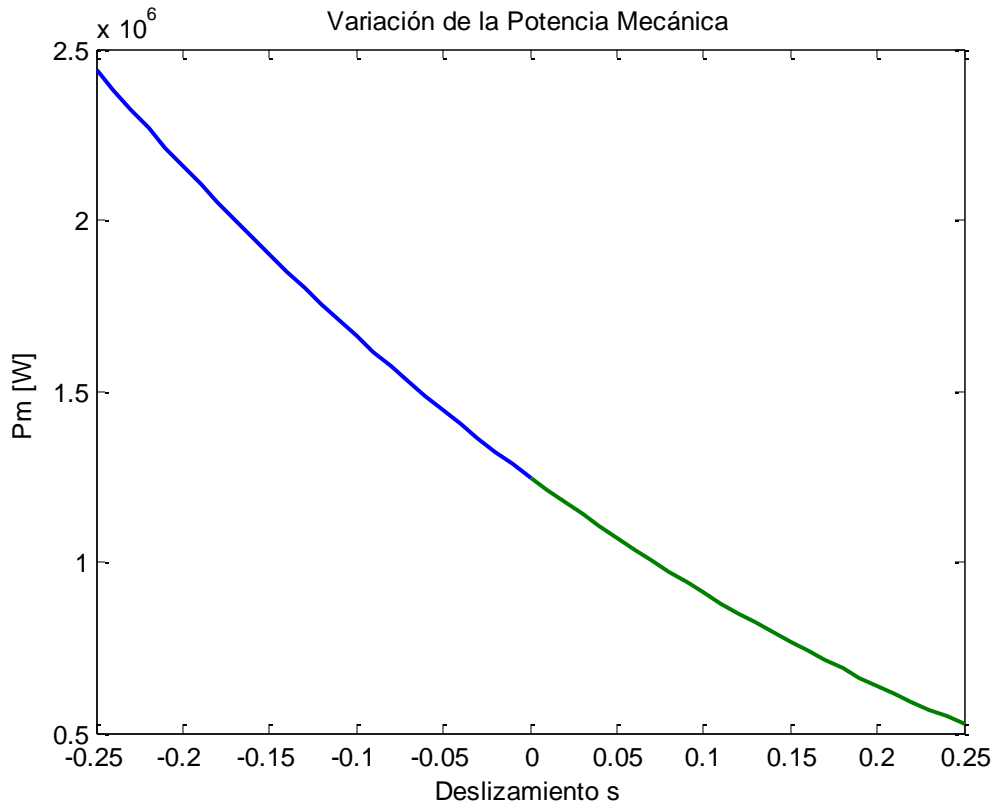


FIGURA 4.2: GRÁFICO DE LA POTENCIA MECÁNICA EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO

El torque mecánico obtenido a partir de la turbina eólica se puede deducir de la ecuación (2.41), cuyo valor en función del deslizamiento de la máquina es apreciado en la Figura 4.3. Para el cálculo del torque, se consideraron velocidades nominales del generador para un deslizamiento del 3 y 25%, este último tomando en cuenta que el DFIG varía su velocidad mecánica en todo su rango de trabajo (típicamente de $\pm 30\%$ del deslizamiento).

De las ecuaciones en la sección 2.1.5, se calculan las potencias mecánicas transferidas al estator y al rotor, las que se muestran en la Figura 4.4 para una velocidad nominal del 25%, y en la Figura 4.5 para una velocidad nominal del 3%, en el caso de operación supersincrona. Para el caso de operación subsincrona, las transferencias de potencias se muestran en la Figura 4.6.

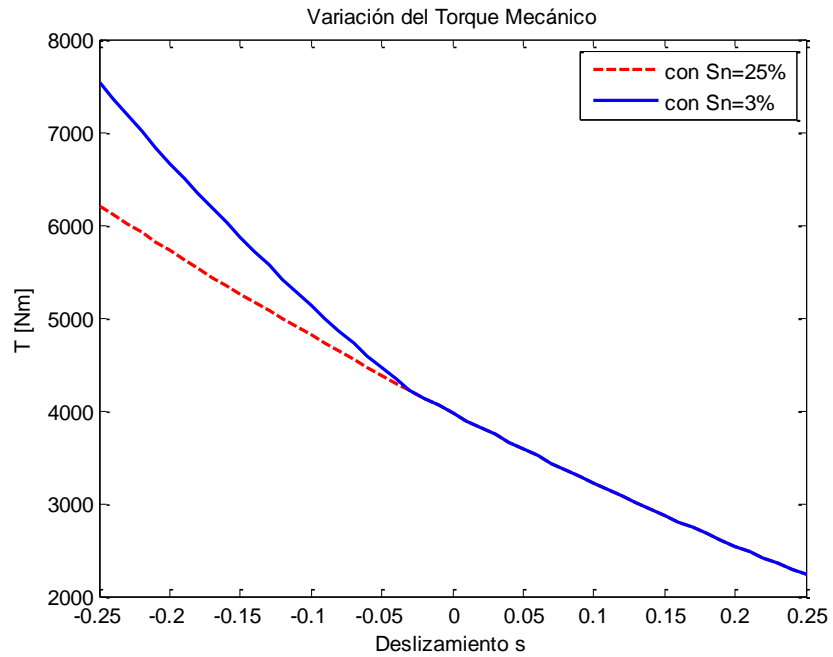


FIGURA 4.3: GRÁFICO DEL TORQUE EN FUNCION DEL DESLIZAMIENTO

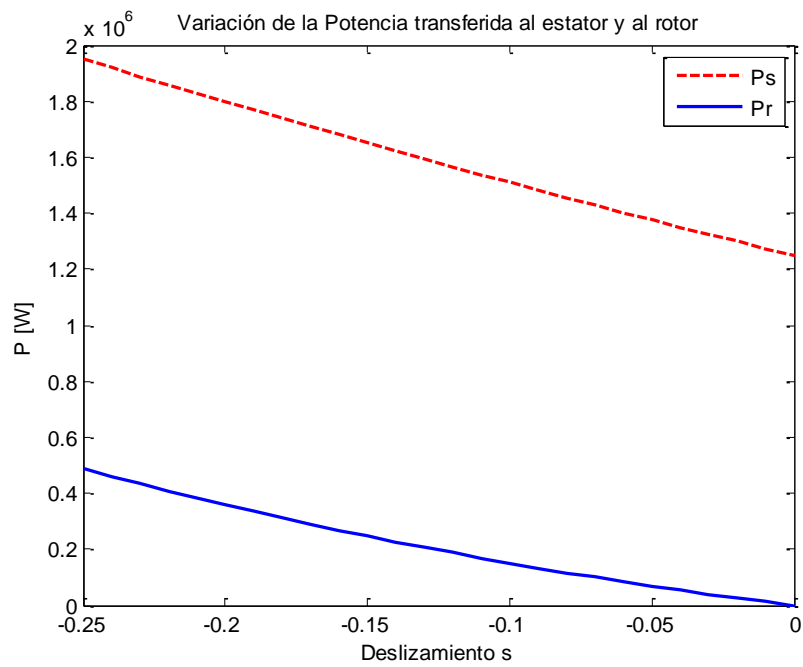


FIGURA 4.4: GRÁFICO DE LA POTENCIA MECANICA TRANSFERIDA AL GENERADOR EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA, PARA UN DESLIZAMIENTO DEL 25%

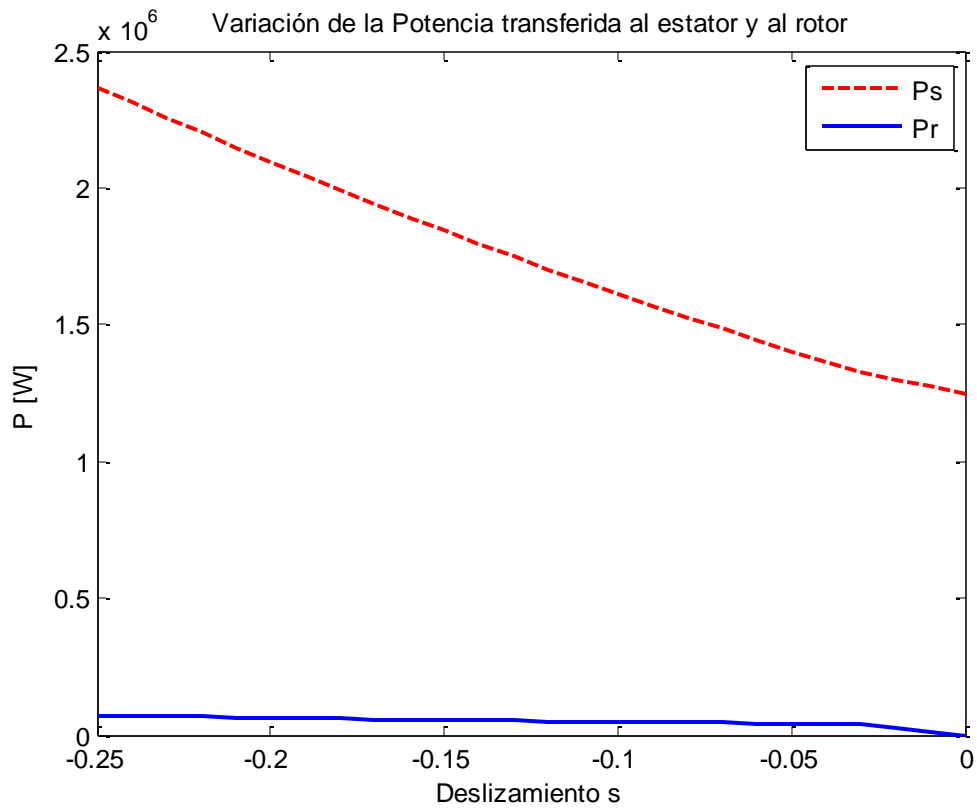


FIGURA 4.5: GRÁFICO DE LA POTENCIA MECANICA TRANSFERIDA AL GENERADOR EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA, PARA UN DESLIZAMIENTO DEL 3%

