

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
POLITÉCNICA DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL
UNEFA

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA SIMULACIÓN DIGITAL
DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TURBINAS DE VIENTO DE EJE
HORIZONTAL IMPULSANDO UN GENERADOR DE INDUCCIÓN**

Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad Nacional Experimental
Politécnica de la Fuerza Armada como requisito parcial para optar al Título de Ingeniero
Electricista

TUTOR

TESISTAS

ING. FRANCISCO GONZÁLEZ L.

BR. LUIS R. DURÁN M.

e-mail: luisr-duranm@hotmail.com

MAYO DE 2007

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
POLITÉCNICA DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL
UNEFA

FECHA: 12-05-2007

ACEPTACIÓN DEL TUTOR

Señor Coordinador de la carrera de Ingeniería Eléctrica, mediante la presente comunicación hago de su conocimiento que ante la solicitud realizada por el bachiller: Durán Molero Luis Rafael, apruebo el proyecto titulado: **“IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA SIMULACIÓN DIGITAL DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TURBINAS DE VIENTO DE EJE HORIZONTAL IMPULSANDO UN GENERADOR DE INDUCCIÓN”**.

Asimismo, acepto la tutoría del Trabajo Especial de Grado a desarrollar por los mencionados alumnos.

Francisco M. González-Longatt
C.I. V-10.758.567

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
 MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
 UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
 POLITÉCNICA DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL
 UNEFA

FECHA: Julio-2007

COMISIÓN DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Los infrascritos integrantes de la Comisión Especial del Trabajo de Grado, de la especialidad de Ingeniería Eléctrica. En cumplimiento de las disposiciones vigentes, una vez considerado el proyecto realizado por el bachiller: Durán Molero Luis Rafael, de la Especialidad de Ingeniería Eléctrica mención Potencia, cuyo título es: **IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA SIMULACIÓN DIGITAL DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TURBINAS DE VIENTO DE EJE HORIZONTAL IMPULSANDO UN GENERADOR DE INDUCCIÓN** deciden:

Aprobarlo	Rechazarlo

Observaciones: _____

Firma Profesor	Firma Profesor	Firma Profesor
Nombre del Profesor	Nombre del Profesor	Nombre del Profesor
Jefe del Departamento		

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA DEFENSA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL
POLITÉCNICA DE LA FUERZA ARMADA NACIONAL
UNEFA

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA SIMULACIÓN DIGITAL DEL
COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TURBINAS DE VIENTO DE EJE HORIZONTAL
IMPULSANDO UN GENERADOR DE INDUCCIÓN**

TUTOR

Ing. Francisco González Longatt

AUTORES

Br. Durán M. Luis

RESUMEN

El análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos de potencias se ha reducido al uso de herramientas computacionales que permiten disminuir el tiempo empleado para el estudio de éstos, sin importar su complejidad y tamaño. La integración de fuentes alternativas de energía en los sistemas de eléctricos se ha hecho más habitual hoy en día, por lo que se requiere conocer la conducta del sistema ante la incorporación de este tipo de energía. En esta investigación se considera la energía eólica como fuente alternativa, por tal razón este trabajo promueve la “Implementación de un Modulo para la Simulación Digital del Comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de Eje Horizontal Impulsando un Generador de Inducción”. Inicialmente se describe lo referente al recurso eólico, considerando los fenómenos necesarios para realizar la modelación de la velocidad del viento. Seguidamente se presenta la descripción de la turbina de viento, destacando el rotor de la misma que se encarga de convertir la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica. Después se presenta la descripción del eje mecánico el cual se encarga de recibir la potencia mecánica que sale de la turbina de viento y amortiguar los cambios repentinos que se presentan por las variaciones de la velocidad del viento introduciendo así una potencia con menos perturbaciones en el generador de inducción. Luego se presenta una descripción del Generador de Inducción el cual se encarga de transformar la energía mecánica que sale del eje en energía eléctrica. Una vez descrito los diferentes fenómenos que conforman el sistema se procede a describir el programa computacional diseñado para la simulación del comportamiento de la velocidad del viento en dirección horizontal. Así como también se explica y desarrolla detalladamente la estructura, algoritmo, ecuaciones y todas las generalidades correspondientes a la herramienta diseñada para llevar a cabo la modelación de la turbina de viento de velocidad constante acoplada al generador de inducción. Finalmente Se presentan los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones realizadas para validar el programa, como también las Conclusiones y Recomendaciones para futuros trabajos.

Palabras Clave: Simulación Dinámica de los Sistemas de Potencia, Generador de Inducción, Turbina de Viento de Velocidad Constante, Rotor Eólico.

DEDICATORIA

A mis Padres,

A mis Abuelos

A mis Hermanos,

Luis Durán

AGRADECIMIENTOS

A Dios que siempre me guió por los buenos caminos

A la virgen del Carmen, quien siempre estuvo a mi lado cubriéndome con su manto

A mis padres, abuelos y hermanos, quienes siempre me apoyaron para que siguiera adelante.

A la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional, por darme la oportunidad de llegar hasta este punto, y permitirme adquirir los conocimientos necesarios para mi formación como profesional al pasar por sus aulas de clase.

Al Ing. Francisco González por los conocimientos, apoyo y confianza que me dio para poder realizar este Trabajo Especial de Grado bajo su tutela

A los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Ing. Arturo Hernández, Ing. Rubén Terán, Ing. Frednides Guillen y a la señora Yudith quienes me han brindado gran ayuda desde el momento que llegue a este Departamento.

A los amigos que estuvieron conmigo en las buenas y malas, en especial a mis compañeros Omar y Marco quienes siempre me impulsaron a seguir ante las peores dificultades.

Luis Durán

ÍNDICE GENERAL

ACEPTACIÓN DEL TUTOR	ii
COMISIÓN DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	iii
RESUMEN	iv
DEDICATORIA	v
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
El Problema.....	3
1.1 Planteamiento del Problema	3
1.2 Objetivos.....	11
1.2.1 Objetivo General	11
1.2.2 Objetivos Específicos	12
1.3 Justificación	12
1.4 Alcances.....	13
1.5 Limitaciones	14
Marco Teórico.....	15
2.1. Estudios Previos.....	15
2.2. Naturaleza del Viento	18
2.2.1. Naturaleza de la Turbulencia.....	21
2.2.2. Capa Límite	23
2.2.3. Intensidad de Turbulencia	26
2.2.4. Intensidad de Turbulencia Normalizada.....	27
2.2.5. Espectro de Turbulencia	30
2.2.6. Escalas de Longitud y Otros Parámetros.....	31
2.2.7. Escala de Longitud Normalizada.....	32
2.2.8. Sombra de la Torre	34
2.2.9. Representación Estocástica del Viento.....	37
2.3. Filtrado de la Velocidad del Viento.....	45
2.4. Aerogenerador	46

2.4.1. Partes que conforman una Aerogenerador.....	46
2.4.2. Sistema Aerodinámico	48
2.4.3. Rotor Eólico	48
2.4.4. Modelo del Eje	68
2.4.5. Caja Convertidora.....	70
2.5. Máquinas de Inducción.....	72
2.5.1. Principio de Funcionamiento de Las Máquinas de Inducción [76]	73
2.5.2. Generador de Inducción [75].....	74
2.5.3. Generador de Inducción de Rotor de Jaula de Ardilla.....	75
2.5.4. Construcción del Generador de Inducción	75
2.5.5. Funcionamiento General del Generador de Inducción	76
2.5.6. Circuito Equivalente en “T” del Generador de Inducción.....	77
2.5.7. Circuito Equivalente En “C” del Generador de Inducción.....	81
2.5.8. Circuito Equivalente “C” del Generador de Inducción Aproximado Con Ajuste de Tensión [76]	82
2.5.9. Pérdidas en las Máquinas de Inducción.....	83
2.5.10. Dependencia Capacitiva y Excitación del Generador de Inducción	83
2.5.11. Características de Torque Velocidad Del Generador de Inducción	85
2.5.12. Deslizamiento del Generador de Inducción	86
2.5.13. Potencia Reactiva.....	87
2.5.14. Potencia Activa	88
2.5.15. Diagrama de Círculo.....	89
2.5.16. Sistema por Unidad en Máquinas Asíncronas	90
1.6 Modelo Dinámico de la Maquina de Inducción.....	92
Marco Metodológico.....	95
3.1. Metodología a Emplear.....	95
3.2. Fases de la Investigación	95
Implementación.....	97
4.1. Generalidades	97
4.2. Consideraciones del Análisis Dinámico en Sistemas de Potencia.....	99
4.3. Modelación del Aerogenerador	104
4.3.1. Modelación del Rotor Eólico.....	105
4.3.2. Modelo del Eje	108
4.3.3. Modelo del Generador con Rotor Jaula de Ardilla.....	109

4.4. Programa SimSP	111
4.4.1. Arquitectura de SimSP	114
4.4.2. Estructura de datos	119
Procesos	123
4.4.3. Procedimiento de lectura de Entrada de Datos	126
4.4.4. Calculo de las Condiciones Dinámicas del Sistema	127
4.4.5. Integrador	130
4.4.6. Salida	132
4.5. Implementación del Módulo GIJA	133
4.5.1. Estructura de datos	135
4.5.2. Procesos	140
4.5.3. Salida	149
Caracterización y Validación	152
5.1. Generalidades	152
5.2. Sistema de Prueba	154
5.3. Sub-módulo del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla	155
<i>Disminución de Potencia Mecánica</i>	168
5.4. Sub-Módulo del eje	180
5.5. Sub-módulo de Turbina de Viento Velocidad Constante	191
5.6. Validación del Módulo en estudio	196
Capítulo VI	202
Conclusiones y Recomendaciones	202
6.1. Conclusiones	202
6.1.1. Generalidades	202
6.1.2. Modelación e Implementación	203
6.1.3. Validación	206
6.2. Recomendaciones	207
6.3. Trabajos a Futuro	208
Referencias Documentales	209
Anexos	216

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Parques Eólicos a ser Implementados en la Península de Paraguaná	6
Figura. 2. Diferentes Tipos de Sistemas de Generación de Turbinas de Viento	7
Figura. 3. Sistemas de Generación Empleados en Turbinas de Viento	8
Figura 4. Escalas Características de Tiempo para Procesos Atmosféricos	19
Figura 5. Espectro de Velocidad Horizontal del Viento Trazado por van der Hoven	20
Figura 6. Intensidad de turbulencia para Varios Estándares	29
Figura 7. Comparación de Espectros de la Turbulencia Normalizados. Velocidad del viento 10m/s, rugosidad de 0.001m	33
Figura 8. Comparación de Espectros de la Turbulencia Normalizados. Velocidad del viento 25m/s, rugosidad de 0.001m	34
Figura 9. Efecto de la sombra de la Torre sobre el Viento Horizontal	35
Figura 10. Torque Normalizado Afectado por la Sombra de la Torre	37
Figura 11. Grafica Ilustrativa Genérica de la Componente de Rampa para la Velocidad del Viento.....	40
Figura 12. Grafica Ilustrativa Genérica de la Componente de Ráfaga para la Velocidad del Viento.....	41
Figura 13. Grafica Ilustrativa de la Señal de Ruido Aleatorio que Proporciona la Turbulencia	41
Figura 14. Filtro Pasa bajo	46
Figura 15. Componentes de un Aerogenerador	47
Figura 16. Esquema Básico de una Turbina de Viento	49
Figura 17. Disminución de la Velocidad Luego de Pasar por la Turbina	51
Figura 18. Partes de la Pala	52
Figura 19. Coeficiente de Potencia Mecánico y Eléctrico	53
Figura 20. Rendimiento y Flujo de Potencia a Plena Carga de un Aerogenerador de 1 MW. Los Rendimientos Incluidos son Estimados	53
Figura 21. Comparación de Dos Perfiles de Palas. NACA44.....	54
Figura 22. Esquema para Operación de: (a) Pala Estacionaria, (b) Situación Operacional, (c) Diagrama de Fuerzas	54
Figura 23. Ilustración de las Condiciones de Viento Alrededor de la Pala.....	57
Figura 24. Coeficiente de Potencia C_p para Varios Angulos	59
Figura 25. Potencia Mecánica Contra la Velocidad Rotacional de Turbinas con Velocidad Variable y con Velocidad Fija para Varias Velocidades de Viento (4-16 m/s)	60
Figura 26. Modelo de Cinco Masas	62

Figura 27. Modelo de Tres Masas.....	62
Figura 28. Modelo de Dos Masas	62
Figura 29. Modelo de Una Sola Masa.....	63
Figura 30. Modelo de Tres Masas para Turbina de Viento	63
Figura 31. Comparación entre Curva Real $C_p=F(v_w)$ y Curva Aproximada $C_p=P_n(v_w)$...	65
Figura 32. Modelo Tridimensional de las Dos Masas.....	68
Figura 33. Caja Convertidora.....	71
Figura 34. Circuito Equivalente de una Maquina de Inducción Trifásica en Secuencia Positiva Bajo Operación Balanceada	78
Figura 35. Circuito Equivalente ‘C’ de una Maquina de Inducción Trifásica en Secuencia Positiva Bajo Operación de Balance	81
Figura 36. Curvas de la Potencia Mecánica en Función del Deslizamiento	87
Figura 37. Curvas de la Potencia Reactiva en Función del Deslizamiento.....	88
Figura 38. Curvas de la Potencia Activa en Función del Deslizamiento	89
Figura 39. Representación del Diagrama de Círculo de la Máquina de Inducción.....	90
Figura 40. Representación Simple de una Maquina de Inducción para Análisis Transitorio	93
Figura 41. Circuito Equivalente de la Maquina de Inducción En Estado Estable, con Secuencia Positiva	94
Figura 42. Bandas de Frecuencia y Escala de Tiempo de Varios Fenómenos Dinámicos en Sistemas de Potencia	100
Figura 43. Interconexión entre los dispositivos dinámicos y la red.....	103
Figura 44. Representación General de la Turbina de Viento de Velocidad constante Impulsando un Generador de Inducción	104
Figura 45. Modelo del Rotor de un Aerogenerador	105
Figura 46. Modelo de Dos Masas de Eje	108
Figura 47. Esquema Básico del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla	109
Figura 47. Esquema general de SimSP	114
Figura 49. Modelo Estructura de Datos de NAME_TEST_CASE.....	119
Figura 50. Modelo de Estructura de Datos de Máquinas Asíncronas	120
Figura 51. Diagrama de Flujo Simplificado de SimSP	125
Figura 52. Esquema Generalizado de la Filosofía de Funcionamiento de la Subrutina <i>Load_Data_Files</i>	126
Figura 53. Estructura de la Matriz Dinámica.....	128
Figura 54. Modelo Estructura de Datos de <i>Load_Data_WECS</i>	135
Figura 55. Modelo de Estructura de Datos <i>Data_Turb</i>	136