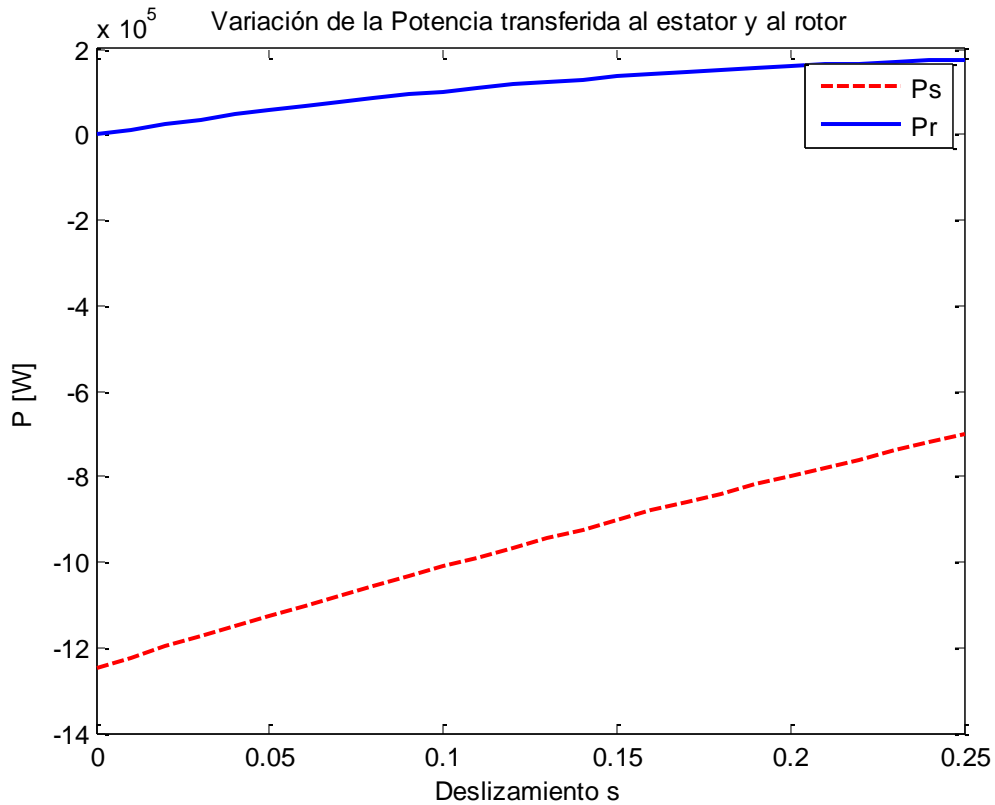


FIGURA 4.6: GRÁFICO DE LA POTENCIA MECÁNICA TRANSFERIDA AL GENERADOR EN OPERACIÓN SUBSÍNCRONA

Al comparar las relaciones obtenidas del diseño inicial entre el diámetro interior y exterior del estator, con los valores típicos entregados en la Tabla 2.2, se obtiene que existe una gran diferencia, lo cual es comparado en la Tabla 4.5. Esta diferencia, podría sugerir que el generador desarrollado se encuentra mal encaminado o es inadecuado para satisfacer los requisitos de diseño.

En la Tabla 4.6 se compara la tensión del rotor en condiciones nominales con la tensión que pueden proporcionar aproximadamente los convertidores. Se observa que para ambos casos analizados, la tensión se encuentra dentro de los rangos admitidos por los conversores.

	Relaciones típicas para dos polos	Relación obtenida del diseño
Dos/Dis	(1.46-1.49)	1.09

TABLA 4.5: RELACIÓN ENTRE DIAMETRO EXTERIOR E INTERIOR DEL ESTATOR

	Voltaje de rotor (en V)	Capacidad de los convertidores (en v)
Condición nominal s=3%	25.8440	400
Condición nominal s=25%	209.6370	400

TABLA 4.6: TENSIÓN DEL ROTOR EN CONDICIONES NOMINALES

La Tabla 4.7 compara las corrientes del estator y rotor en condiciones nominales, con la máxima capacidad de corriente que son capaces de soportar los conductores en sus bobinados. En ella se aprecia que para un deslizamiento nominal del 3%, la corriente nominal supera los valores aceptables de los devanados del estator. Este resultado es suficiente para buscar un nuevo diseño del generador.

	Corrientes de estator en A.	Corrientes del rotor
Condición nominal s=3%	2.0105	1.0052
Condición nominal s=25%	1.656,6	828.3136
Capacidad máxima	1.8594	1.859,4

TABLA 4.7: CORRIENTES MÁXIMAS EN OPERACIÓN SUBSÍNCRONA

En el gráfico de la Figura 4.7, se considera una variación de las corrientes de estator y rotor obtenidas a partir de la potencia mecánica transferida hacia estator y las ecuaciones del modelo monofásico equivalente, para un deslizamiento nominal del 25% de acuerdo a lo discutido en la sección 0. En la Figura 4.8 se observa lo anterior, pero para el caso de un deslizamiento nominal del 3%.

Las corrientes en el primer caso, que crecen con el aumento de la velocidad mecánica del generador, se encuentran en valores tolerables por los conductores los cuales fueron calculados en la Tabla 4.7. Sin embargo en el segundo caso, las corrientes exceden la máxima capacidad en los conductores del estator.

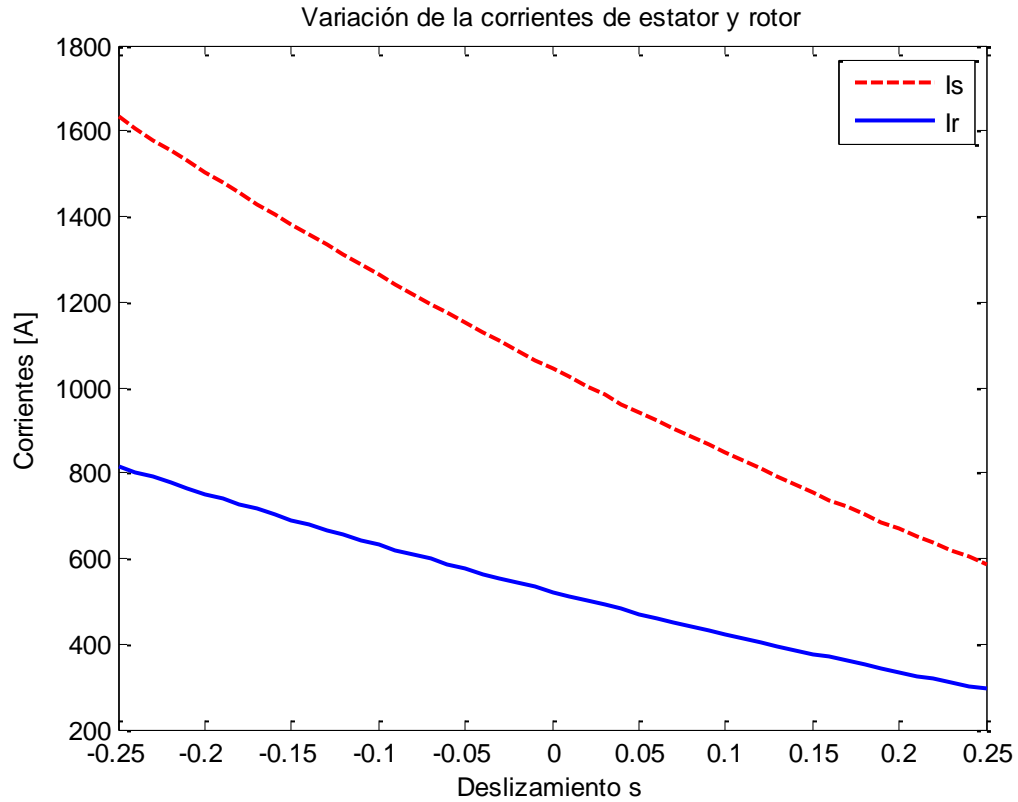


FIGURA 4.7: CORRIENTES DEL ESTATOR Y ROTOR A PARTIR DE LA POTENCIA TRANSFERIDA AL ESTATOR, PARA UN DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 25%

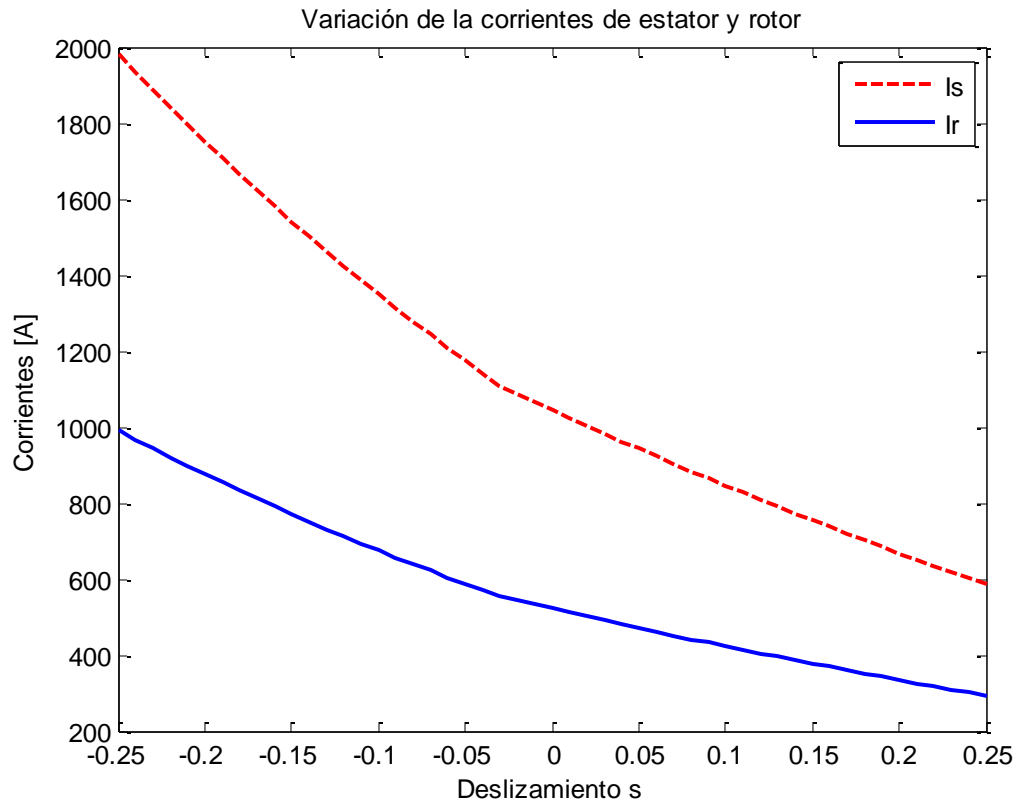


FIGURA 4.8: CORRIENTES DEL ESTATOR Y ROTOR A PARTIR DE LA POTENCIA TRANSFERIDA AL ESTATOR, PARA UN DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 3%

Al utilizar el criterio 3.1.3.1.3 en la Figura 4.9, la corriente máxima del rotor en operación supersíncrona deducida a partir de la potencia transferida hacia el rotor para un deslizamiento nominal del 25%, se observa que la corriente podría superar la capacidad tolerable de sus devanados.

En cambio, para un deslizamiento nominal del 3% en la Figura 4.10, los conductores están muy lejos superar esa capacidad y se encuentran dentro de los márgenes admisibles de intensidad de corriente.

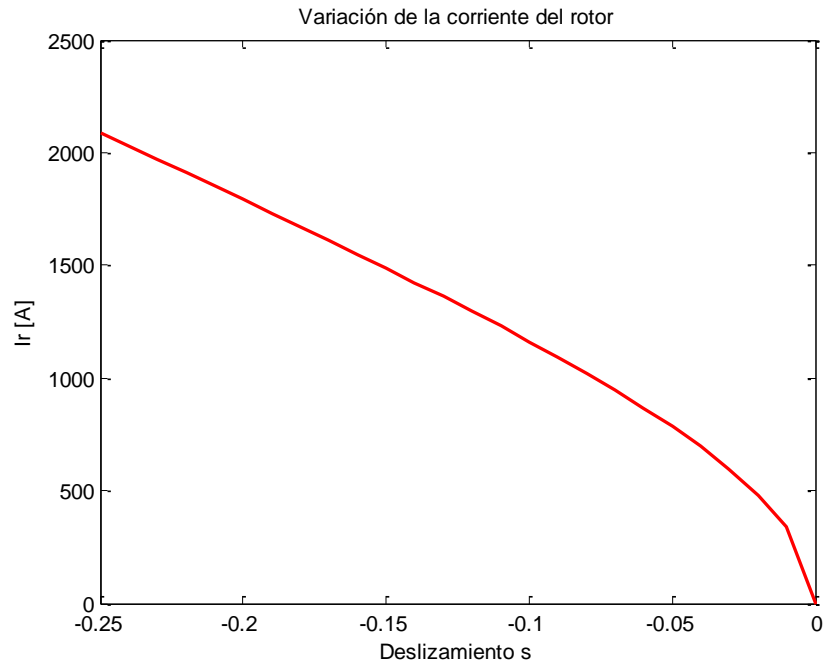


FIGURA 4.9: CORRIENTE DEL ROTOR EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA Y DESLIZAMIENTO DEL 25%

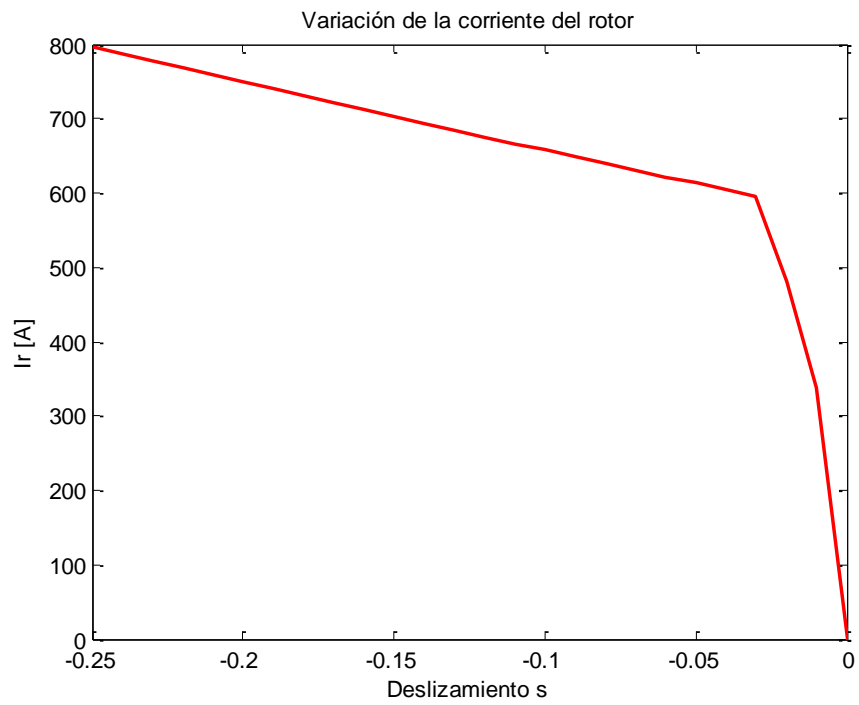


FIGURA 4.10: CORRIENTE DE ROTOR EN CONDICION SUPERSINCRONA Y DESLIZAMIENTO DEL 3%

La Figura 4.11 muestra la corriente mínima que puede circular en los devanados del rotor en operación subsíncrona, para satisfacer los requerimientos potencia de la máquina. Estos valores a pesar de ser son bastante altos, no exceden la capacidad de los conductores.