Figura 56. Modelo de Estructura de Datos <i>Data_Const</i>	137
Figura 57. Modelo de Estructura de Datos <i>Data_poly</i>	138
Figura 58. Modelo de Estructura de Datos <i>Data_filter</i>	139
Figura 59. Modelo de Estructura de Datos <i>Dta_shaft</i>	139
Figura 60. Estructura General del Módulo GIJA.....	140
Figura 61. Estructura General del Modelo del Filtro	142
Figura 62. Estructura General del Modelo del Rotor.....	143
Figura 63. Comparación Entre la Curva Generada por los Datos Tabulados y el Polinomio de aproximación para la Turbina N80/2500kW.....	144
Figura 64. Estructura General del Modelo del eje	146
Figura 65. Estructura general del modelo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla	148
Figura 66. Disposición de las Salidas dentro del Programa GIJA	149
Figura 67. Vista del Archivo <i>Dynamics_IG_Results.xls</i>	151
Figura 68. Circuito Representativo de los Parámetros de la Simulación.....	154
Figura 69. Modelo de la maquina de inducción.....	155
Figura 70. Modelo de la Maquina de Inducción	156
Figura 71 Caja de Dialogo	158
Figura 72.Zona de Operación como Generador, Motor y Freno de la Maquina de Inducción	163
Figura 73. Corriente en terminales deslizamiento para diferentes valores de tensión	164
Figura 74. Potencia activa deslizamiento para diferentes valores de tensión	164
Figura 75. Potencia reactiva deslizamiento para diferentes valores de tensión	165
Figura 76. Corriente en terminales deslizamiento para diferentes valores de tensión	165
Figura 77. Pantalla donde se muestran los puntos de operación de la maquina de inducción para diferentes cambios de potencia.....	166
Figura 78. Cambio de Potencia Mecánica (Disminución)	169
Figura 79. Potencia Eléctrica con Disminución de Potencia Mecánica.....	170
Figura 80 Potencia Reactiva. (Disminución Potencia Mecánica).....	171
Figura 81 Deslizamiento (Disminución Potencia Mecánica).....	172
Figura 82 Velocidad (Disminución Potencia Mecánica)	172
Figura 83 Cambio de Potencia Mecánica (Aumento).....	174
Figura 84 Potencia Eléctrica (Aumento de Potencia Mecánica).....	174
Figura 85 Potencia Reactiva (Aumento de Potencia Mecánica).....	175
Figura 86 Deslizamiento (Aumento de Potencia Mecánica).....	176
Figura 87 Velocidad (Aumento de Potencia Mecánica)	176

Figura 88. Corriente en Terminales del Corto Circuito	178
Figura 89. Voltaje en Terminales del Corto Circuito.....	178
Figura 90. Potencia Eléctrica del Corto Circuito	178
Figura 91. Potencia Reactiva del Corto Circuito	179
Figura 92. Deslizamiento del Corto Circuito	179
Figura 93. Velocidad del Corto Circuito.....	179
Figura 94. Bloque Representativo del Eje	180
Figura 95. Diagrama Esquemático del Modelo del Eje	181
Figura 96. Diagrama Esquemático del Modelo Dinámico de la Velocidad de la Turbina de Viento.....	181
Figura 97. Diagrama Esquemático del Modelo Dinámico del Torque del Eje	182
Figura 98. Cambio de Potencia Mecánica (Disminución)	184
Figura 99. Potencia Eléctrica (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).....	184
Figura 100. Potencia Reactiva (Disminución de Potencia Mecánica con Eje)	185
Figura 101. Deslizamiento (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).....	186
Figura 102. Velocidad (Disminución de Potencia Mecánica con Eje)	186
Figura 103. Cambio de Potencia Mecánica (Aumento).....	188
Figura 104. Potencia Eléctrica (Aumento de Potencia Mecánica con Eje)	188
Figura 105. Potencia Reactiva (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).....	189
Figura 106. Deslizamiento (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).....	189
Figura 107. Velocidad (Aumento de Potencia Mecánica con Eje)	190
Figura 108. Coeficiente de Potencia Versus Razón de Velocidad de Punta	192
Figura 109. Modelo de la Turbina de Viento Implementado en SIMULINK.....	193
Figura 110. Coeficiente de Potencia C_p Versus Razón de Velocidad de Punta λ de la Turbina de viento de Velocidad Constante en Estudio	194
Figura 111. Cambio en la Velocidad del Viento (Disminución)	194
Figura 112. Potencia Mecánica (Disminución de la Velocidad del Viento).....	195
Figura 113. Cambio en la Velocidad del Viento (Aumento)	195
Figura 114. Potencia Mecánica (Aumento de la Velocidad del Viento).....	196
Figura 115. Serie de tiempo de la velocidad del viento conseguida a partir de la Tesis Doctoral denominada ‘ <i>Modelling and Impact on Power System Dynamics</i> ’	197
Figura 116. Potencia Mecánica	197
Figura 117. Potencia Eléctrica	198
Figura 118. Potencia Reactiva	198
Figura 119. Potencia deslizamiento	198

Figura 120. Potencia deslizamiento	199
Figura 121. Curvas de Potencia Patrón	200
Figura 122. Efecto de Sombra Sobre la Potencia Eléctrica	214

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de Longitud de Rugosidad, Z_o , para Varios Tipos de Ambiente	28
Tabla 2. Valores Aproximados de la Curva de Potencia	67
Tabla 3. Parámetros Necesarios para la Modelación del Rotor por Funciones Aproximantes	108
Tabla 4. Parámetros Necesarios para la Modelación del Rotor por Polinomios Aproximantes.....	108
Tabla 5. Parámetros Necesarios para la Modelación del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla	113
Tabla 6. Subrutinas Dentro SimSP	116
Tabla 7. Valores que Puede Tomar el Argumento NVIA.....	117
Tabla 8. Módulos Contenidos en SimSP	118
Tabla 9. Tipos de Máquinas de Inducción_	120
Tabla 10. Tipo de Modelado a Simular y su Respectivo Símbolo.....	136
Tabla 11. Tipo de Turbina y Símbolo que la Representa.....	136
Tabla 12. Modelo y Marca de la Turbina que se Desea Simular_.....	137
Tabla 13. Residuos Conseguídos para Polinomios de Diferente Orden	144
Tabla 14. Polinomio de Aproximación de los Diferentes Tipos de Turbina.....	145
Tabla 15. Parámetros del Sistema Exterior	154
Tabla 16. Definición de Subíndices	156
Tabla 17. Definición de Parámetros de la Maquina de Inducción	157
Tabla 18. Definición de las Salidas del Modulo de la Maquina de Inducción.....	161
Tabla 19. Parámetros del Generador de Inducción	161
Tabla 20. Condición de Operación Según Rangos de Deslizamiento.....	163
Tabla 21. Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Motor	166
Tabla 22. Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Generador.....	167
Tabla 23. Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Motor	167
Tabla 24. Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Generador.....	167
Tabla 25. Errores Conseguídos Bajo Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Motor	167
Tabla 26. Errores Conseguídos Bajo Cambios de Potencia Mecánica en Régimen de Generador.....	167
Tabla 27. Valores Obtenidos de la Curva Patrón de SIMULINK.....	173
Tabla 28. Valores Obtenidos de las Curvas en Estudio de MATLAB.....	174

Tabla 29. Diferencia Existente Entre las Curvas de SIMULINK y las Creadas con MATLAB.....	175
Tabla 30. Valores Obtenidos de las Curvas Patrón de SIMULINK	176
Tabla 31. Valores Obtenidos con las Curvas en Estudio de MATLAB.....	177
Tabla 32. Diferencia Existente Entre las Curvas de SIMULINK y las Creadas con MATLAB.....	177
Tabla 33. Parámetros del Eje	182
Tabla 34. Parámetros del Generador de Inducción	182
Tabla 35. Valores Obtenidos de SIMULINK	187
Tabla 36. Valores Obtenidos de MATLAB	187
Tabla 37. Diferencia Existente entre las Curvas de SIMULINK y las Creadas con MATLAB.....	187
Tabla 38. Valores Obtenidos de SIMULINK	190
Tabla 39. Valores Obtenidos de MATLAB	190
Tabla 40. Diferencia Existente Entre las Curvas de SIMULINK y las Creadas con MATLAB.....	191
Tabla 41. Características para la Simulación de una Turbina de Viento	193
Tabla 42. Puntos Críticos Tomados en las Graficas	197
Tabla 43. Valores Obtenidos de las Curvas de Creadas con SIMULINK	199
Tabla 44. Valores Obtenidos con las Curvas Creadas en MATLAB.....	199
Tabla 45. Error Obtenido de la Curva Patrón con Respecto a la Creada en esta Investigación	200

INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una de las fuentes de energía que ha tenido un mayor crecimiento en los últimos años, presentando un crecimiento en forma exponencial lo cual se podría atribuir como una respuesta a la amenaza latente de escasez de recursos energéticos tradicionales, tales como hidrocarburos, combustibles fósiles, manantiales hídricos, entre otros, así como de su posible agotamiento en un período relativamente mediano de tiempo [1]. Por otro lado, la forma en la cual ha ido creciendo este tipo de energía radica principalmente en las características de obtención de la misma, donde se puede destacar: su escasa repercusión sobre el medio ambiente, los recursos eólicos se encuentran repartidos de una manera bastante uniforme por todo el mundo y por último se podría señalar que las instalaciones requieren una escasa inversión inicial [2].

Actualmente en la República Bolivariana de Venezuela se han estado realizando una serie de estudios con la finalidad de encontrar los posibles puntos potenciales para la explotación de este tipo de energía, donde se puede acotar que recientemente se obtuvo un diagnóstico inicial de potencial eólico en Venezuela. Y en particular algunas investigaciones efectuadas en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UNEFA (DIE-UNEFA) ha logrado diagnosticar tres grandes zonas con potencial eólico en cantidad suficiente para la explotación comercial: Juraba estado Zulia, La Asunción estado Nueva Esparta y Coro estado Falcón [3], [4]; e incluso a efectuado una propuesta para el desarrollo de un parque eólico en la Isla de Margarita [8].

Con tales demostraciones, se puede afirmar que en un futuro la creación de distintos parques eólicos en Venezuela será una realidad. Estos parques eólicos a escala comercial estarán conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), siendo sumamente importante para la operación, control y seguridad evaluar el impacto que estas nuevas tecnologías pueden producir; particularmente en el caso de Venezuela debido a que la integración de este tipo de fuentes no ha sido previsto, junto al hecho de que se presente un comportamiento particular.

En tal sentido estudios comprensivos sobre el impacto de la integración de energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia (considerados tradicionales) deberán ser emprendidos en el futuro cercano. Sin embargo, aunque en el presente existen una serie de herramientas computacionales para el análisis de sistemas de potencia, muy bien

desarrolladas, los costos asociados a estas son elevados. Tomando esto en consideración y en la búsqueda de la independencia tecnológica, se ha considerado el desarrollo de herramientas computacionales en el análisis de sistemas de potencia. De hecho, como producto de la tesis doctoral del Prof. Francisco M. González-Longatt, se ha implementado un programa computacional para el estudio de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia integrando fuentes de generación distribuidas incluyendo tecnologías consideradas no tradicionales.

En los actuales momentos se ha decidido emprender la implementación de un módulo a ser incorporado al programa ya mencionado, que simule el comportamiento de los novedosos aerogeneradores; y por ello, este documento versa sobre el proyecto de trabajo especial de grado titulado “Implementación de un Módulo para la Simulación Digital del comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de eje Horizontal Impulsando Generadores de Inducción”.

Este documento está constituido por seis capítulos. En el primero de ellos, se presenta el problema que motiva la realización de la investigación, los objetivos que se han establecido para poder llevar a cabo las metas planteadas, así como lo que justifica y limita el trabajo desarrollado. En el segundo capítulo son presentados los antecedentes y soportes teóricos que facilitaran el desarrollo de la investigación, en el capítulo tres se indica la metodología que se va a emplear en el progreso del plan establecido. En el Capítulo cuatro se muestra como fue implementado el programa diseñado y se realiza una explicación detenida de todos aquellos elementos que componen el programa y toda la estructura de éste mismo.

En el Capítulo cinco se exhiben un conjunto de aplicaciones y gráficas que permiten el entendimiento del comportamiento de la turbina de viento de eje horizontal con generador doblemente alimentado. Finalmente el Capítulo seis donde se realizaron las Conclusiones y Recomendaciones que se generaron de la investigación.

Capítulo I

El Problema

1.1 Planteamiento del Problema

Durante las últimas décadas del siglo XX se ha incrementado el uso de energías alternas proveniente de los recursos naturales del planeta, en respuesta a la amenaza latente de escasez de recursos energéticos tradicionales, tales como hidrocarburos, combustibles fósiles, manantiales hídricos, entre otros, así como de su posible agotamiento en un período relativamente mediano de tiempo [1]. Se puede resaltar que la potencia eólica instalada en el mundo ha crecido de manera exponencial [2].

Este proceso ha sido muy significativo en Europa, donde la potencia eólica ha crecido un 40% durante los últimos seis años [2], [5], [6], pero también ha podido observarse un crecimiento significativo en otros lugares del planeta como España, Alemania, Holanda, Estados Unidos, China, India y algunos otros sitios como Suramérica.

Por otro lado, se puede decir que los avances tecnológicos han tenido una gran repercusión en éste crecimiento, debido a que a medida que pasa el tiempo, los estudios sobre el aprovechamiento óptimo de la energía cinética proveniente de las corrientes de viento, y la economía de construcción e instalación de los aerogeneradores promueven la instalación de nuevos parques eólicos que compitan en cuanto a factibilidad económica respecta con otras fuentes de energía ya sean llamadas clásicas o alternativas [2]. Tomando en cuenta los grandes problemas existentes en el planeta debido al deterioro de de la capa de ozono y el medio ambiente circundante, por causa de las emisiones toxicas desprendidas de diferentes procesos industriales, se podrían resaltar varias razones por las cuales se explica el rápido crecimiento de esta fuente de energía [1]:

- Una de las principales causas por las cuales se ha implementado el uso de energía eólica en diferentes países, es por su *escasa repercusión sobre el medio ambiente*. Las medidas adoptadas varían dependiendo del país [2], [7]. Entre ellas se encuentran los subsidios a la generación eólica, el apoyo a la investigación, y la obligación por parte de las compañías eléctricas de permitir la instalación de nuevos parques y comprar su producción [2].

- Los recursos eólicos *están repartidos de una manera bastante uniforme por todo el mundo*, al contrario que los combustibles fósiles. Recientemente la instalación de parques en el mar ha permitido aprovechar un potencial que hasta hace poco permanecía inaccesible [2].
- Las *instalaciones requieren una escasa inversión inicial*, comparada con las centrales clásicas, lo cual favorece su instalación en países en vía de desarrollo [2].

Hoy en día se le da una gran importancia a lo que con temas ambientalistas respecta debido a la gran cantidad de cambios que se han presentado a medida que el hombre ha influido en los procesos naturales y el comienzo del crecimiento de la industrialización, por tal motivo, el 16 de Febrero de 2005 entró en vigencia el Protocolo de Kyoto, acuerdo internacional derivado de la Convención de Cambios Climáticos, suscrita en la Conferencia de Naciones Unidas, celebrada en Río de Janeiro en 1992[4]. El Protocolo de Kyoto persigue hacer que los países disminuyan sus emisiones de gases contaminantes a la atmósfera (5% de los gases causantes del efecto invernadero, durante su primera fase, que comprende el período de 2008 a 2012), así como establecer dispositivos orientados a disminuir la contaminación del aire, mediante la ejecución de políticas, que promuevan el uso de tecnologías no contaminantes [8]. Este Protocolo presenta como objetivo principal parar el calentamiento global del planeta, el cual es uno de los principales causantes del deshielo y disminuir la destrucción de la capa de ozono.

En el caso particular de Venezuela, el 7 de diciembre de 2004, en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 38.081 se publicó la Ley Aprobatoria del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático a fin de aprobar en todas sus partes y para que surta efectos internacionales en cuanto a la República Bolivariana de Venezuela se refiera, el "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", adoptado en la ciudad de Kyoto-Japón, el 11 de diciembre de 1997. En virtud de esta Ley el gobierno Venezolano se compromete a elaborar políticas y medidas de conformidad con sus circunstancias nacionales, entre las que destacan [4]:

Fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional.

Investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía, de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías avanzadas y novedosas que sean ecológicamente racionales.

Es importante acotar que en Venezuela existe la posibilidad inmediata de utilizar fuentes alternas renovables de energía, por cuanto dispone de un gran potencial de recursos que posibilitan que estas fuentes se incorporen a la oferta energética del país. [1]. En tal sentido, el plan de negocios 2005-2012 de Petróleos de Venezuela se vislumbran proyectos energéticos puntuales que han comenzado a poner sobre el tapete a las fuentes eólica, solar y celdas de combustible para el sector transporte. El comité de Políticas Petroleras Nacionales del Ministerio de Energía y Petróleo trabaja actualmente en el diseño del balance energético de la nación, según informó Iván Orellana, director de Petróleos de Venezuela y líder del comité. Este esquema privilegia el uso del gas natural y los proyectos eólicos en zonas de difícil acceso, como las islas y algunos puntos de occidente [9].

En cuanto al aprovechamiento de la energía eólica respecta, ya se prevé la instalación de cinco parques eólicos en los archipiélagos Los Roques y Los Monjes y en las islas La Tortuga, La Orchila y La Blanquilla [4], [9] estos parques se sumarían a dos desarrollos planificados en La Guajira estado Zulia, y Paraguaná estado Falcón, la única zona del país donde, según la directiva del holding estatal, se generan vientos durante todo el transcurso del año. [4].

Estos dos planes son los más adelantados, pues ya fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Petróleo. De hecho para el presente año (2006) se ha hecho público que se concluyó el estudio de vientos en la zona [4], indicando que más del 95% del tiempo el viento se mantiene a velocidades promedios entre 30 km/h y 40 km/h (8.3 m/s a 11.1m/s) a distintas alturas [28], [29].

Ya se comenzó el desarrollo de los parques eólicos en Paraguaná, los datos certificados que permitieron diseñar un plan para la generación que tiene previsto instalar cincuenta unidades de 2 MW cada una para totalizar 100 MW, interconectados por una subestación, la cual enviará esta energía a la Planta Josefa Camejo [29], estima que entren en funcionamiento en el primer trimestre del 2009 [28]. Las turbinas a utilizar serán de tercera generación, mucho más silenciosas y con bajos periodos de giro, disminuyendo así el impacto ambiental [29]. El proyecto de energía eólica de Paraguaná también

consolidará el turismo en la zona, ya que está previsto el acondicionamiento de desarrollos turísticos alrededor del parque eólico [29]. Además esta energía alternativa se empleará para la siembra, procesamiento e industrialización de 200 hectáreas de sábila. La cosecha será de 16 mil toneladas de pencas al año para una producción de 128 toneladas por año de polvo concentrado de aloe vera [28].

Se trata de un programa que se pretende instalar en diversos espacios venezolanos como la Península de la Guajira, en las riberas del Orinoco, y en todas las islas venezolanas como la de Margarita, La Orchila y La Tortuga.

De tal modo, es evidente que a mediano plazo, aparecerán algunos parques eólicos conformando plantas de generación distribuida a futuro, y serán interconectados con el Sistema Eléctrico Nacional. Estas plantas estarán conformadas por decenas de aerogeneradores, transformando la energía cinética contenida en las corrientes de viento finalmente en energía eléctrica [4], [14].

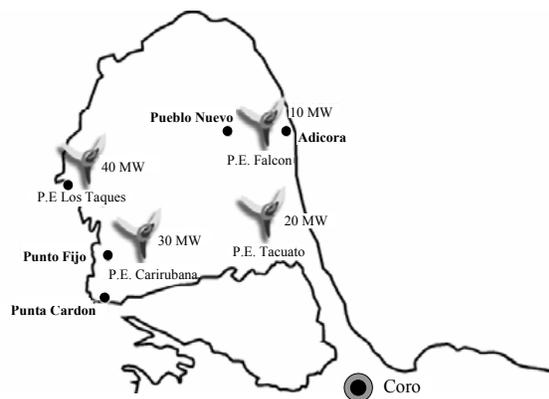


Figura 1. Parques Eólicos a ser Implementados en la Península de Paraguaná [4], [11].

Tradicionalmente las turbinas de viento empleadas en aerogeneradores han sido clasificadas en función de la velocidad rotacional: unidades de velocidad rotacional fija y de velocidad rotacional variable [15]. En las unidades a velocidad fija, el generador es directamente acoplado a la red principal de suministro. La frecuencia de la red determina la velocidad rotacional del generador y entonces la del rotor. La baja velocidad de rotación del rotor de la turbina es trasladada a la velocidad rotacional del generador por una caja convertidora de velocidad con una relación de transmisión dada. La velocidad del generador depende del número de pares de polos y de la frecuencia eléctrica de la red

[16]. En las unidades a velocidad variable, el generador es conectado a la red a través de un convertidor electrónico de potencia, o el devanado de excitación del generador, es alimentado por una frecuencia externa desde un inversor. Por ende la velocidad de rotación del generador y la del rotor está desacoplado de la frecuencia de la red, el rotor puede operar con velocidad variable ajustada para la situación actual de velocidad de viento [4], [16]. En la actualidad la mayoría de los sistemas existentes pueden ser clasificados en la siguiente forma [16] (ver Figura 2):

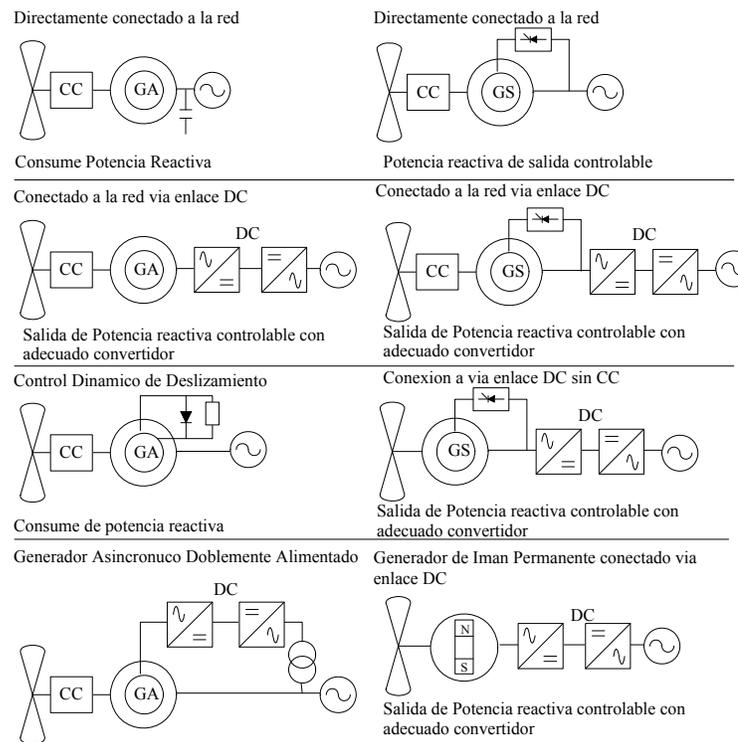


Figura. 2. Diferentes Tipos de Sistemas de Generación de Turbinas de Viento [16]

1. Turbinas de viento con velocidad rotacional fija directamente acoplados a la red.
 - a. Turbinas de viento con generador asincrónico.
 - b. Turbinas de viento con generador síncronico.
2. Turbinas de viento con velocidad rotacional parcial o totalmente variable.
 - a. Generador síncronico o asincrónico con convertidor en el circuito principal de potencia.

b. Generador asincrónico con control de deslizamiento.

c. Generador asincrónico con convertidores en cascada sobre un subsincrónico.

Actualmente, tres tipos de turbinas de viento están comercialmente en el mercado. La principal diferencia entre los tres conceptos está en el sistema de generación y la vía en la cual la eficiencia aerodinámica del rotor es limitada durante vientos de alta velocidad. Casi todas las turbinas de viento instaladas en el presente usan uno de los siguientes sistemas [13], mostrados en la Figura 3.

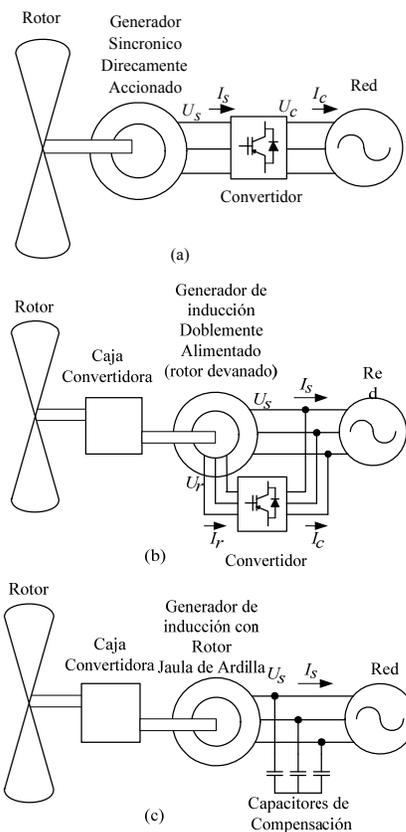


Figura 3. Sistemas de Generación Empleados en Turbinas de Viento [15]

Generador síncrono directamente impulsado.

Generador de inducción doblemente alimentado (rotor bobinado).

Generador de inducción con rotor de jaula de ardilla.

En primer lugar se tiene el generador síncrono directamente acoplado, el generador es completamente desacoplado de la red por un convertidor electrónico de potencia [13]

[14]. Además este generador es excitado ya sea usando un devanado de excitación o imanes permanentes [15].

En segundo lugar se tiene el generador de inducción doblemente alimentado o rotor bobinado, el cual es fabricado con un arrollado trifásico con el mismo número de polos que el estator, por consiguiente se puede acceder a las bobinas rotóricas a través de la colocación de anillos deslizantes y puede, por tanto, controlarse la corriente rotórica. Es decir, las interrelaciones estator – rotor ya no dependen únicamente del acoplamiento magnético de los circuitos sino que, adicionalmente, existirá una variable adicional de control a través de las corrientes rotóricas. Dada la posibilidad de control de las corrientes rotóricas en el Generador de inducción doblemente alimentado (rotor bobinado), sus estatores siempre son conectados a la red AC en forma directa [18]. Estos son usados en turbinas de viento de velocidad variable. Para permitir la operación a velocidad variable, la velocidad mecánica del rotor y la frecuencia eléctrica de la red deben ser desacoplados [16]. Es empleada para este fin la electrónica de potencia.

Con respecto al último tipo, los generadores de inducción con rotor de jaula de ardilla simple, se puede decir que actualmente cerca del 90% de los generadores conectados a redes eléctricas de transmisión a nivel mundial utilizan generadores de inducción con rotor de jaula de ardilla [17], [18]. Éstos poseen un rotor hecho con barras de cobre o aluminio cortocircuitadas por lo que, al no existir ningún acceso al circuito rotórico, las interrelaciones estator-rotor se realizan únicamente por vía del acoplamiento magnético [17]. Para el caso del generador de inducción con rotor de jaula de ardilla, la conexión directa a la red es la más utilizada [18]. En este existe un deslizamiento entre la velocidad sincrónica y la del rotor, de ahí que la velocidad del rotor del generador de jaula de ardilla varíe con el valor de potencia generada. Esas variaciones en la velocidad del rotor, sin embargo son muy pequeñas, aproximadamente 1 a 2%. De tal modo que este tipo de turbina es normalmente referida como una turbina de velocidad constante o de velocidad fija. Se debe mencionar que el generador de inducción de rotor del tipo jaula de ardilla puede frecuentemente trabajar a dos diferentes (pero constantes) velocidades por el cambio en el número de polos del devanado estatórico. Un generador de inducción siempre consume potencia reactiva. En la mayoría de los casos, esto es indeseable, particularmente en el caso de grandes turbinas de viento en redes débiles. De tal modo, el consumo de potencia reactiva del generador de inducción con rotor de jaula de ardilla es

casi siempre parcial o completamente compensado por capacitores a fin de lograr un factor de potencia cercano a uno [13], [14].

Aunque el aerogenerador basado en turbinas de viento de eje horizontal impulsando una máquina de inducción como generador, es la más antigua de las tecnologías empleadas en parques eólicos comercialmente a nivel mundial [13], representa un mecanismo maduro, confiable y robusto de producir electricidad desde el viento.

En tiempo reciente el gobierno de la República Bolivariana de Venezuela ha prestado especial interés en promover la innovación, y búsqueda de nuevas tecnologías con la finalidad de fomentar la eficiencia energética en los sectores pertinentes de la economía nacional y el aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía [4].

De modo que es posible que turbinas de viento basadas en generadores de inducción sean integrados al Sistema Eléctrico Nacional en un futuro no muy lejano como una fuente distribuida de generación. Bajo este escenario es importante para la planificación, operación y control de manera económica y segura del sistema eléctrico de potencia que se acometan estudios que incluyan esta tecnología. Con la finalidad de cuantificar el impacto que en el futuro estas nuevas formas de generación puede efectuar en el sistema eléctrico nacional, se requiere de nuevas y adecuadas herramientas la simulación computarizada.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE) de la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada (UNEFA) conciente del importantísimo rol de la investigación dentro de la Universidad, como actividad del proceso creativo y metodológico orientado a la búsqueda y aplicación de soluciones innovadoras a problemas de la sociedad, por medio de la creación, la adaptación, o perfeccionamiento en el área de la ciencia y la tecnología, y más aun en pro del logro de un mejor nivel de calidad de vida en la República Bolivariana de Venezuela, ha efectuado trabajos de investigación; tendentes a cumplir con su responsabilidad con el país [4]. Destaca investigaciones efectuadas sobre el uso potencial de fuentes alternas de energía y generación distribuida en Venezuela, con especial énfasis en el desarrollo de herramientas computacionales para el análisis del desempeño de estos novedosos sistemas de energía. Vale mencionar:

- Chacon F. *“Diseño e Implementación de una Herramienta Computacional en Matlab™ para el calculo de Flujo de Potencia en Redes de Distribución con*

Generación Distribuida”. Trabajo especial de Grado para optar al título de ingeniero electricista. UNEFA 2006 [19].

- Gavoskis E., Bolivar M. “*Implementación de un Programa para el Calculo de Flujo de Potencia que Incluya los Modelos para la Simulación de Granjas de Viento*” [20]. Trabajo especial de Grado para optar al título de ingeniero electricista. UNEFA 2006. A fin de establecer las condiciones de operación en estado estable de las fuentes de energía cuando sean introducidas en el sistema eléctrico Venezolano [21].
- Méndez J., Villasana R. “Análisis de Pre-Factibilidad Técnica Comercial para el Desarrollo de una Granja de Viento en el Estado Nueva Esparta, Venezuela” [8]. Trabajo especial de Grado para optar al título de ingeniero electricista. UNEFA 2006.
- F. Gonzalez-Longatt, J. Mendez, R. Villasana “Wind energy resource evaluation on Venezuela”, *Nordic Wind Power Conference – NWPC’2006*, Finland 2006 [4].
- F. Gonzalez-Longatt, J. Mendez, R. Villasana, “Preliminary Evaluation of Wind Energy Utilization on margarita Island, Venezuela”. Sixth International Workshop on large-Scale of Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands. 26-28 October, 2006 [29].
- F. Gonzalez-Longatt, E. Gavorskis, M. Bolívar O, F. Guillen, A. Hernández. “Impacto de la Variabilidad de los Vientos y la carga en Granjas de viento Conectadas una Red de Distribución”. Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería, UCV. Caracas, 27 Oct-02Nov 2006 [30].