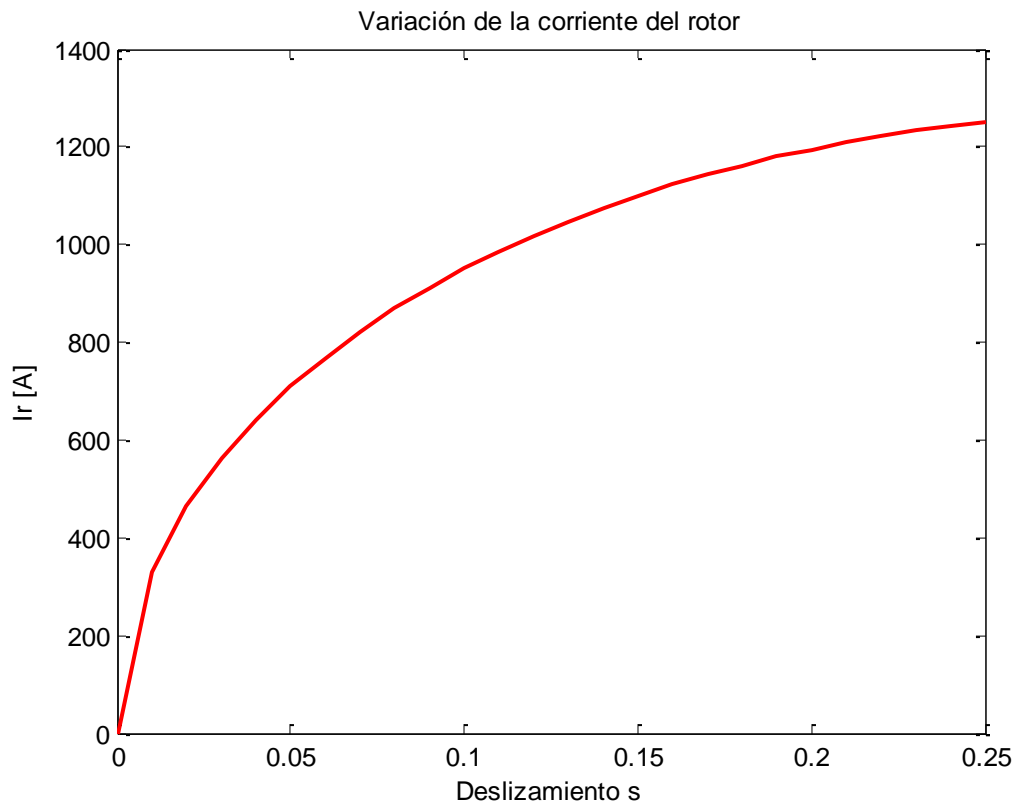


FIGURA 4.11: CORRIENTE DE ROTOR EN OPERACIÓN SUBSÍNCRONA

Los análisis anteriores se realizaron empleando la estrategia de control explicada en la sección 2.5.4. En el caso de realizar un control arbitrario sobre la tensión del rotor, empleando una variación lineal del mismo durante la operación supersincrónica, explicada en el criterio de evaluación 3.1.3.1.4.1, se observa en la Figura 4.12 que las corrientes del rotor y estator superan en gran medida las capacidades máximas tolerables por sus conductores.

Este último resultado, evidencia la importancia de considerar la estrategia de control utilizada en los criterios de diseño de los generadores.

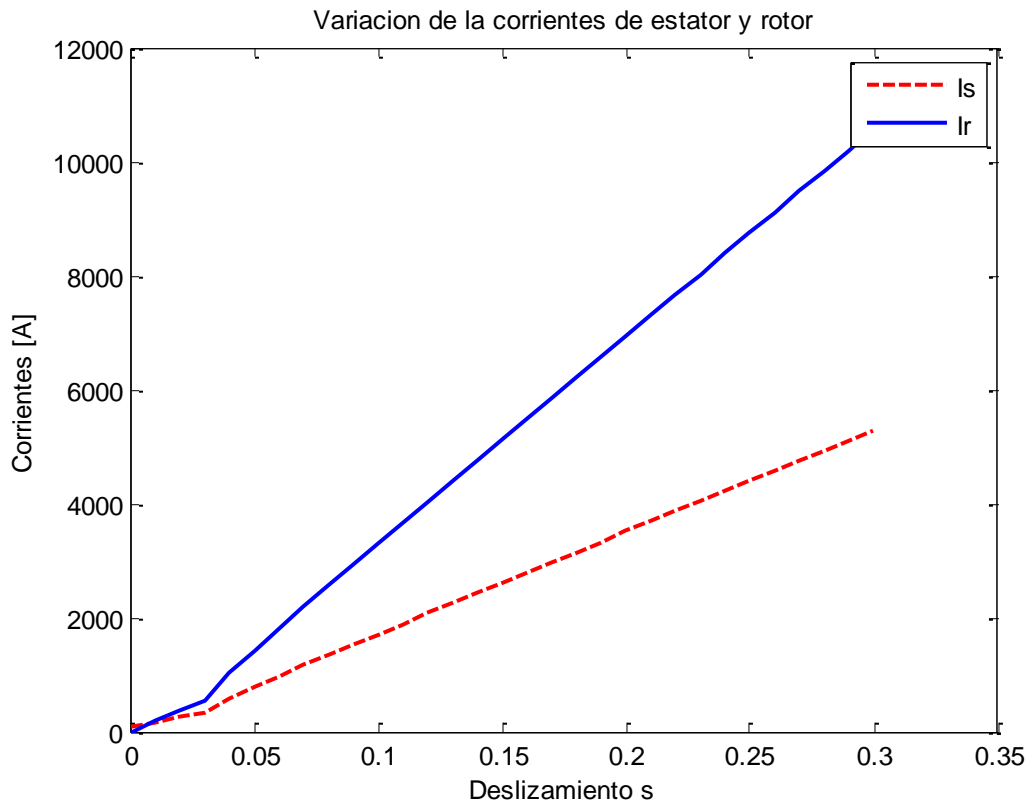


FIGURA 4.12: CORRIENTE DE ESTATOR Y ROTOR ANTE UNA VARIACION LINEAL DEL VOLTAJE

4.1.2.1.1.2 ANÁLISIS Y OBSERVACIONES

De los resultados obtenidos, se aprecia que:

La relación entre los diámetros exteriores e interior del estator es muy pequeña en comparación con su relación típica. Esto sugiere que algunas de las dimensiones en el diseño podría no ser las más apropiadas o eficientes.

Existe peligro de superar la capacidad de los conductores del estator cuando se opera a deslizamiento nominal del 3% en operación supersincrona.

La corriente máxima del rotor en operación supersincrona pueden superar los límites de la capacidad del conductor, para un deslizamiento nominal del 25%.

La corriente mínima del rotor en operación subsincrona es bastante alta, pero dentro de los límites de la capacidad de los conductores.

Las corrientes obtenidas a partir de un control lineal de la tensión del rotor en operación subsincrona, entrega valores de corrientes extremadamente altas en comparación con el resto de los criterios empleados. Esto se debe a que se trata de una exageración del control real que se ejerce sobre las tensiones de alimentación del rotor, revelando la importancia de considerar la estrategia de control en el diseño del generador.

De todo lo anterior, se concluye que se debe rediseñar el modelo del generador.

4.1.3 DISEÑOS FINAL

La tabla siguiente es la resultante después de varias simulaciones realizadas.

4.1.3.1.1 RESULTADO FINAL

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Pares de polos	2.0000	N_s	48
D_{is} (m)	1.6000	N_r	36
D_{os} (m)	1.9860	n_{es}	2
D_{shatf} (m)	1.5968	n_{er}	6
Le (m)	1.4000	n_{cs}	6
g (m)	0.0016	n_{cr}	8
bos (m)	0.0096	Bor	0.0092
bcs (m)	0.0951	Bcr	0.1301
b1s (m)	0.0772	b1r	0.0639
b2s (m)	0.0812	b2r	0.0046
hts (m)	0.0387	Htr	0.4251
hcs (m)	0.1543	Hcr	0.1941
Bts	0.0286	Btr	0.0606
Flujo por polo	0.8400	Rs	0.0121
Bg [T]	0.5980	Rr	0.0223
Bcs [T]	1.5500	Rfe	1.0750
Bts [T]	1.3950	Xs	0.0075
Bcr [T]	1.2322	Xr	0.1450
Btr [T]	1.1004	Xm	1.1189
Scs m ²	6.0000e-005	Costo	\$ 72,3 millones
Scr m ²	5.5000e-005	Razón de vueltas	3/5

TABLA 4.8: DISEÑO FINAL

4.1.3.1.1.1 ANÁLISIS

Los gráficos de viento, potencia mecánica, potencias transferidas al generador y torque mecánico en función del deslizamiento mostrados entre las Figura 4.1 y Figura 4.6, son los mismos que en el diseño inicial, debido a que son valores obtenidos a partir de los parámetros de la turbina eólica, con un modelo de masas simple y una velocidad de viento lineal de entrada.

Los costos del material del diseño final, aunque más elevados que en el prototipo de generador inicial, fueron los mínimos encontrados para elaborar un generador que cumpla apropiadamente con las especificaciones iniciales.

Al comparar las relaciones típicas entre el estator y el rotor en la Tabla 4.9 con las obtenidas en el diseño final, se observa que aún existe diferencias entre ellas. Este resultado, puede indicar la existencia de factores de diseño no considerados o parámetros de ajuste de diseño poco adecuados o realistas.