En tal sentido, tomando en consideración los interés de investigación del DIE-UNEFA-Maracay sobre Monitoreo, Análisis, Protección y Control de Sistemas de Potencia, junto con la realidad cercana de la integración de parques eólicos dentro del Sistema Eléctrico Nacional, se efectúa esta investigación a fin de consolidar la “Implementación de un Módulo para la Simulación Digital del comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de eje Horizontal Impulsando Generadores de Inducción”.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Implementar un módulo para la simulación digital del comportamiento dinámico de Turbinas de Viento de Eje Horizontal con Generador de Inducción

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Conceptualizar la operación electro-mecánica de las turbinas de viento de eje horizontal impulsando generador de inducción de jaula de ardilla.
2. Establecer los modelos dinámicos del sistema del aerogenerador con generador de inducción de jaula de ardilla.
3. Implementar los modelos dinámicos en MATLAB™ para la simulación del comportamiento dinámico de aerogeneradores con tecnología de generador de inducción.
4. Validar y depurar el módulo de simulación digital mediante un análisis comparativo de la herramienta computacional desarrollada para la simulación

1.3 Justificación

El avance de la tecnología es vital para un país, puesto que permite el desarrollo integral de cualquier nación, generando a su vez nuevas fuentes de conocimiento, que pueden ser explotadas para proporcionar un mejoramiento en la calidad de vida, dando así un crecimiento global. La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela en el artículo 110 reconoce el interés público de la ciencia, la tecnología, la innovación y sus aplicaciones, por ser elementos fundamentales del desarrollo económico, social y político de la nación. Producir tecnología es clave en la reafirmación de la seguridad y soberanía. Este trabajo de investigación representa un aporte valioso al desarrollo de tecnología en la universidad [4], ya que en el país no se cuenta con experiencias con relación a las fuentes de generación de energía eólica, lo cual se puede intensificar considerablemente cuando se trata del conocimiento sobre los sistemas que se encargando convertir la energía del viento (aerogeneradores) a energía eléctrica

Por otro lado esta investigación se justifica plenamente debido a que la solución automatizada que incluye un aporte teórico práctico por la necesidad de alcanzar en la formulación del programa la inclusión de modelos existentes que permitan realizar el estudio. Lo cual implica la generación de conocimiento.

El aporte de este Trabajo Especial de Grado es el desarrollo de una herramienta computacional para Análisis que permite estudiar el problema de flujo de potencia con presencia de Granjas de Viento en la red. No obstante, con ello se deja una herramienta

para evaluar el impacto de la futura integración de fuentes de energía eólica en sistemas eléctricos en la República Bolivariana de Venezuela.

1.4 Alcances

Actualmente en Venezuela se han realizando una serie de estudios con respecto a la factibilidad económica que presenta la instalación de parques eólicos en el territorio nacional y el impacto que podrían causar los mismos al medio ambiente, por tal razón, la presente investigación, estará principalmente enfocada al estudio de nuevas tecnologías para la implementación de una herramienta computacional que permita observar y medir la influencia que tiene un generador de inducción directamente acoplado a la red, sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Y dentro de las principales metas que se desean alcanzar en esta investigación se encuentran:

- El módulo de simulación fue *implementado íntegramente empleando el lenguaje de programación de MatlabTM*.
- En la actualidad existen tres modelos de aerogeneradores comercialmente disponibles, (generador de inducción con rotor de jaula de ardilla, generador de inducción doblemente alimentado, generador sincrónico directamente impulsado). En la presente investigación, *solo se considero todo lo referente el generador de inducción con rotor de jaula de ardilla*.
- Se considera el estudio del comportamiento del generador de inducción a través de las ecuaciones que definen la dinámica de la máquina, sin embargo solo se tomo en cuenta la dinámica a frecuencia fundamental, despreciando los transitorios de frecuencia mayor.
- La máquina de inducción de jaula de ardilla directamente acoplada a la red, posee asociado un estrecho margen de variación del deslizamiento, en tal sentido, esta investigación, solo contempla el uso de *turbinas de viento de eje horizontal de velocidad fija*. El modelo que se utilizo fue lo más simple posible, ello basado en la información limitada que es suministrada por los fabricantes de aerogeneradores comercialmente disponible.
- En esta investigación se realiza un aporte a la línea de investigación presente en el DIE-UNEFA, con la finalidad de contribuir con el crecimiento y desarrollo de la misma, como un paso parcial el desarrollo de la herramienta que les permita realizar

estudios e investigaciones que contribuyan al desarrollo tecnológico, científico y de innovación.

- Los datos de entrada serán en por unidad para variables eléctricas y en unidades reales para las variables mecánicas, mientras que los resultados de las simulaciones se presentarán en valores reales o en valores en por unidad (configurado por el usuario).

1.5 Limitaciones

En la actualidad Venezuela no cuenta con instalación eólica alguna, y se tiene solo experiencia limitada en esta fuente alterna de energía. En tal sentido, solo hay un grupo limitado de conocedores localmente disponibles con experticia en la modelación y simulación de sistemas de conversión de energía del viento; lo que se puede presentar como un potencial obstáculo en el desarrollo de la presente investigación. De igual modo, la modelación de ciertas partes, del aerogenerador dependerá del grado de detalle de la información aportada por los fabricantes, lo cual en algunos casos es muy limitada por secretos de patente y diseño

Capítulo II

Marco Teórico

2.1. Estudios Previos

Existen cierta cantidad de trabajos relevantes que se han desarrollados en la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional relacionados con herramientas computacionales que tratan de estudiar los sistemas eléctricos de potencia, otros se relacionan con las nuevas perspectivas que se han mostrado en lo referente a la generación eléctrica utilizando fuentes de energías renovables, aunado a esto se consideran una serie de textos relevantes para el desarrollo de esta investigación. Algunos de estos trabajos y textos se muestran a continuación:

- Bolívar O., Manuel A., Gavorskis S., Enrique E. “Implementación de un Programa para el Cálculo de Flujo de Potencia que incluya los Modelos para la simulación de Granjas de Viento”. *Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional*, Maracay, Venezuela. 2006 [19].

En este caso se tiene un trabajo especial de grado denominado, Implementación de un Programa para el Cálculo de Flujo de Potencia que incluya los Modelos para la simulación de Granjas de Viento [6] realizado por: Br. Bolívar O., Manuel A. y Br. Gavorskis S., Enrique E. cuyo tutor fue el Ing. Francisco González Longatt. En el se presenta como objetivo especial el estudio de los sistemas eléctricos de potencia con la finalidad de crear una herramienta computacional que permita realizar los cálculos de la magnitud y el ángulo del voltaje y flujo de potencia, de una forma rápida y exacta, es decir el estudio de este tipo de sistemas es muy largo y dificultoso por tal motivo el realizarlo a mano es casi imposible algunas veces y se puede incurrir en errores, por otro lado también es importante resaltar que este trabajo esta enfocado a innovar con lo que a los estudios de la inclusión de fuentes de generación eólica respecta en los sistemas eléctrico de potencia ya que existen numerosos programas que realizan estos cálculos, pero en la mayoría se omiten la barras de fuentes de generación eólica.

Lo cual es realizado tomando en consideración los estudios que se han hecho en el país y el apoyo que la República Bolivariana de Venezuela esta aportando con lo que a

fuentes de energía renovable respecta, debido a esto se realizan estos estudios ya que en un futuro no muy lejano se podrán observar este tipo de fuentes de energía conectadas a la red y será necesaria el estudio del comportamiento dinámico para observar sus diferentes estados.

- Méndez R., Juan E., Villasana F., Rafael A., “Análisis de Pre-Factibilidad Técnica-Comercial para el Desarrollo de una Granja de Viento en la Isla de Margarita, Venezuela”, *Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional*, Maracay, Venezuela. 2006 [7].

Este trabajo especial de grado presenta una gran importancia debido a que estudia la factibilidad económica de la instalación de un parque eólico y los distintos puntos que presentan un determinado potencial eólico en el Estado Nueva Esparta, el cual tiene como nombre “Análisis de Pre-Factibilidad Técnica-Comercial para el desarrollo de una Granja de Viento en la Isla de Margarita, Venezuela” [3]. Realizado por: Br. Méndez Ramírez Juan Ernesto y Cap. (GN) Villasana Fernández Rafael Antonio, cuyo tutor fue Ing. Francisco González.

Esta isla es uno de los sitios turísticos mas importante de Venezuela por tal razón es de gran importancia mantener la continuidad del servicio eléctrico en la misma, lo cual es un poco difícil debido a que la carga a crecido en mayor cantidad que la capacidad de energía que se puede suministrar, además los proyectos establecidos para esta zona son muy costosos ya que no se cuenta con la materia prima para la generación de energía en el lugar. Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto se realizo un este estudio con la finalidad de dictaminar los recursos eólicos presentes en la zona, la ubicación tentativa y factibilidad técnico comercial de la granja, dejando sentada la tentativa para mediciones más específicas en sitio del recurso del viento y para estudios más detallados al respecto. Los cual podría satisfacer las necesidades presentes.

- Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology, editorial Jhon Wiley and Sons, Ltd, Stockholm [22].

Este libro es de gran importancia debido a la amplia información que el mismo presenta acerca de la generación de energía eléctrica a partir de la energía de los vientos. En primer lugar se realiza un recuento del desarrollo que ha ido presentado la conversión de la energía del viento en energía eléctrica y como ha evolucionado en los diferentes

lugares del mundo (Europa, Norte América, Sur y Centro América, Asia, África). Además de puntualizar de una forma muy clara una gran cantidad de conceptos básicos concernientes a este tipo de tecnología.

En segundo lugar se realiza el estudio acerca de los resultados obtenidos en diferentes países del mundo al momento de integrar esta tecnología en los sistemas eléctricos. Por último se habla sobre los estudios que se están desarrollando en la actualidad con la finalidad de crear granjas eólicas que satisfagan las necesidades que se presentan de generación de energía por un bajo costo, menor repercusión sobre el ambiente y un óptimo aprovechamiento de la energía del viento aunado al estudio de los modelos dinámicos de las turbinas de viento.

Particularmente este libro será un excelente material documental, debido a que en el se aglutinan una gran cantidad de modelos y sus sustentos teóricos asociados, los cuales son de capital importancia para el desarrollo de la presente investigación.

- Slootweg J.G. “Modeling Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations.” *PhD Thesis on Delft University of Technology* [12].

Esta tesis doctoral es de gran importancia ya que tiene como finalidad el estudio de diferentes fuentes de generación, ya sean alternativas o renovable, enfocándose primordialmente en la generación eólica con la finalidad de observar el comportamiento dinámico que presentan los sistemas eléctricos al incorporarles esta nueva tecnología. Entre los principales aspectos que se resaltan esta la situación actual de esta tecnología en el mundo y el desarrollo de las turbinas de viento , entre otros, además de realizar una comparación entre las fuentes de energía convencionales y las alternativas (energía eólica) resaltando la factibilidad económica de la implementación de ambas y el comportamiento dinámico que presentan los sistemas eléctrico al incorporar fuentes alternativas (energía eólica) o convencionales, mediante al implementación de de una herramienta computacional que permite realizar este estudio.

- P. Ledesma, “Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica”, *Tesis Doctoral en la Universidad Carlos III de Madrid* [2].

Esta tesis doctoral permite el estudio de diferentes tipos de aerogeneradores para la representación mediante una herramienta computacional de granjas de viento, de tal forma de realizar el monitoreo de la estabilidad transitoria del sistema eléctrico, debido a las distintas perturbaciones. Con la finalidad de establecer las protecciones y los sistemas

de control adecuados. Los modelos con los cuales se trabajo para realizar el estudio son los más utilizados en España, entre los que se señala la turbina de viento de velocidad fija con generador de inducción y una turbina de viento de velocidad variable con generador asíncrono doblemente alimentado, a los cuales se les estudia los principales fenómenos cuya dinámica repercute sobre la estabilidad transitoria del sistema eléctrico.

2.2. Naturaleza del Viento

Para el desarrollo de un proyecto de generación de electricidad donde el recurso eólico surge como fuente de energía primaria, es necesario conocer la naturaleza y comportamiento del viento, para poder comprender las características que presenta y así tomar en cuenta todos los aspecto que describen al fenómeno, con la finalidad de lograr un máxima aprovechamiento de la energía que se encuentran contenidas en este recurso para transformarla en energía mecánica y posteriormente en eléctrica.

Principalmente se puede decir que el viento se genera por el calentamiento no uniforme que sufre la tierra. El calentamiento es más intenso cerca del ecuador y durante el día, esto implica que las zonas más calientes se mueven sobre la superficie de la tierra en su movimiento de rotación. Generalmente el aire caliente sube, para después circular por la parte superior de la atmósfera y caer en las zonas más frías.

A nivel del suelo la circulación es en sentido inverso [31]. Por otro lado se tiene que al girar la tierra, arrastra al aire del oeste hacia el este, si además el aire se mueve hacia los polos, se acerca más al eje de giro de la tierra lo que implica que para que se conserve la cantidad de movimiento angular, el aire debe adquirir una componente oeste-este mayor que la del propio giro de la tierra. Este efecto es pequeño en el ecuador, donde el acercamiento al eje de la tierra es pequeño al desplazarse hacia los polos, pero es mayor a latitudes medias. A escalas suficientemente grandes de altura, del orden de los 1000 Km., el viento resulta fundamentalmente de un equilibrio entre la Fuerza de Coriolis, la Fuerza de Presión y el Rozamiento con el suelo. La Fuerza de Coriolis es perpendicular a la velocidad del aire y es a mano derecha de su trayectoria en el hemisferio norte y a la izquierda en el sur. Por encima de la capa límite terrestre, de unos mil metros de altura, el rozamiento con el suelo es poco significativo, y puede ser una buena aproximación a considerara que hay equilibrio entre las Fuerzas de Coriolis y las de presión, de manera que las trayectorias serían las líneas isobaras de presión constante. Este viento se suele conocer con el nombre de viento geostrofico [31].

En zonas próximas a la superficie del suelo, el rozamiento con el mismo adquiere más importancia y la dirección de la velocidad adquiere una componente en la dirección de mayor a menor presión. Por otro lado a una escala local, más pequeña, puede haber muchos otros factores que influyen considerablemente en el viento, unos de los más importantes son los obstáculos y configuraciones orográficas, que dan lugar a efectos aceleradores, por ejemplo en las colinas, que son de mucho interés para el aprovechamiento de la energía eólica.

Los meteorólogos suelen denominar a las tres escalas anteriores del movimiento atmosférico como *macro-escala*, *meso-escala* y *micro-escala*, respectivamente. La macro-escala típica es de unos 1000 km. y es la que se puede observar en un mapa del tiempo como el de la Figura 4.