La condición de voltaje nominal presentada en la sección 3.1.3.1.1 y en la Tabla 4.10 sobre el diseño final, muestra que los valores se encuentran dentro de los niveles de tensión que son capaces de proporcionar los convertidores entre el rotor y la red. Cabe mencionar que durante la búsqueda del diseño más apropiado del generador, esta condición resultaba ser muy restrictiva cuando la relación de vueltas entre el estator y rotor era muy grande.

	Relaciones típicas para dos polos	Relación obtenida del diseño
Dos/Dis	(1.46-1.49)	1.300

TABLA 4.9: : RELACIÓN ENTRE DIAMETRO EXTERIOR E INTERIOR DEL ESTATOR

	Voltaje de rotor (en V)	Capacidad de los convertidores (en V)
Condición nominal s=3%	21.8059	400
Condición nominal s=25%	168.8580	400

TABLA 4.10: TENSIÓN DEL ROTOR EN CONDICIONES NOMINALES

Las corrientes condiciones nominales mostradas en la Tabla 4.11: Corrientes en condiciones nominales, indican que se encuentran dentro los márgenes de intensidad aceptables.

	Corrientes de estator en A.	Corrientes del rotor
Condición nominal $s=3\%$	2.010,5	1.1728
Condición nominal $s=25\%$	1.656,6	966.3659
Capacidad máxima	2340	2860

TABLA 4.11: CORRIENTES EN CONDICIONES NOMINALES

En los gráficos de las Figura 4.13 y Figura 4.14, se observa que las corrientes del estator y rotor para una velocidad nominal asociada a un deslizamiento del 25 y 3% respectivamente, se encuentran dentro de los rangos tolerables por los conductores.

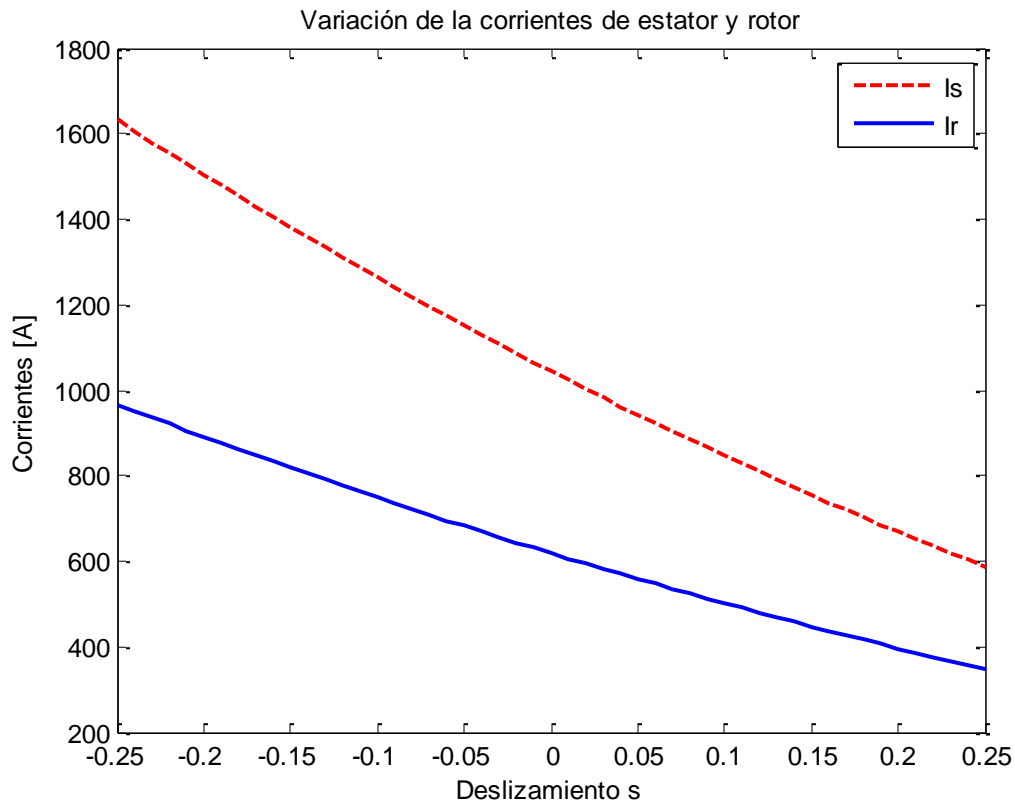


FIGURA 4.13: VARIACIÓN DE LA CORRIENTES A PARTIR DE LA POTENCIA MECÁNICA TRANSFERIDA AL ESTATOR EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO, PARA UN DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 25%

La mejora de diseño implementada respecto del diseño inicial, se debe principalmente a un aumento del número de conductores en el estator, lo que implicó realizar nuevos ajustes en las dimensiones de la máquina y las razones de vueltas.

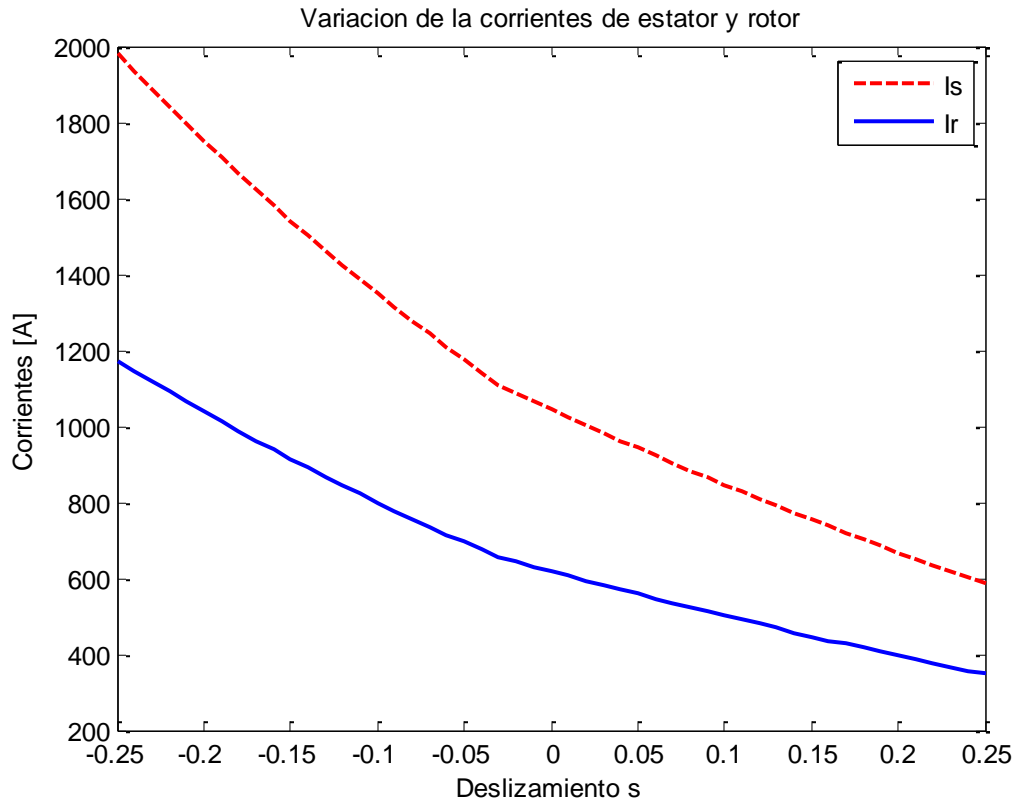


FIGURA 4.14: VARIACIÓN DE LA CORRIENTE DE ESTATOR Y ROTOR A PARTIR DE LA POTENCIA MECÁNICA TRANSFERIDA AL ESTATOR EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO, PARA UN DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 3%

Las corrientes máximas del rotor en operación supersíncrona obtenidas de emplear el criterio 3.1.3.1.3, se presentan en las Figura 4.15 y Figura 4.16, en la que se observa que éstas no superan la capacidad máxima tolerable. Sin embargo, la diferencia máxima en el peor de los casos es cercana a los 80 A, lo cual podría ser un valor algo ajustado para máquinas con potencia nominal de 2 MW.

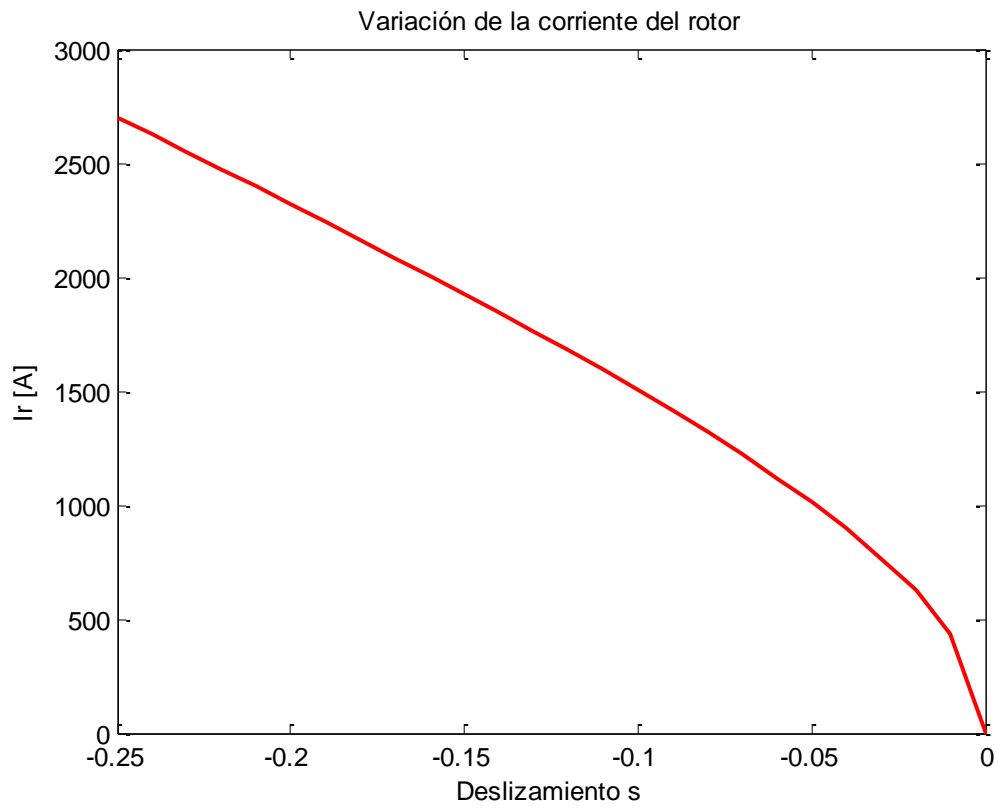


FIGURA 4.15: CORRIENTE MÁXIMA DEL ROTOR EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA Y DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 25%

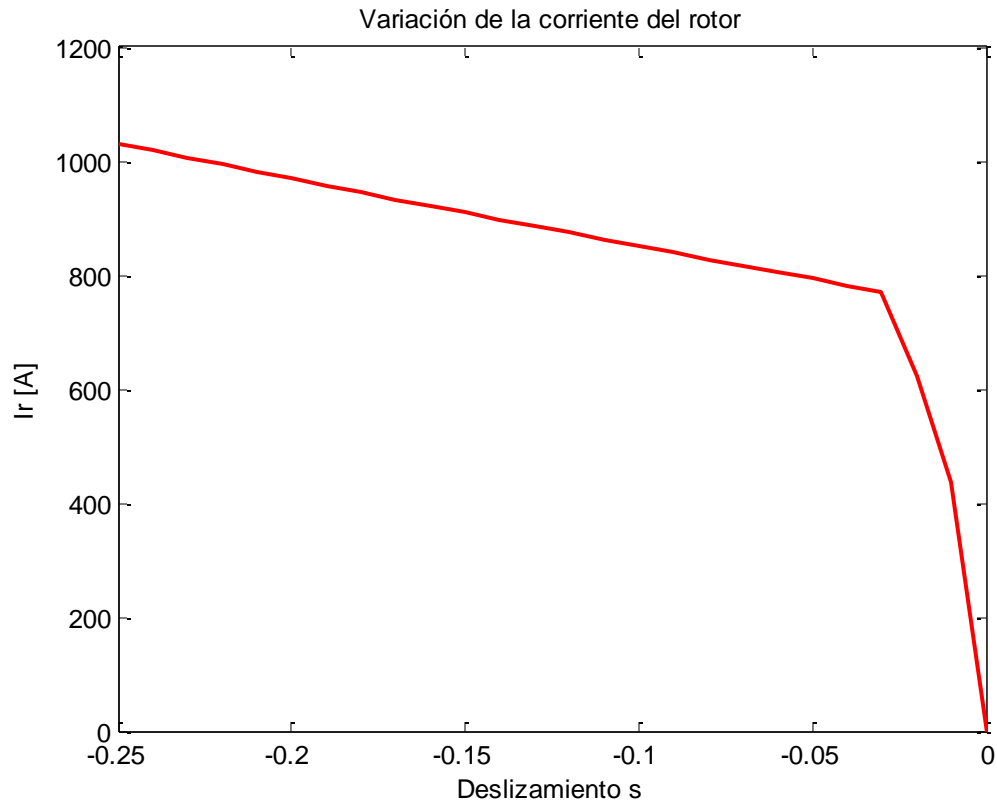


FIGURA 4.16: CORRIENTE MÁXIMA DEL ROTOR EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO EN OPERACIÓN SUPERSINCRONA Y DESLIZAMIENTO NOMINAL DEL 3%

La corriente mínima empleada en el rotor para cumplir con los requerimientos exigidos en la Tabla 4.1 se observan en la Figura 4.17, donde se aprecia que en ningún momento se supera la capacidad de los conductores.

Este resultado indica que las corrientes de rotor en operación subsincrónica pueden ser ajustadas por los convertidores de manera de mantenerse dentro de los valores mínimos admisibles, manipulando las tensiones del rotor. Estas tensiones, poseen un amplio rango de operación entre su valor mínimo y su valor nominal, según los resultados vistos en la Tabla 4.10.

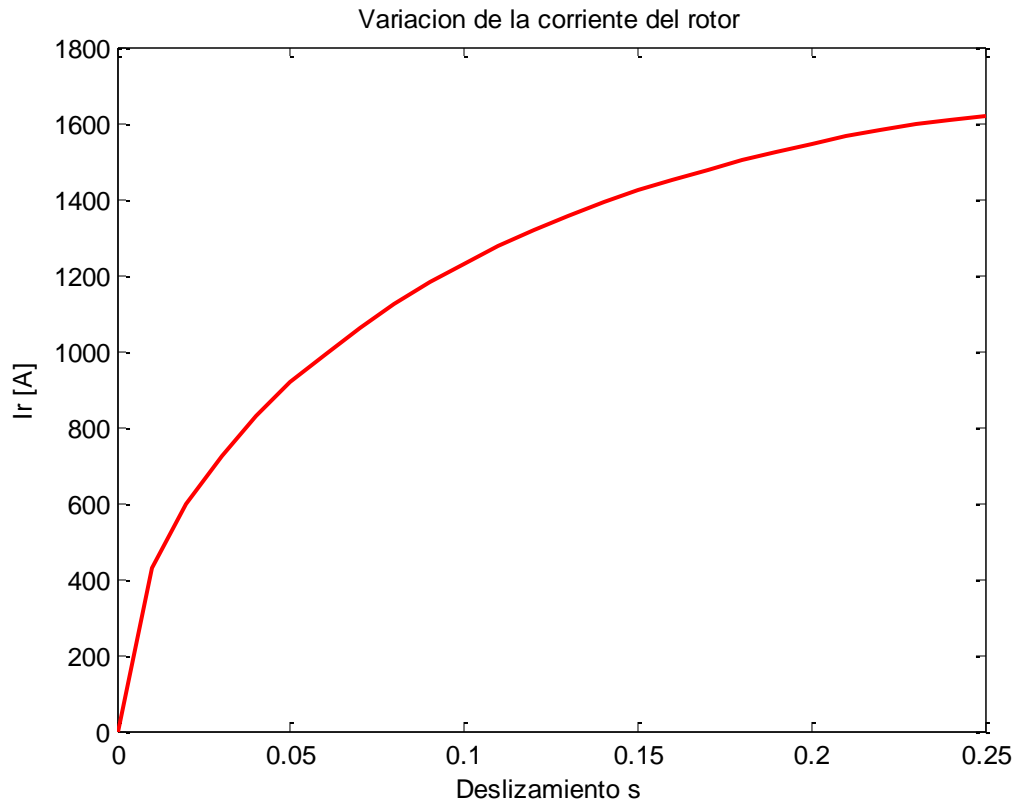


FIGURA 4.17: CORRIENTE MÍNIMA DEL ROTOR EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO EN OPERACIÓN SUBSINCRONA.

Nuevamente, al aplicar un control arbitrario sobre la tensión como fue señalado en la sección 3.1.3.1.4.1, se observa que las corrientes tanto del estator como las del rotor superan en gran medida los niveles máximos permisibles. Con este resultado, se verifica la importancia de la estrategia de control empleada en la búsqueda del diseño más apropiado, para satisfacer las especificaciones iniciales.