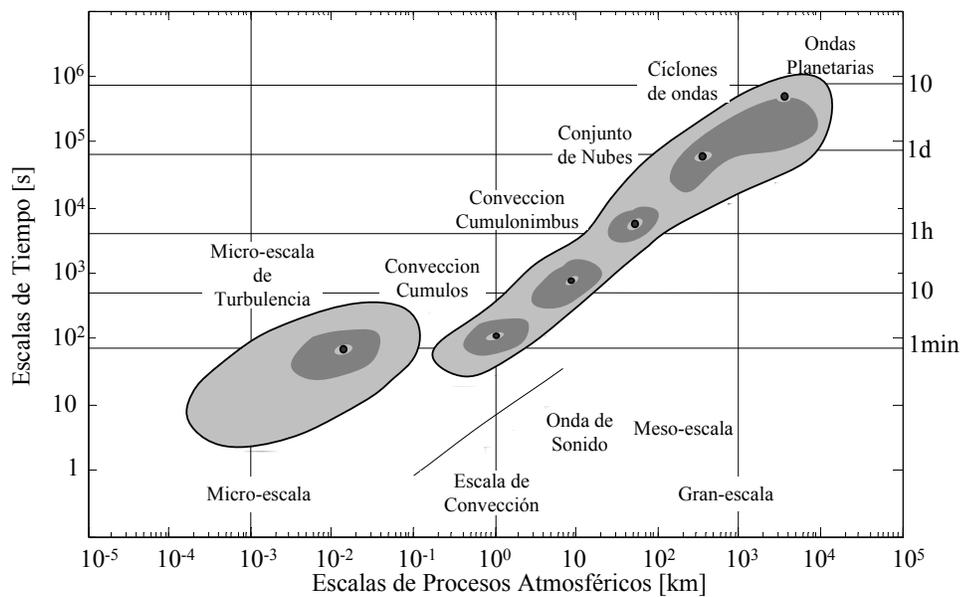


Figura 4. Escalas Características de Tiempo para Procesos Atmosféricos

La meso-escala es de unos 10 a 500 km. y corresponde por ejemplo a las brisas marinas, o a los vientos asociados a cordilleras o valles. La micro-escala se refiere al tamaño de la perturbación debida a obstáculos tales como colinas o montículos, o hasta las mismas estelas de las aeroturbinas que crean la turbulencia [31].

Los procesos atmosféricos son generalmente observados sobre un amplio espectro, que van desde el flujo de micro turbulencia a ondas planetarias Figura 5, dando una idea de las características de la escala de tiempo y de la escala de longitud de diferentes tipos de procesos atmosféricos (ver Anexo A).

Se puede decir que los procesos de micro turbulencia tienen una escala de longitud característica de 1m, cumulus de convección 1km, proceso de meso-escala (como grupo de nubes tropicales) en 100km y perturbaciones sinópticas de 1000km a 10000km [32].

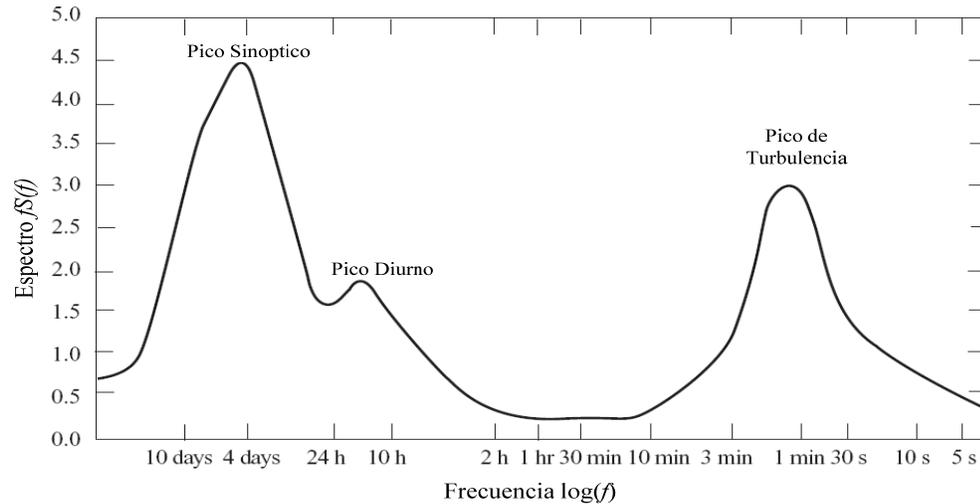


Figura 5. Espectro de Velocidad Horizontal del Viento Trazado por van der Hoven [31]

Además en la Figura 5 muestra como la *energía es distribuida espectralmente* cerca de la superficie. El espectro mostrado es el espectro clásico de una turbina de viento de eje horizontal dado por van der Hoven (1957). El espectro $S(f)$ tiene un máximo en alta frecuencia ($f \sim 50 \text{ horas}^{-1}$) que es correspondiente para flujos de micro turbulencia de escalas de longitud de 1m a 100m ($f=1/\tau$, donde f es la frecuencia y τ es el período de oscilación, $S(f)$ es la densidad espectral).

Otro máximo es encontrado para muy largos períodos ($\tau = 4$ días) que reflejan disturbios sinópticos. Un tercer máximo más débil aparece en un período de $\tau = 12$ h que es de las oscilaciones diurnas. También se observa un ancho intervalo de pequeños valores alrededor de un periodo de $\tau = 30$ min correspondiente con una escala de longitud de $L = 10$ km ($L = u\tau$). Las escalas más pequeñas se resuelven en un modelo de previsión donde se tiene ($L \sim 100$ km) cayendo dentro del intervalo espectral, así que la región espectral alrededor del primer máximo de energía pertenece completamente a la sub-escala de red. Para modelos de previsión el intervalo espectral de grandes escalas de disturbios es de gran interés. Las investigaciones muestran que la energía cinética sigue con detalle una ley de potencia tres para un gran número de señales. La ley de la potencia de tres es debida al carácter bidimensional de los flujos de gran escala. Por otra parte el

flujo tridimensional isotropico el cual es típico de procesos de turbulencia de pequeña escala que muestran una distribución con potencia de $-5/3$. Ambas distribuciones son validas para sub-rangos inerciales de los espectros. Donde la energía cinética es simplemente transferida desde una gran escala hasta pequeñas escalas de disipación. Lo expresado anteriormente resulta ser de gran importancia para tener una mejor comprensión en el trabajo desarrollado [32].

Las turbinas de viento producen continuas y complejas fluctuaciones de potencia. La fuente principal de dicha fluctuación de potencia en las turbinas de viento convencionales es la variación de la velocidad del viento.

2.2.1. Naturaleza de la Turbulencia

La turbulencia se refiere a fluctuaciones en la velocidad del viento sobre una escala de tiempo relativamente rápida, típicamente menores a 10 min. En otras palabras esta corresponde al más alto pico espectral de frecuencia Figura 6 Es útil pensar que el viento consiste en una media de la velocidad de viento determinada de manera temporal (*sinóptica* y *diurno*), que varía en una escala de tiempo de una a varias horas, con fluctuaciones de turbulencia superpuestas [33]. Estas fluctuaciones de turbulencia tienen un valor de cero cuando el valor del promedio se encuentra aproximadamente por encima de 10 min. Esta descripción es útil con tal que el Vació espectral en la Figura 6 sea razonablemente distinto.

La turbulencia es generada principalmente por dos casos: la fricción con la superficie de la tierra, la cual puede extenderse hasta donde las perturbaciones del flujo son causadas por las características topográficas tales como colinas y montañas, y el segundo caso son los efectos térmicos que pueden causar el movimiento de masas de aire verticalmente como resultado de las variación de temperatura y de la densidad del aire [31]. A menudo estos dos efectos están interconectados, tal como cuando una masa de aire fluye sobre una cadena montañosa y es forzada a subir en una región fresca donde no es largo el equilibrio térmico del ambiente [33].

La turbulencia es claramente un proceso complejo, y que no puede ser representado en simples términos de determinadas ecuaciones [31]. Evidentemente esto hace obedecer a ciertas leyes físicas, tales como esas que describen la conservación de la masa, momento y energía. Sin embargo para describir la turbulencia usando estas leyes, es necesario tomar en cuenta la temperatura, presión, densidad y humedad así como el movimiento del

mismo aire en tres dimensiones. Entonces es posible formular un juego de ecuaciones diferenciales que describan el proceso, y en principio la progresión de la turbulencia puede ser pronosticada por la integración de estas ecuaciones avanzando desde un tiempo de inicio para una condición inicial segura, y sujetos a condiciones de límites seguros. En la práctica la dirección del proceso puede ser descrita como caótica en el que las pequeñas diferencias de las condiciones iniciales o límites de las condiciones pueden resultar muy diferencias con respecto a las predicciones después de un corto tiempo. Por esta razón es más útil describir el desarrollo de la turbulencia en términos de propiedades estadísticas.

Existen muchas descripciones estadísticas de la turbulencia que pueden ser útiles, dependiendo de la aplicación. Estos van desde simples intensidades de turbulencia y el factor de ráfaga para la descripción de detalles de los caminos en que las tres componentes de turbulencia varían en el espacio y el tiempo como una función de la frecuencia.

La intensidad de turbulencia es una medida del total de la turbulencia y es definida como [33].

$$I = \frac{\sigma}{U} \quad (1)$$

Donde σ es la desviación estándar de la variación de la velocidad del viento alrededor de la velocidad media \bar{U} , usualmente definida sobre *10min* o *1h*. Las variaciones de la turbulencia de la velocidad del viento pueden ser consideradas para la aproximación gaussiana, lo que significa que las variaciones de la velocidad del viento son distribuciones normalizadas, con una desviación estándar σ , y una velocidad del viento media aproximada igual a \bar{U} . Sin embargo, el final de la distribución puede ser significativamente no Gaussiana, como esta aproximación no es de confiar para estimación, se puede decir que la probabilidad de una larga ráfaga esta dentro de un periodo seguro.

La intensidad de turbulencia claramente depende de la rugosidad de la superficie de la tierra y de la altura sobre la superficie. Sin embargo esta también depende de la topografía de la superficie de donde se tienen las colinas o montañas, especialmente cuando ellos se encuentran por arriba de los vientos, y otras características locales tales como árboles y construcciones [31]. Por otro lado, también depende de los comportamientos térmicos de la atmósfera: por ejemplo, si el aire cerca de la tierra se

calienta en un día de sol sube. Esto puede favorecer a una pendiente que sube a través de la atmósfera, causando un patrón de transmisión de celdas experimentado en grandes escalas de turbulencia.

Claramente como la altura aumenta sobre la tierra, producen los efectos de todos estos procesos que son manejados por interacción de la superficie de la tierra debilitan el flujo. Sobre cierta altura, el flujo de aire puede ser considerado en gran parte libre de la influencia de la superficie de la tierra [33]. Aquí esto puede ser considerado para ser manejado por largas escalas sinópticas de diferentes presiones y la rotación de la tierra. Este flujo de aire es conocido como un viento geostrofico. En bajas altitudes, los efectos de la superficie de la tierra pueden sentirse. Esta parte de la atmósfera es conocida como capa limite. Las propiedades de la capa limite son importantes para entender la turbulencia experimentada por las turbinas de viento.

2.2.2. Capa Límite

Los principales efectos que gobiernan las propiedades de la capa límite son las fuerzas de los vientos geostroficos, la rugosidad de la superficie, el efecto Coriolis debido a la rotación de la tierra y los efectos térmicos [31].

La influencia de los efectos térmicos puede ser clasificada en tres categorías: estable, inestable y estratificación neutra. La estratificación inestable ocurre cuando hay mucha calefacción en la superficie, motivo por el cual el aire caliente cerca de la superficie sube. Al este subir se expande debido a la reducción de la presión y por lo tanto se refresca adiabáticamente, si no se refresca suficientemente para conducirse dentro del equilibrio térmico con el aire circundante, entonces este continuara subiendo, dando un elevamiento para grandes células de transmisión. El resultado es un límite de capa espeso con grandes escalas de turbulencia. Hay muchas mezclas verticales y transferencias de velocidades adquiridas, en unos pequeños cambios relativos de la velocidad media del viento con la altura.

Este refrescamiento adiabático causa un efecto en donde el aire que va subiendo regresa más frío en comparación con los que se encuentran a su alrededor, este movimiento vertical será suprimido. Esto es conocido como estratificación estable. A menudo esto ocurre en noches frías cuando la superficie de la tierra es fresca. En esta situación, la turbulencia es dominada por la fricción con la tierra y el viento (se incrementa la velocidad de viento promedio con la altura) puede ser grande.

En las atmósferas neutra, el frío adiabático del aire que va subiendo es tal que se mantiene en equilibrio térmico con respecto a los de su alrededor. Esto con frecuencia se da en el caso de los vientos fuertes, cuando la turbulencia causada por la rugosidad de la tierra causa una mezcla en la capa límite. Para la aplicación de la energía del viento, la estabilidad neutra es usualmente la situación más importante a considerar, particularmente cuando se considera la carga de la turbulencia del viento sobre la turbina, por lo tanto, éstos son grandes esfuerzos del viento, debido a que estas son más grandes en los vientos fuertes. No obstante, las condiciones inestables pueden ser importante cuando las mismas puedan producir ráfagas súbitas de un bajo nivel, y las condiciones estables pueden dar lugar a subidas asimétricas de cargas debido a los altos vientos. Puede haber también cambios rápidos en la dirección del viento con la altura en esta situación.

A continuación una serie de relaciones son presentadas, y las mismas describen las propiedades de la capa límite, como lo son la intensidad de turbulencia, los espectros, la escala de longitud y las funciones de coherencia. Estas relaciones son basadas una parte en consideraciones teóricas y la otra parte en forma empírica para un ancho rango de observaciones tomadas en diferentes condiciones y locaciones de diferentes investigaciones.

En atmósfera neutra, las propiedades de la capa límite dependen principalmente de la rugosidad de la superficie y del efecto Coriolis. La rugosidad de la superficie es caracterizada por la rugosidad de longitud z_o .

El parámetro de Coriolis C_f es definido como [31]:

$$C_f = 2\Omega \sin|\zeta| \quad (2)$$

Donde se tiene que Ω es la velocidad angular de rotación de la tierra y ζ es la latitud. Esta es cero en el ecuador. Como la siguiente descripción solamente aplica en moderadas latitudes aquí la altura de la capa límite es dada por [33]:

$$h = \frac{u^*}{(6C_f)} \quad (3)$$

Donde u^* es conocida como la velocidad de fricción, y es dada por:

$$\frac{u^*}{\bar{U}(h)} = \frac{k}{\left[\ln\left(\frac{h}{z_o}\right) + \Psi \right]} \quad (4)$$

Donde se tiene que k es la constante de von Karman (aproximadamente 0.4), h es la altura sobre la tierra y z_o es la rugosidad de longitud en la superficie [33]. Ψ es una función que depende de la estabilidad y es negativa para condiciones inestables, dando una elevación para bajos vientos turbulentos y positivo para condiciones estables dando altos vientos turbulentos, para condiciones neutra, es dada por $\Psi=34.5fh/u^*$, que es pequeña comparada a $\ln(h/z_o)$ para situación de interés aquí. Si Ψ es ignorada, el viento es entonces dado por los perfiles logarítmicos del viento:

$$\bar{U}(h) \cong \ln\left(\frac{h}{z_o}\right) \quad (5)$$

Una aproximación de la ley de potencia:

$$\bar{U}(h) \cong h^\alpha \quad (6)$$

Esta es frecuentemente usada donde el exponente α tiene un valor típico de aproximadamente 0.14, pero varia con el tipo de terreno [33]. Sin embargo, los valores de α también deben depender de los intervalos de altura sobre los cuales se aplica la expresión, haciendo esta aproximación menos útil que el perfil logarítmico.

Si la rugosidad de la superficie cambia, los perfiles de vientos turbulentos cambian gradualmente debajo de los vientos de transición, desde los perfiles originales hasta los nuevos perfiles. Esencialmente un nuevo comienzo de capa límite, y un límite entre la vieja y nueva capa límite incrementa desde cero en el punto transitorio hasta la nueva capa límite, con esta completamente estable.

Por la combinación de las ecuaciones (1) y (2), se obtiene la velocidad del viento en la cima de la capa límite como:

$$\bar{U}(h) = \frac{u^*}{k} \left(\ln\left(\frac{u^*}{C_f z_o}\right) - \ln 6 + 5.75 \right) \quad (7)$$

Esta es similar a la llamada velocidad de viento geostrofico G , que es la velocidad aproximada del viento que maneja la capa limite como calculo desde el campo de presiones [31].

La velocidad de viento geostrofico G , es dada por:

$$G = \frac{u^*}{k} \sqrt{\left[\ln \left(\frac{u^*}{C_f z_o} \right) - A \right]^2 + B^2} \quad (8)$$

Donde, para condiciones neutras, $A = \ln 6$ y $B = 4.5$. Esta relación es con frecuencia referida como Ley de Arrastre Geostrofica [33].

Los efectos de la rugosidad de la superficie no solamente causan el decrecimiento de la velocidad del viento turbulento cerca de la tierra. Existe también un cambio de dirección entre la libre presión manejada del viento geostrofico y el viento cercano a la tierra. Sin embargo los vientos geostrofos son manejados por el gradiente de presiones en la atmósfera, las fuerzas de coriolis actúan sobre las fuerzas del viento para el flujo en el correcto ángulo para un gradiente de presiones causando una circulación característica del módulo. Así en el hemisferio norte, fluyen vientos desde altas presiones en el sur para bajas presiones en el norte y serán forzadas a ir hacia el este por el efecto coriolis, en efecto para conservar la velocidad angular adquirida por la rotación de la tierra.

El resultado de la circulación de estos vientos en contra del sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones y en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de altas presiones, o el otro camino alrededor del hemisferio sur. Cerca de la tierra los flujos de estas direcciones son modificados debido a los efectos de la fricción de la superficie. Los cambios total de dirección α desde los geostrofico para la superficie del viento es dada por

$$\sin \alpha = \frac{-B}{\sqrt{\left[\ln \left(\frac{u^*}{C_f z_o} \right) \right]^2 + B^2}} \quad (9)$$

2.2.3. Intensidad de Turbulencia

La *intensidad de turbulencia* en la atmósfera neutral claramente depende de la *rugosidad de la superficie*. Para la componente longitudinal, la desviación estándar es σ_u ,

y la cual es aproximadamente constante con la altura ya que la intensidad de turbulencia disminuye con la altura.

Precisamente la relación $\sigma_u=2.5u^*$ puede ser usada para calcular la desviación estándar, con la velocidad de fricción u^* . El más reciente trabajo *Engineering Sciences Data Unit* (ESDU, 1985) [34], hace pensar en una variación dada por [33]:

$$\sigma_u = \frac{7.5\eta \left(0.538 + 0.09 \ln \left(\frac{h}{z_o} \right) \right) p u^*}{1 + 0.156 \ln \left(\frac{u^*}{C_f z_o} \right)} \quad (10)$$

Donde:

$$\eta = 1 - \frac{6C_f h}{u^*} \quad (11)$$

$$p = \eta^{16} \quad (12)$$

Esto aproxima a $\sigma_u=2.5u^*$ cerca de la tierra, pero da grandes valores a mayores alturas. La intensidad de turbulencia longitudinal es [33]:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{U} \quad (13)$$

La intensidad lateral (v) y vertical (ω) de turbulencia son dadas *Engineering Sciences Data Unit* (ESDU, 1985) [34]:

$$I_v = \frac{\sigma_v}{U} = I_u \left(1 - 0.22 \cos^4 \left(\frac{\pi h}{2z} \right) \right) \quad (14)$$

$$I_\omega = \frac{\sigma_\omega}{U} = I_u \left(1 - 0.45 \cos^4 \left(\frac{\pi h}{2z} \right) \right) \quad (15)$$

Donde z es la altura de la atmósfera sobre la capa límite.

2.2.4. Intensidad de Turbulencia Normalizada

A fin de homologar criterios en el cálculo de la intensidad de la turbulencia, algunos cuerpos de normalización, ha decidido adoptar metodologías consideradas estandarizadas

para homologar los cálculos en el diseño, construcción y evaluación del desempeño de turbinas de viento.

La Asociación Ingenieros y la Federación de Ingenieros de Dinamarca (*The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers*) en 1992 estableció un código para la practica de las cargas y la seguridad en la construcción de la turbinas de viento [35]. Este código es reconocido como el *Danish standard DS472, 1992* [35] especifica la intensidad de turbulencia en todas las direcciones:

$$I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)} \quad \text{Intensidad de Turbulencia Longitudinal} \quad (16)$$

$$I_v = 0.8I_u \quad \text{Intensidad de Turbulencia Lateral}$$

$$I_w = 0.5I_u \quad \text{Intensidad de Turbulencia Vertical}$$

Por su parte el *International Electrotechnical Commission* (IEC), estableció en 1999 una estandarización para los requerimientos de seguridad de los sistemas de generadores con turbinas de viento, siendo de manera especifica el estándar 61400-1 [36].

La Tabla 1 expone los valores de Z_o para varios tipos de paisajes que rodeen a la turbina de viento.

Tabla 1. Valores de longitud de rugosidad, Z_o , para varios tipos de ambiente [37], [38]

<i>Tipo de Ambiente</i>	<i>Rango de Z_o (m)</i>
Mar abierto o arena	0.0001-0.001
Nieve	0.001-0.005
Césped bajo o estepas	0.001-0.01
Césped largo o tierra rocosa	0.04-0.1
Bosques o ciudades	1-5

$$I_u = I_{15} \left(\frac{a + \frac{15}{\bar{U}}}{a + 1} \right) \quad \text{Intensidad de Turbulencia Longitudinal}$$

$$I_v = 0.8I_u \quad \text{Intensidad de Turbulencia Lateral}$$

$$I_w = 0.5I_u \quad \text{Intensidad de Turbulencia Vertical} \quad (17)$$

Donde:

$I_{15} = 0.18, a = 2$ para lugares de alta turbulencia

$I_{15} = 0.16, a = 3$ para lugares de baja turbulencia

Si se considera un modelo isotropito, la intensidad de la turbulencia cumple con:

$$I_u = I_v = I_w.$$

Por último las “*Rules and regulations IV – Non-marine technology, Part 1 – Wind Energy*” de *Germanischer Lloyd* [39] especifica simplemente el 20 por ciento de la intensidad de turbulencia.

A fin de mostrar las diferencias que imponen las diferentes normas en el valor de la intensidad de turbulencia longitudinal se procedió a efectuar el trazado de este parámetro para diferentes valores de la velocidad del viento (m/s). En la Figura 6 muestra los trazados de la intensidad de turbulencia longitudinal para el *DS* [35], *IEC* [36] y *Germanischer Lloyd* [39]. En todo caso se ha considerado una altura de 50m de altura con longitud de rugosidad de 0.3 y 0.03m respectivamente.

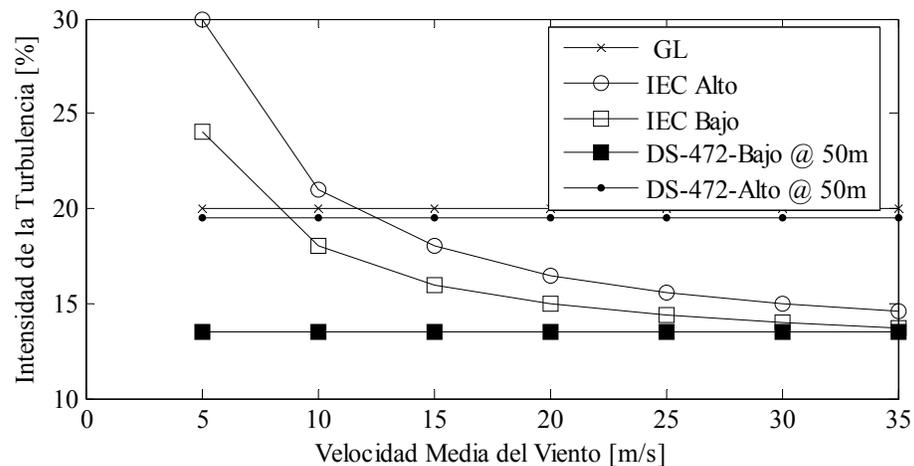


Figura 6. Intensidad de turbulencia para varios estándares [22]

2.2.5. Espectro de Turbulencia

El espectro de turbulencia describe el contenido de las variaciones de frecuencia de la velocidad del viento. El espectro debe aproximarse al límite asintótico proporcional para $n^{-5/3}$ en alta frecuencia (donde n denota la frecuencia, en Hz). Estas relaciones están basados en que decae las turbulencias de Eddies a más altas frecuencias tal que las frecuencias turbulentas de energías disipadas en calor.

Dos expresiones alternativas para el espectro de la componente longitudinal de turbulencia son comúnmente usadas, ambas tendencias al límite asintótico. Esas son el *espectro de Kaimal* y el *espectro de von Karman*, que dicen [33]:

$$\frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{1u}/\bar{U}}{(1+6nL_{1u}/\bar{U})^5} \quad \text{Espectro Kaimal} \quad (18)$$

$$\frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{2u}/\bar{U}}{\left(1+70.8\left(\frac{nL_{2u}}{\bar{U}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \quad \text{Espectro von Karman} \quad (19)$$

Donde $S_u(n)$ es la función de la *densidad autoespectral* para la componente longitudinal, L_{1u} y L_{2u} son escalas de longitud.

A fin para estas dos formas poseen el mismo limite asintótica de alta frecuencia, esas escalas de longitud deben ser relacionadas con el radio $(36/70.8)^{-5/4}$, $L_{1u}=2.329L_{2u}$.

Conforme Petersen [40], el espectro de von Karman da una buena descripción para la turbulencia en túneles de viento, aunque el espectro de Kaimal puede dar una mejor observación empírica de la turbulencia atmosférica.

El espectro de von Karman es a menudo usado por las consistencias con las expresiones analíticas. La longitud de escala L_{2u} es identificada como la integral de longitud de escala de la componente longitudinal en la dirección longitudinal, denotado xL_u .

El espectro de Kaimal tiene un más bajo y ancho pico que el espectro de von Karman.

2.2.6. Escalas de Longitud y Otros Parámetros

Las *escalas de longitud* son dependientes de la rugosidad de la superficie z_0 , como también la altura sobre la tierra (h); la proximidad a la tierra restringe el tamaño de torbellinos turbulentos y así reduce las escalas de longitud.

Hay algunos pequeños obstáculos sobre la tierra de altura típica h' , la altura sobre la tierra debería ser corregida por el efecto de esas asunciones donde la altura efectiva de la superficie de la tierra es $h=2.5z_0$. Bastante lejos sobre la tierra, para $h>h_i$, la turbulencia no es restringida más por a proximidad a la superficie y se transforma en isotropica.

De acuerdo ESDU [41] $z_i=1000z_0^{0.18}$ y anteriormente esta altura ${}^xL_u=280m$, y ${}^yL_u={}^zL_u={}^xL_v={}^zL_v=140m$

Incluso para muy pequeñas de longitudes de rugosidad z_0 , la región isotropica es la altura de una turbina de viento y la corrección para $h<h_i$ debe ser aplicada [33]:

$$\begin{aligned}
 {}^xL_u &= 280 \left(\frac{h}{z_i} \right)^{0.35} \\
 {}^yL_u &= 140 \left(\frac{h}{z_i} \right)^{0.38} \\
 {}^zL_u &= 140 \left(\frac{h}{z_i} \right)^{0.45} \\
 {}^xL_v &= 140 \left(\frac{h}{z_i} \right)^{0.48} \\
 {}^zL_v &= 140 \left(\frac{h}{z_i} \right)^{0.55}
 \end{aligned} \tag{20}$$

Junto con ${}^xL_\omega={}^yL_\omega=0.35z$ (para $h<400m$). Las expresiones para yL_v y ${}^zL_\omega$ no son dadas. Las escalas de longitud xL_u , xL_v y ${}^xL_\omega$ puede ser usado directamente en el espectro de von Karman. Para éste el espectro de Kaimal ya se tiene $L_{lu} = 2.329{}^xL_u$, y para lograr la misma asíntota de la alta frecuencia para la otra componente también se tiene $L_{lv}=3.2054{}^xL_v$, $L_{l\omega} = 3.2054{}^xL_\omega$.

El trabajo luego se baso en medidas para un gran rango de alturas [42], [40] tomando en cuenta el incremento en las escalas de longitud con el espesor de la capa límite, h , que también implica una variación de las escalas de longitud con velocidad del viento promedio.

Se debe tomar en cuenta que algunas de las normas usadas para los cálculos de carga de la turbina del viento prescriben que ciertos espectros de la turbulencia y/o escalas de longitud son usadas. Estas a menudo son simplificadas comparadas con las expresiones dadas anteriormente.

2.2.7. Escala de Longitud Normalizada

El código para la práctica de las cargas y la seguridad en la construcción de la turbinas de viento [35] de *The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers* especifica el espectro de Kaimal como:

$$\begin{aligned}
 L_{1u} &= 150m, \text{ o } 5h \text{ para } h < 30m \\
 L_{1v} &= 0.3L_{1u} \\
 L_{1\omega} &= 0.1L_{1u}
 \end{aligned}
 \tag{21}$$

El *International Electrotechnical Commission* (IEC), en una estandarización para los requerimientos de seguridad de los sistemas de generadores con turbinas de viento (IEC 61400-1) recomienda un modelo de Kaimal:

$$\begin{aligned}
 L_{1u} &= 170.1m, \text{ o } 5.67h \text{ para } h < 30m \\
 L_{1v} &= 0.3333L_{1u} \\
 L_{1\omega} &= 0.08148L_{1u}
 \end{aligned}
 \tag{22}$$

De igual modo IEC 61400-1 establece que el modelo isotropito de von Karman:

$$\begin{aligned}
 {}^xL_u &= 73.5m, \text{ o } 2.45h \text{ para } h < 30m \\
 {}^xL_v = {}^xL_\omega &= 0.5{}^xL_u
 \end{aligned}
 \tag{23}$$

Por su parte el Eurocode [43], “*Eurocode 1: Basis of design and actions on structures – part 2.4: Actions on structures – Wind actions*” especifica espectro longitudinal de la forma de Kaimal con $L_{1u}=1.7L_i$, donde:

$$L_i = 300 \left(\frac{h}{300} \right)^{\epsilon}
 \tag{24}$$

Para $h < 300\text{m}$, con ε variando entre 0.13 sobre aguas abiertas, 0.46 en áreas urbanas, este estándar es usado para edificios, pero no usualmente para turbinas de viento.

A fin de mostrar las diferencias que imponen las diferentes normas en la longitud de escala se procedió a efectuar el trazado de los espectros de turbulencia longitudinal normalizados: Karman, Kaimal, Danish Estándar y Eurocode, para diferentes frecuencias. En la Figura 8 se muestran diversos espectros de turbulencia longitudinal para 30m de altura, para una velocidad media de 10 m/s.

La rugosidad de la superficie es 0.001m, correspondiendo a tierra muy plana o el mar, una latitud de 500, esto es razonable entre los varios espectros de esta situación, aparte de el espectro de Eurocode que cambia las más bajas frecuencias.

Es importante evidenciar las diferencias en las características entre el espectro de Kaimal y von Karman, siendo el último el que alcanza el mayor valor de espectro de turbulencia normalizado y a una frecuencia más alta. Por su parte, se muestra una semejanza en las curvas obtenidas entre Kaimal y *Danish Standard* (ver Figura 7).