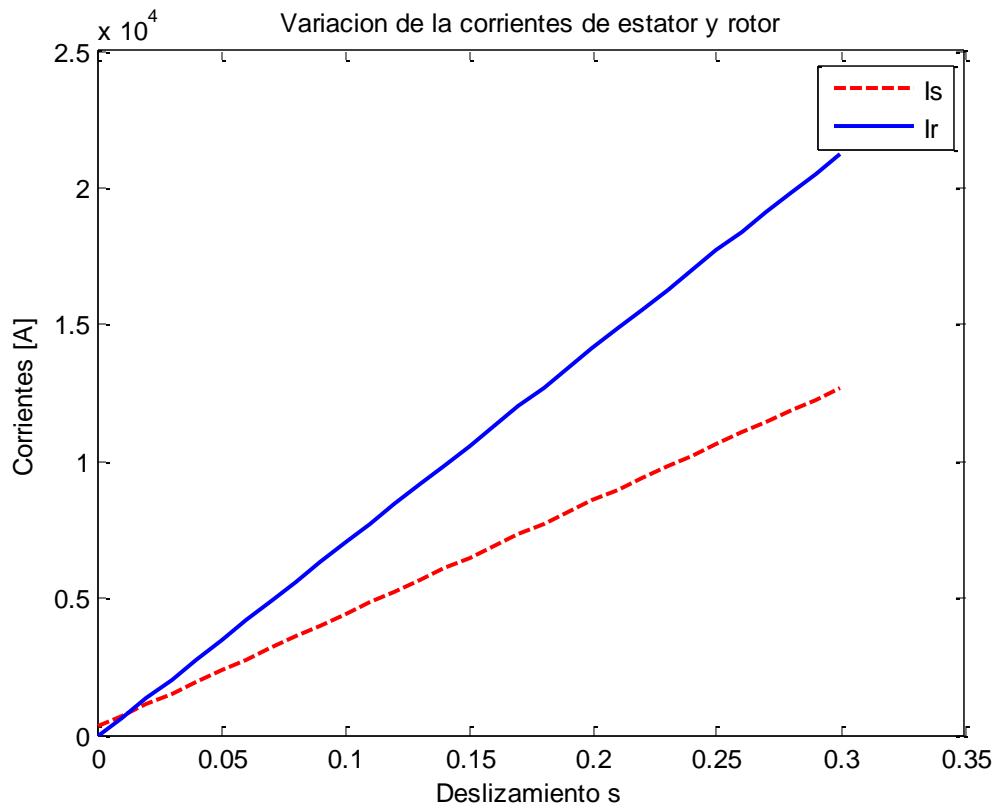


FIGURA 4.18: CORRIENTES MÁXIMAS EN FUNCIÓN DEL DESLIZAMIENTO A PARTIR DE UNA VARIACIÓN LINEAL DE LA TENSIÓN DEL ROTOR.

4.1.3.1.1.2 ANÁLISIS Y OBSERVACIONES DE LAS SIMULACIONES Y RESULTADO FINAL

A pesar de las especificaciones de diseño, se analizó el caso de deslizamiento nominal del 25%, debido a que el rango típico de operación de los generadores trifásicos doblemente alimentado alcanza dicho valor. De los resultados de las simulaciones realizadas y el diseño final, se obtuvo que:

- Fue necesario elevar la cantidad de conductores en paralelo por fase, para aumentar la capacidad de transmisión de corriente en los devanados del rotor y estator.
- El flujo enlazado por las bobinas se debe mantener en ciertos niveles para que la tensión inducida en éstas, sea la adecuada. Como la cantidad de flujo enlazado disminuye con el aumento de los conductores en paralelo, se adicionan un mayor de número de espiras por fase.
- El aumento del número de espiras y conductores provocó un crecimiento del diámetro interior y exterior del generador.
- Para reducir costos, se redujo la cantidad de ranuras por fase de manera de disminuir el número de bobinas y dimensiones de la máquina.
- Al variar la longitud axial de la máquina, debido a los pasos de diseño utilizados, este valor no modifica las dimensiones de las ranuras del generador y pero varía la cantidad de flujo enlazado por las bobinas. A su vez, esto altera la cantidad de espiras por fase necesario para mantener el flujo enlazado en ciertos niveles.
- Al aumentar el número de polos, se modifican las dimensiones de las ranuras del generador y la cantidad de conductores y espiras por bobina, implicando en general un aumento de los costos totales.

- El criterio de evaluación de diseño basado en la variación lineal de la tensión de alimentación del rotor no es la más adecuada, ya que no corresponde a un control real sobre el generador, entregando resultados de diseños excesivamente costosos.

4.1.4 ANÁLISIS GENERAL

4.1.4.1 RELEVANCIA DE LAS VARIABLES ANALIZADAS

Durante el proceso de diseño, las variables que más influyeron en los valores de los parámetros del modelo circuital fueron los números de pares de polos, el diámetro interior del estator y su longitud axial. Estos resultados eran esperables, debido a que estas tres variables de diseño se relacionan directamente con la transferencia de flujos y las pérdidas producidas por la máquina

El diámetro interior afecta principalmente a las dimensiones de las ranuras, mientras que la longitud axial afecta mayormente a la cantidad de flujo enlazado por las bobinas.

CRITERIOS DE RECHAZO DE DISEÑOS OBTENIDOS

Durante las simulaciones, las principales razones que obligaron a rechazar los diseños de generadores se debieron principalmente a:

- No cumplen con los requisitos de diseño en condiciones nominales.
- Se superaban las densidades de flujo máxima consideradas en los núcleos del rotor. En este caso, se evaluó considerando que el valor máximo en los núcleos era de 1,55 Tesla.
- Las dimensiones de las ranuras con valores no reales (complejos).
- Costos de materiales excesivos

Un aspecto relevante de los diseños evaluados es que en la medida que se satisfacen los criterios de evaluación, los parámetros del modelo circuital se ajustan a valores más cercanos a la realidad, según los datos encontrados en [19], [20] y [25].

Se observó que los diferentes niveles de tensión permiten ajustar fuertemente las transferencias de potencia. Los niveles de corrientes dependen en gran medida de las estrategias de control aplicadas, cruciales para disminuir las exigencias eléctricas sobre los equipos.

Se debe tener en cuenta, que el diseño aquí planteado solo considera el generador trifásico doblemente alimentado más apropiado para una aplicación eólica, pero no el resto de los equipos asociados como lo son la caja de engranajes y los convertidores, los cuales son componentes de suma relevancia a la hora de implementar el diseño.

Los convertidores asociados deben ser capaces de soportar una potencia del 30% de la potencia nominal del generador, que corresponde a un valor que ronda los 600 KW, cercanos a los valores obtenidos en el gráfico de la Figura 4.4. Además, deben generar al menos una tensión máxima como las apreciadas en la Tabla 4.10: tensión del rotor en condiciones nominales.

El tipo de caja de engranajes a utilizar, podría significar un alto costo en términos de mantención y tamaño. Sus dimensiones pueden ser ajustadas junto al de los convertidores y dependerá en gran medida del comportamiento de la red sobre el sistema, el generador y la turbina.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

De los análisis y resultados adquiridos, se obtienen las siguientes conclusiones:

Se consiguió establecer un algoritmo de diseño, basado en los principios de funcionamiento de un generador trifásico doblemente alimentado y criterios de evaluación, los cuales fueron posteriormente implementados en un programa de simulación.

Del algoritmo de diseño se pueden obtener múltiples modelos que satisfacen los requerimientos iniciales, pero que no son necesariamente los óptimos. El criterio de evaluación de costos permite comparar los modelos entre sí y escoger aquel que sea más eficiente, ya que selecciona aquel que posee un costo material inferior.

Los criterios de evaluación presentados, obedecen a la estrategia de control típica de turbinas con generadores trifásicos doblemente alimentados, los cuales podrían variar eventualmente y obligar a plantear nuevos criterios más acordes a las estrategias.

Una manera más apropiada de evaluar las características de diseño sería implementado un mecanismo de control realista sobre los parámetros del modelo circuital, que pueda entregar las exigencias máximas que se efectuarían sobre el generador.

Las variables de diseño más relevantes a la hora de identificar los parámetros del modelo circuital son el número de polos, el diámetro interno del estator y su longitud axial. Esto se debe a que alteran directamente las densidades de flujo enlazados entre los núcleos del estator y rotor, y la cantidad de material empleado.

En caso de requerimientos más específicos que los considerados en la etapa de análisis, sólo restringirían más el número de soluciones posibles, reduciendo la cantidad de simulaciones y facilitando la búsqueda de diseño apropiado para las condiciones planteadas.

Cabe destacar que el proceso de diseño implementado, no considera los efectos de las componentes armónicas de las corrientes y densidades de flujo sobre las pérdidas y torques parásitos. Este efecto adquiere gran importancia cuando se emplean corrientes de alta frecuencia.

Se puede concluir que para elaborar un algoritmo de diseño dentro una aplicación particular, es conveniente incluir las diferentes estrategias de control de los equipos asociados, de manera de conseguir equipos más eficientes para realizar un trabajo específico y a menor costo.