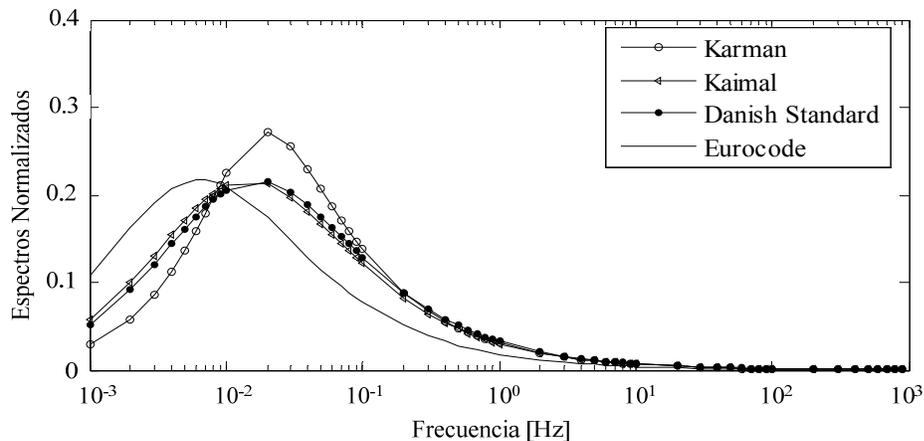


Figura 7. Comparación de Espectros de la Turbulencia Normalizados. Velocidad del viento 10m/s, rugosidad de 0.001m

Debido a la importancia que el espectro de turbulencia longitudinal posee sobre la simulación del viento, se efectúa una comparación más, y que es mostrada en la Figura 8. En este caso la longitud intermedia de rugosidad ha sido considerada de 0.001m, y se asume velocidad del viento de 25 m/s (mayor al empleado en la Figura 7).

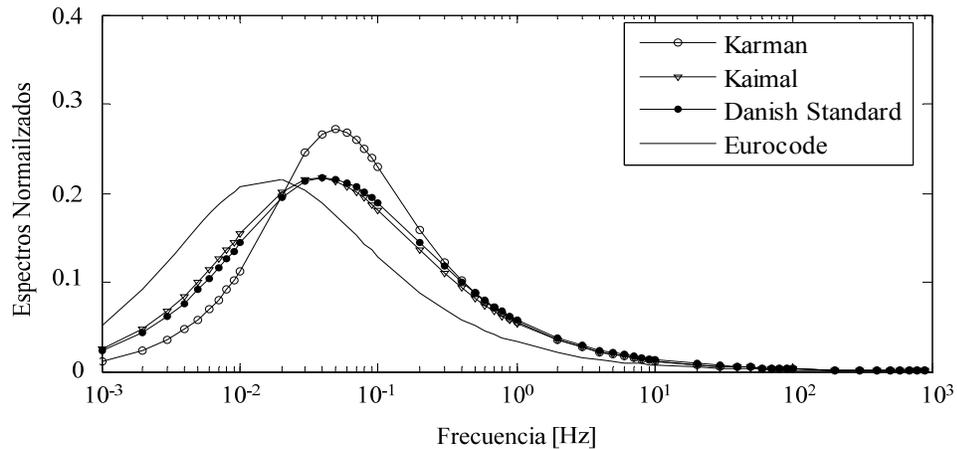


Figura 8. Comparación de Espectros de la Turbulencia Normalizados. Velocidad del viento 25m/s, rugosidad de 0.001m

En la Figura 8 se muestra que trazados de los espectros normalizados de turbulencia son desplazados a frecuencias más altas y sus valores máximos son mayores que los logrados con la velocidad de viento menor (Figura 7). Se puede apreciar que además del desplazamiento hacia la derecha en el eje de frecuencia el *Danish Standard* y las *IEC* se encuentran a más altas frecuencias que el modelo presentado por el *Eurocode*. Lo que indica que las *IEC* y el *Danish Standard* trabajan a altas frecuencia a medida que se aumenta la velocidad promedio.

2.2.8. Sombra de la Torre

La sombra de la torre a lo largo de la velocidad promedio es el efecto más determinante en la salida de la potencia eléctrica de turbinas de viento de tres palas. Las turbinas de eje horizontal siempre tienen algunas formas de soporte en la estructura de la torre. La torre puede ser de estructura celosía o cilíndrica. Usualmente pequeñas turbinas de viento usan torres de celosía y nuevas turbinas largas usan torres cilíndricas [44].

Las torres son obstáculos que realmente modifican el flujo del viento. En la parte alta el flujo es reducido en frente de la torre e incrementado lateralmente. En la parte baja la torre hay un efecto estela que reduce el viento horizontal (ver Figura 9).

Aquí el modelo es limitado para efecto de aumento del viento en algunos tipos de turbinas, aquí el efecto relevante es el aumento del flujo. Matemáticamente el campo del viento puede ser calculado aproximando la torre a un cilindro y asumiendo la existencia de dos flujos potenciales [44]. El es descompuesto en una componente longitudinal y otra lateral del viento. El viento en la dirección de y e x respectivamente.

La componente horizontal longitudinal (eje y) es la más relevante para las variaciones de potencia porque esta gira para convertir el viento en potencia activa. El viento que está lejos de la turbina es llamado velocidad de viento del ambiente (U_h) y este no interfiere en la torre. Cuando el viento viene cerca de la torre, la torre desvía el viento como se muestra en la Figura 9.

El flujo potencial del viento es constante en lugares que están alrededor de la torre y puede ser expresado como [44]:

$$\Psi_w = U_h \text{sen}(\beta) \left(d_{ts} - \frac{a^2}{d_{ts}} \right) \quad (25)$$

Donde ψ_w es el flujo potencial del viento en coordenadas polares donde d_{ts} es la distancia desde la pala hasta el centro de la torre y β es el ángulo entre la pala el flujo horizontal. Descomponiendo el viento en la componente radial (área del rotor) U_{hr} y la componente tangencial U_{ht} como se ilustra en la Figura 9 La componente radial y tangencial puede ser derivada del flujo de potencial de las ecuaciones (26) y (27).

$$U_{hr} = -\frac{1}{d_{ts}} \frac{\partial \Psi_w}{\partial \beta} = -U_h \left(1 - \frac{a^2}{d_{ts}^2} \right) \cos(\beta) \quad (26)$$

$$U_{ht} = \frac{\partial \Psi_w}{\partial d} = U_h \left(1 + \frac{a^2}{d_{ts}^2} \right) \text{sen}(\beta) \quad (27)$$

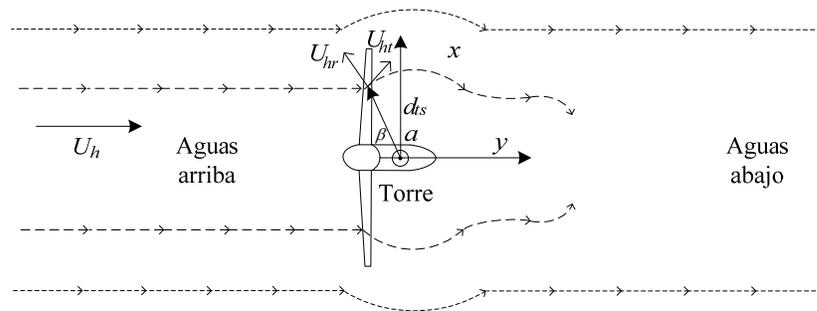


Figura 9. Efecto de la sombra de la Torre sobre el Viento Horizontal [44]

Finalmente, las componentes del viento presentadas en las ecuaciones (26) y (27) son convertidos en el eje x - y (componente longitudinal y lateral) de la turbina de viento [44].

$$U_{hx} = \begin{cases} U_h \left(\frac{a^2}{d_{is}^2} \right) \text{sen}(2\beta) & \text{para } 0 \leq \phi \leq \pi \\ 0 & \text{para } \pi \leq \phi \leq 2\pi \end{cases} \quad (28)$$

$$U_{hy} = \begin{cases} U_h \left(1 - \frac{a^2}{d_{is}^2} \right) \text{cos}(2\beta) & \text{para } 0 \leq \phi \leq \pi \\ U_h & \text{para } \pi \leq \phi \leq 2\pi \end{cases} \quad (29)$$

ϕ es el ángulo que indica la posición del rotor, β es el ángulo entre la pala y el eje del rotor.

$$d_{is}^2 = x^2 + y^2 \quad (30)$$

La torre es finita, así la sombra de la torre solo influirá en el semi plano de arriba para torres altas en términos de los ángulos (ϕ), esta influencia será en el rango de $[0, \pi]$.

En este caso particular, la torre reduce el 20% de la velocidad del viento en frente de la torre y solamente en el semi plano bajo. Anteriormente se asumía que la presencia de la torre no modificaba el viento, porque solo la componente horizontal del viento es modelada. Solo la componente horizontal del viento fue modelada en los primeros lugares, ya que esto es más relevante para procesos aerodinámicos para generar levantamientos que en la conversión de la potencia del viento en potencia mecánica.

La Figura 10 ilustra el efecto de sombra sobre el torque principal del eje del rotor de la turbina de viento de tres palas.

La parte superior de la Figura 10 presenta una serie de tiempos de torques normalizados en el rotor de turbinas de viento de tres palas. La influencia de la torre en cada una de las palas es que genera varias componentes armónicas sobre el torque. La parte inferior de la Figura 10 representa una Transformación de Fourier del momento normalizado afectado por la sombra de la torre, que revela que prácticamente solo las componentes $3np$ (donde np es la frecuencia de variaciones de la velocidad del viento) son presentadas [44].

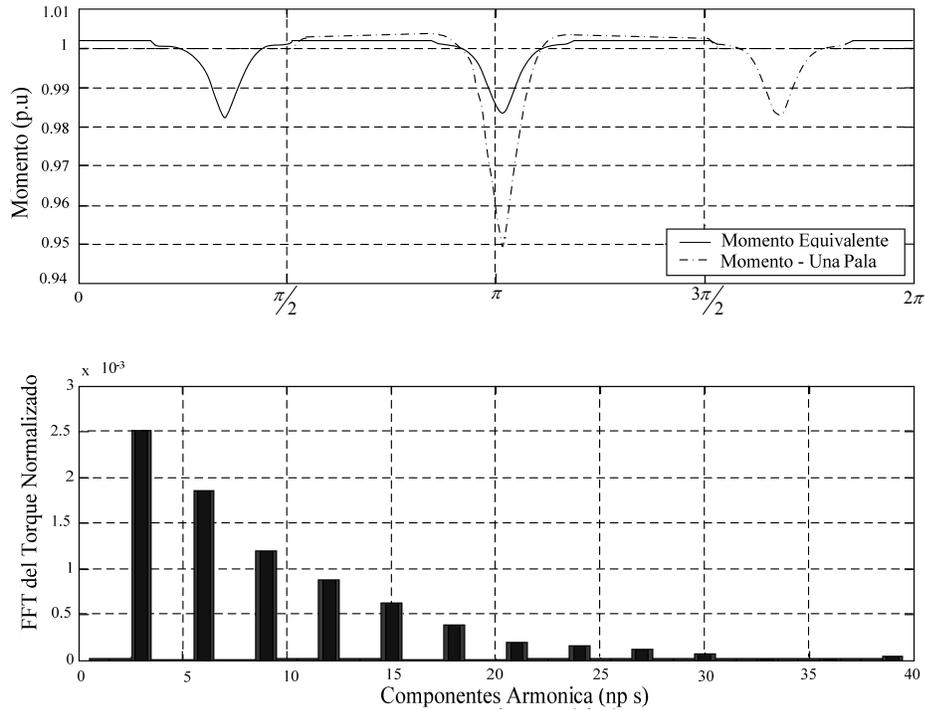


Figura 10. Torque Normalizado afectado por la Sombra de la Torre [44]

2.2.9. Representación Estocástica del Viento

A continuación se presenta la representación estocástica para la simulación del comportamiento de la velocidad del viento en dirección horizontal, donde se desarrollan modelos tanto para grandes como pequeñas escalas de tiempo.

Se llama a tiempos pequeños de simulación para la velocidad del viento a aquellos que se encuentran en el orden de los segundos, y grandes tiempos a todos aquellos que van desde minutos, horas e inclusive días. Las componentes de la velocidad del viento solo se consideran para las escalas de tiempo pequeñas ya que en estos es donde se logra observar el verdadero efecto que tiene sobre el viento resultante.

Por medio de los resultados obtenidos de estos modelos se crea una serie de tiempo constituida por pares ordenados de la forma $(v_w(t_j), t_j)$ que esta definida para el período de tiempo en consideración que se haga uso del modelo.

2.2.9.1 Pequeñas Escalas de Tiempo

La aproximación de la velocidad del viento mediante una secuencia de medidas, tiene como ventaja que una velocidad del viento real es usada para simular el desempeño de la

turbina. La desventaja es que únicamente la secuencia de medidas dentro del intervalo de valores de velocidad del viento serán simuladas.

Una aproximación numérica es más flexible para realizar el modelado del viento, que puede generar secuencias de velocidades con características deseadas, situando el valor de los parámetros correspondientes para un valor apropiado. En la simulación del viento por aproximación numérica, es muy frecuente asumir que la velocidad del viento es hecha por la suma de cuatro componentes como se muestra [12], [22]:

- v_{wa} : valor promedio (*average*).
- $v_{wr}(t)$: Una componente de una rampa, representando un incremento continuo en la velocidad del viento.
- $v_{wg}(t)$: Una componente de la ráfaga, representando una ráfaga.
- $v_{wt}(t)$: Una componente representando turbulencia.

Finalmente la velocidad del viento es la combinación lineal de las cuatro componentes:

$$v_w(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (31)$$

Componente de Velocidad Promedio

El valor promedio de la velocidad del viento v_{wa} , corresponde a la media matemática de la velocidad del viento registrada durante un cierto periodo de tiempo considerado. El valor promedio de la velocidad del viento v_{wa} , es calculada mediante la potencia generada (Para programas de aplicación en el análisis de sistemas de potencia este valor se puede obtener del calculo del flujo de potencia para una condición operativa dada) y la potencia nominal de la turbina.

En los programas para análisis de turbinas de viento integradas a sistemas de potencia el usuario no necesita especificar este valor. Una excepción es el caso turbina de viento con velocidad variable con control de ángulo de paso a potencia nominal. En este caso, esta no es la única relación que existe con la potencia generada, indicada en el análisis de flujo de potencia, y la velocidad del viento. Por consiguiente, el usuario debe dar un valor inicial de velocidad del viento o el ángulo de paso de la pala de la turbina. Las ecuaciones que describen al rotor, puede que se usen para calcular el ángulo de paso o el valor promedio de la velocidad de viento, respectivamente.

Se debe mencionar que la grafica de la componente promedio resulta muy similar a la grafica de la serie de tiempo de velocidad del viento constante, ya que esta resulta del

valor promedio de un grupo de velocidades obtenidas en un intervalo de tiempo discretizado.

Componente Rampa de la Velocidad del Viento

La componente de rampa de la velocidad del viento, se emplea para la simulación de cambios en la velocidad de viento cuyo comportamiento puede ser simulado en una forma más o menos lineal (aumento o descenso)

Esta rampa de la velocidad del viento es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la rampa de velocidad del viento, \hat{A}_r (m/s), el tiempo de comienzo o inicio de la rampa de la velocidad del viento T_{sr} (en segundos), y el tiempo final de la rampa de la velocidad del viento, T_{er} (en segundos).

La formulación matemática de la componente de rampa de la velocidad del viento es descrita en las siguientes ecuaciones [12], [22]:

$$\begin{aligned}
 v_{wr} &= 0 && \text{para } t < T_{sr} \\
 v_{wr} &= \hat{A}_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} && \text{para } T_{sr} \leq t \leq T_{er} \\
 v_{wr} &= \hat{A}_r && \text{para } T_{er} < t
 \end{aligned} \tag{32}$$

En la Figura 11 se muestra una grafica ilustrativa de la componente de rampa del viento donde se representa los tramos que definen la componente, observando los valores adquiridos $v_w(t)$, para cada instante de tiempo, y que obedece a la modelación matemática mostrada en la ecuación (32).