CAPÍTULO 6. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

- [1] Lesyani León Viltre, Shahazad Abraham & Miriam Vilaragut Llanes, *Simulación de un Generador Eólico Doblemente Alimentado*, publicación CIE, facultad de Ing. Eléctrica en la Universidad Central Marta Abreus de las Villas, Santa Clara, Cuba, 2011.
- [2] Nilsson Kristofer, *Torque Estimation of Double Fed Induction Generator using a Dynamic Model and Measured Data*, Tesis para Magister, Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Suecia, 2010.
- [3] Fernández Pedro, “Energía Eólica”, 2007 <http://libros.redsauce.net/>.
- [4] Balasubram Aniam Babypriya — Rajapalan Anita, *Modelling, Simulation and Analysis of Doubly Fed Induction Generator for Wind Turbines*, The Faculty of Electrical Engineering and Information Technology of the Slovak University of Technology, Journal of Electrical Engineering, Vol. 60, No 279-85, Bratislava, 2009.
- [5] Fraile Mora Jesús, *Electromagnetismo y Circuitos Eléctricos*, McGraw-Hil, edición 1, Capítulo 4, Madrid, España, 2005,
- [6] Montilla D’Jesús Miguel Eduardo, *Control de Parques Eólicos Offshore conectados mediante enlace de continua HVdc-LCC*, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica, España, 2010.
- [7] Cárdenas Dobson Roberto, “Modulación PWM”, apunte de Electrónica de potencia y Accionamientos, Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile, 2011.
- [8] Tapia Juan A. (Ph.D.), *Introducción al Diseño de Máquinas Eléctricas*, Universidad de Concepción, Chile, 2003.
- [9] Lucero Alday Augusto, *Taller de Diseño en Sistemas de Potencia II*, Apunte, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, 2006.
- [10] Boldea Ion, Nasar Syed A., “Induction Machines Handbook”, by CRC Press LCC, London, United Kingdom, 2004, Capítulos 4-6 y 27.

- [11] Mikel de Prada Gil, *Modelización dinámica y control de un aerogenerador de velocidad variable con una máquina de inducción doblemente alimentada* PSSTME, 2008.
- [12] Vargas Luis, *Máquinas de Inducción*, apunte de Conversión Electromecánica de la Energía, Departamento de Ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile, 2006.
- [13] Bianchi Ernesto, Apunte de *Aplicaciones Industriales de la Ingeniería Eléctrica*, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, 2009.
- [14] Emilio II Carranza Ortega, *Validación de Procedimiento de Diseño de un Motor de Inducción Mediante Prueba de Laboratorio*, Tesis para obtener el Grado de Maestro de Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, 2008.
- [15] Freire Macia Marc, *Estudio de la evolución de la curva par/velocidad de motores eléctricos de inducción desde el régimen dinámico al estático, mediante la validación del modelo teórico con los ensayos prácticos en el laboratorio*”, Proyecto final de carrera Ingeniería industrial especialidad electromecánica, Escuela Técnico Superior de Ingeniería Industrial y Aeronáuticas UPC, Barcelona, España, 2006.
- [16] Santa María Germán, Castejón Agustín, *Electrotecnia, Electricidad y Electrónica*, Editorial *Editex*, edición 1, España, 2009.
- [17] Castillo Toro Pamela Andrea, *Determinación de Rangos de operación de Generador de Inducción para aplicación en aerogenerador*, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, 2010.
- [18] Berruti Fernando, *Modelado y Control de turbinas de aerogeneradores de velocidad variable*, Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería, IEEE Transactions p74 , Motevideo – Uruguay, 2008.
- [19] Grisgshy Leo L., *The Electric Generator Handbook – Variable speed Generator*, Taylor and Francis Group - Electrical Power Engineering Series, U.S.A., 2006.
- [20] Garrido Rodriguez Bernardo, *Proyecto de Diseño de un Generador Asíncrono Doblemente Alimentado*, Memoria para optar al Título de Ingeniero Industrial, Escuela Técnica superior de Ingeniería ICAI – Universidad Pontificia Comillas, España, 2002.

- [21] Cabello A., Restrepo J., Guzmán V., Giménez M., Lara J. y Aller J., *Control Directo de Par del Motor de Inducción usando un Convertidor Puente Asimétrico*, Seminario Anual de Automática, Electrónica industrial e Instrumentación (SAAEI), Universidad Simón Bolívar, Caracas 1080A, Venezuela, 2007
- [22] Yong Chang Zhang, Zhengxi Li, Tianshi Wang, Wei Xu, Jianguo Zhu, *Evaluation of A Class of Improved DTC Method Applied in DFIG For Wind Energy Application*, paper IEEE, Faculty of Engineering and Information Technology, University of Technology Sydney, NSW 2007, Australia
- [23] Rajaji L. and Kumar C., *Neural network controller based induction generator for wind turbine applications*, Indian Journal of Science and Technology, Sathyabama University, S.K.P. Engineering College, Thiruvannamalai-600 605, India, Vol.2 No 2, 2009.
- [24] Krein P.T, Disilvestro F., Kanellakopoulos I, Locker J., *Comparative analysis of scalar and vector control methods for induction motors*, Power Electronics Specialists Conference, 1993.
- [25] Reyes Moraga Eduardo Felipe, *Control del Generador de Inducción de Doble Excitación Vía Convertidor Directo de dos Etapa*, Trabajo de Título, Universidad de Magallanes, Departamento de Electricidad, 2007
- [26] Tapia A., Tapia G., Ostolaza J.X., Saenz, J.R., *Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, Nr.2, pp. 194-204, 2003.
- [27] Wei L., Lipo T., *A novel Matrix Converter Topology with Simple Commutation*. 36th Industry Applications Society Conference. IAS 2001, Vol. 3, pp1749-1754. Chicago. USA 2001.
- [28] Chu Chia-Chi, Hung Chia-Chun, Lin Yuan-Zheng and Guey ZenJey, *Universal Field-Oriented Rotor-Side Controllers for Doubly-Fed Induction Generators*, paper IEEE,

Department of Electrical Engineering, National Tsing Hua University, HsinChu 300, Taiwan, 2009

[29] Oroño Diego, Sapio Martín, Terzano Gustavo, Vázquez Andres, *Modelo Didáctico en Simulink de un Generador Eólico basado en un DFIG*, Facultad de Ingeniería - Udelar, Montevideo, 2010.

[30] Xu Zhan, Pan Zaiping, *Influence of Different Flexible Drive Train Models on the Transient Responses of DFIG Wind Turbine*, Department of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou, China, g

[31] Muyeen S.M., Hasan Md.Ali, Takahashi R., Murata T., Tamura J., Tomaki Y., Sakahara A., *Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train model*, The Institution of Engineering and Technology, IET Renew. Power Gener., pp. 131 –141, 2007.

[32] Gamarra Rodríguez Isabel, *Control de un generador doblemente alimentado par turbinas eólicas*, Trabajo de Título, Universidad Politécnica de Cataluña Departamento de Ingeniería Electrónica, 2009.

[33] Ackermann Thomas, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

[34] Aguglia Davide, Viarouge Philippe, Wamkeue Rene, *Selection of Gearbox Ratio and Power Converters Ratings for Wind Turbines Equip With Doubly-Fed Induction Generators*, Université Laval, Quebec, Laboratoire d'Electrotechnique, d'Electronique de Puissance et de Commande Industrielle (LEEPCI), 2007

[35] Aguglia Davide, *Design Specifications for Series Connected Power Transformer in DFIG Driven Wind Turbines*, CERN, European Organization for Nuclear Research, Laval University, Quebec, 2011

- [36] Hui Li, Zhe Che, *Design Optimization and Evaluation of Different Wind Generator Systems*, Institute of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, 2007.
- [37] Foster Sara, Xu Lie, Fox Brendan, *Behaviour and Protection of doubly-fed induction generators during network faults*, Behaviour and Protection of doubly-fed, School of Electronics, Electrical Engineering and Computer Science, Queens University Belfast, 2009.
- [38] Aoyang Han, Zhe Zhang, Xianggen Yin Yang Wang, *Study of the Factors Affected the Rotor Overcurrent of DFIG during the Three-phase Voltage Dip*, DRPT2008 6-9, Nanjing, China, 2008.
- [39] Okedu K.E., Muyeen S.M., Takahashi Rion, and Junji Tamura, *Protection Schemes for DFIG Considering Rotor Current and DC-link Voltage*, Department of Electrical Engineering, The Petroleum Institute, Abu Dhabi, U.A.E, 2011.
- [40] Petersson Andreas, *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*, Tesis para optar al grado de Doctor, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, 2005.
- [41] Yang Xiu, Zong Xiang, Yang Fei ZANG Hai-yang , *A research on droop control strategy and simulation for the micro-grid*, Department of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power Shanghai ,China, 2011.
- [42] Wang Yi, Xu Lie, *Coordinated Control of DFIG and FSIG-Based Wind Farms Under Unbalanced Grid Conditions*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, no. 1, 2010.
- [43] Oroño Diego, Sapio Martín, Terzano Gustavo, Vázquez Andrés, *Generación de Energía Eólica con Máquinas Eléctricas de Inducción Doblemente Alimentadas*, Facultad de Ingeniería Udelar, Instituto de Ingeniería Eléctrica Montevideo, Uruguay, 2010.