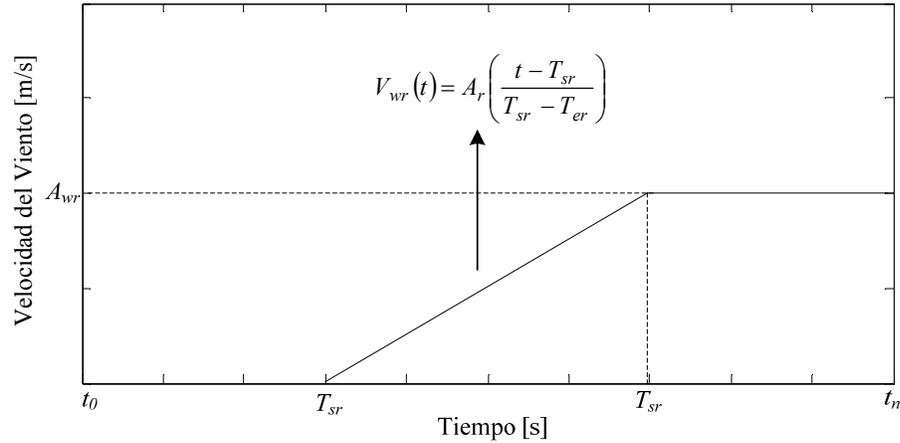


Figura 11. Grafica Ilustrativa Genérica de la Componente de Rampa para la Velocidad del Viento

Componente Ráfaga de la Velocidad del Viento

Las ráfagas son indicadas por fluctuaciones rápidas en velocidad del viento con cierta variación entre los picos y la parte estable de la curva, es decir un cambio temporal en la velocidad del viento. La ráfaga de velocidad de viento es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la ráfaga de la velocidad del viento, \hat{A}_g (m/s), el tiempo comienzo o inicio de la ráfaga de la velocidad del viento T_{sg} (en segundos), y el tiempo final de la ráfaga, T_{eg} (en segundos). La formulación matemática de la componente de ráfaga de la velocidad del viento es descrita en las siguientes ecuaciones [12], [22]:

$$\begin{aligned}
 v_{wg} &= 0 \quad \text{para } t < T_{sg} \\
 v_{wg} &= \hat{A}_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\} \quad \text{para } T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \\
 v_{wg} &= 0 \quad \text{para } T_{eg} < t
 \end{aligned} \tag{33}$$

En la Figura 12 se efectúa la representación grafica que ilustra el comportamiento genérico de la componente de ráfaga de viento.

Mostrando que la ráfaga es un súbito cambio (ascenso-máximo-descenso) de la velocidad del viento, que sigue una forma de semiciclo positivo de una función coseno, donde el comienzo y el final de la ráfaga son completamente definidos.

Para la simulación de la componente de ráfaga del viento se emplea el modelo matemático mostrado en la ecuación (33).

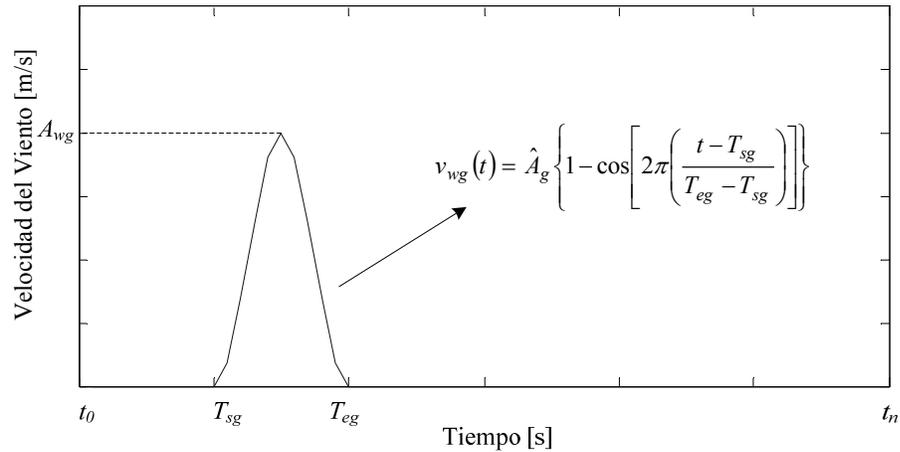


Figura 12. Grafica Ilustrativa Genérica de la Componente de Ráfaga para la Velocidad del Viento

Componente de Turbulencia de la Velocidad del Viento

La turbulencia del viento es una función sumamente compleja, debido a que ella involucra un comportamiento sumamente errático y aleatorio de la velocidad del viento lo que dificultan completamente la simulación matemática de esta componente.

El comportamiento de la componente de turbulencia del viento depende de varios factores como lo son: *origen de la turbulencia, intensidad, espectro*.

Los entendido en la simulación de la turbulencia del viento, por años han estudiado al fenómeno, y se han encontrado que el fenómeno posee distintas formas de cálculos los cuales son definidos en función al el fenómeno a estudiar y el lugar donde se este llevando a cabo el estudio.

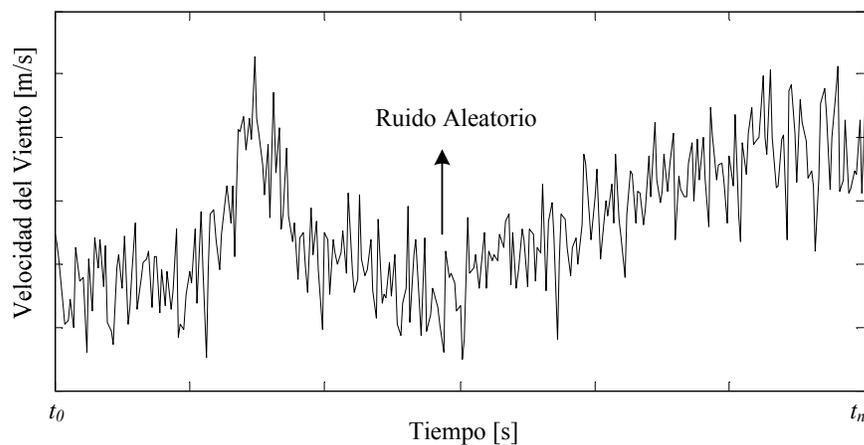


Figura 13. Grafica Ilustrativa de la señal de ruido aleatorio que proporciona la turbulencia

La Figura 13, muestra que la componente de turbulencia indica que esta componente inyecta un ruido aleatorio, esto es debido a las variables involucradas en la modelación matemática poseen el comportamiento de una variable aleatoria.

Tomando en cuenta las diferentes consideraciones para la que se estudia la turbulencia, se presenta a continuación el cálculo de la densidad del espectro establecido por el *Danish Estándar* [35].

La componente turbulenta de la velocidad del viento es caracterizada por la densidad del espectro de potencia $S_{wt}(f_i)$ [22], que queda definida por:

$$S_{wt}(f_i) = \frac{1}{\left(\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)\right)^2} \frac{l v_{wa}}{\left(1 + 1.5 \frac{f l}{v_{wa}}\right)^{5/3}} \quad (34)$$

A continuación se muestra la ecuación que refleja esto [22]:

$$P_{Dt}(f) = l_{v_{wa}} \left[\ln\left(\frac{h}{z_o}\right) \right]^2 \left[1 + 1.5 \frac{f l}{v_{wa}} \right]^{-5/3} \quad (35)$$

donde P_{Dt} es la densidad de potencia de la turbulencia para cierta frecuencia (W/Hz); f es la frecuencia (Hz); h es la altura de la velocidad del viento (m), que normalmente es igual a la altura del eje de la turbina de viento; v_{wa} es la velocidad de viento medida (m/s); l es la longitud de la turbulencia medida en (m), que es igual a $20h$ si h es menor que 30m, e igual a 600 si h es mayor que 30m; y z_o es longitud de rugosidad (m). A través del parámetro Z_o , se toma entre los cálculos la independencia de la intensidad de turbulencia sobre el paisaje donde la turbina de viento es localizada. La longitud de rugosidad depende sobre la estructura del paisaje que rodea la turbina de viento. Los valores de la rugosidad están dados por la Tabla 1.

El paso final es derivar una serie de tiempos para valores de velocidad del viento con una densidad de espectro de potencia según la ecuación (36) para ser aplicado en la simulación.

Un método para generar una serie de tiempo de una densidad potencia espectral dada es necesario. Este método es basado en la suma de un gran número de funciones senoidales de frecuencias diferentes y amplitud, que es determinada por la densidad

potencia espectral, de donde será derivada la serie de tiempos. La densidad de potencia espectral sólo contiene la información sobre la amplitud de varias componentes de frecuencia de la señal, pero ninguna información sobre el ángulo de fase.

En el dominio del tiempo, sin embargo, la amplitud y el ángulo de fase del seno orientan las componentes de la señal que deben conocerse. Por consiguiente, para derivar una serie de tiempo del espectro de densidad de potencia dado, el ángulo de fase de cada una de las componentes de la frecuencia. En el método aplicado, esto se hace escogiendo aleatoriamente el ángulo la fase inicial de cada una de las componentes de la frecuencia que son incluidas en la serie de tiempo en el intervalo de 0 a 2π [22].

Así, una cantidad infinita de serie de tiempo aleatorias corresponde a una sola densidad de potencia espectral. La siguiente ecuación expone la componente de la turbulencia donde el f_i y ϕ_i son la frecuencia y la fase inicial del componente de frecuencia de i -ésima [12].

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wt}(f_i)\Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (36)$$

Δf debe escogerse entre 0.1 y 0.3 Hz y n igual a 50 [1]. El término $\Delta\phi$ en la ecuación (36), es una pequeña componente de fase aleatoria que se agrega a cada paso de tiempo para evitar periodicidad de la turbulencia. Matemáticamente, este término vuelve el proceso estacionario descrito por la ecuación (36) en un proceso del cuasiestacionario [45].

Los factores de las simulaciones dinámicas de los sistemas de potencia (*Power System Dynamics Simulations PSDSs*) son llevados fuera del dominio del tiempo, considerando que la turbulencia del viento es descrita por la densidad del espectro de potencia dado el dominio de la frecuencia, aumenta el problema específico: la traslación de la densidad del espectro de potencia dentro de la secuencia de tiempo de valores que da la densidad del espectro de potencia [12]. Para solucionar este problema se usa el siguiente método que trabaja de la siguiente manera

La densidad de un espectro de potencia puede usarse para derivar información acerca de la amplitud de la señal con una frecuencia dada, entonces, un gran número de senos con un ángulo de la fase inicial aleatorio y una amplitud calculada de la densidad del espectro de potencia agregados a cada tiempo de paso. Así se puede generar una señal en

el dominio del tiempo con la frecuencia de la densidad del espectro de potencia que es un simple equivalente de la densidad del espectro de potencia original. La más pequeña diferencia entre las frecuencias de las componentes, el buen espectro de la densidad de potencia de la señal generada artificialmente es parecida a la densidad del espectro de potencia general. El tiempo requerido en los cálculos puede aumentarse, aunque, para más información de los métodos que se usan para generar señales en el tiempo del dominio con una densidad del espectro de potencia dado.

2.2.9.2 Grandes Escalas de Tiempo

El espectro de potencia de la velocidad del viento horizontal es calculado en un rango de 0.0007 a 900 ciclos/h, es decir, más de seis décadas. Un rango tal de frecuencia contiene el dominio espectral que describe las variaciones a mediano y a largo plazo, así como el rango espectral de la componente de turbulencia [46].

Considerando el modelo de van der Hoven, se ha desarrollado un procedimiento para la simulación numérica de la velocidad del viento, basado en un muestreo del espectro.

Tomando en cuenta la frecuencia angular discreta, ω_i , $i=1, N+1$ y $S_{vv}(\omega_i)$ los valores correspondientes de la densidad espectral. El armónico para frecuencia ω_i tiene una amplitud A_i [46].

$$A_i = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2} [S_{vv}(\omega_i) + S_{vv}(\omega_{i+1})] [\omega_{i+1} - \omega_i]} \quad (37)$$

y una fase, ϕ_i que es generada al azar con una distribución uniforme en el dominio $[-\pi, \pi]$ [46].

La velocidad del viento $v_w(t)$, es simulado con la relación

$$v_w(t) = \sum_{i=0}^N A_i \cos(\omega_i t + \phi_i) \quad (38)$$

Donde, $\omega_o=0$, $\phi_o=0$ y $A_o = v_{wa}$, siendo v_{wa} la velocidad promedio del viento, calculado en un horizonte de tiempo mayor que el período más grande en van der Hoven ($T=2\pi/\omega_1$) [46]. Dado un N para la muestra de operación característica de van der Hoven y se toman la siguiente variación de las frecuencias discretas [46]:

$$f_i = i \times 10^k \quad (39)$$

Donde i y k son valores numéricos de muestreo que se corresponden para lograr el valor de N [19].

Tomando en cuenta que [47]:

- Si existen grandes variaciones en la velocidad promedio del viento, el modelo de van der Hoven esta en la capacidad de caracterizar el comportamiento del viento para mediano y largo plazo.
- La turbulencia en modelo de van der Hoven tiene la misma magnitud sin tener en cuenta la velocidad promedio del viento.

Por consiguiente, el modelo de van der Hoven no puede ser usado para una descripción completa de la velocidad del viento, sobre una escala de tiempo en segundos, minutos, horas, porque este modelo posee la siguiente desventaja: la componente de la turbulencia es tratada como un proceso aleatorio estacionario. Sus propiedades no dependen de las variaciones del valor promedio, que son correspondientes al dominio de bajas frecuencias y tienen una escala de tiempo de horas, días, entre otros.

El modelo básico de la densidad de turbulencia viene dada por ecuación del espectro de von Karman, que para este caso se utiliza en función de la frecuencia angular discreta $S_{vv}(\omega_i)$ [46].

2.3. Filtrado de la Velocidad del Viento

Las variaciones de velocidad de viento de alta frecuencia son puntuales y en la práctica se aplanan gracias al tamaño del rotor debido a que estos cambios no son tan significantes dando a entender que para este aspecto el rotor actúa como un filtro, pero al momento de considerar la simulación dinámica se debe contemplar la implementación de un filtro pasabajos el cual se caracteriza por permitir el paso de las frecuencias más bajas y atenuar las más altas, asegurando que el comportamiento del rotor en la realidad se asemeje a lo considerado en la teoría. Para aproximar este efecto, se incluye un filtro del pasabajo antes del modelado del rotor [12].

Siendo la variable principal de entrada la velocidad del viento y obteniéndose de este filtro una velocidad más estilizada. La constante de tiempo que define el funcionamiento del control τ [s] tal y como se muestra en la Figura 14, depende del diámetro del rotor, la intensidad de turbulencia y la velocidad media del viento [22].

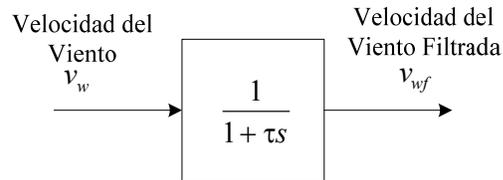


Figura 14. Filtro Pasa bajo [12].

Para establecer el comportamiento característico del filtro a continuación se presenta la ecuación equivalente para este diagrama:

$$\frac{dv_{wf}}{dt} = \frac{v_w - v_{wf}}{\tau} \quad (40)$$

2.4. Aerogenerador

La explotación del recurso eólico con la finalidad de generar energía eléctrica, fue una de las inquietudes de aquellos que día a día buscaban la forma de conseguir tal fin, en décadas pasadas. Los primeros pasos fueron dados con torpeza, pero en el transcurrir del tiempo se fueron perfeccionando los diseños y procesos para que la producción de energía con este tipo de tecnología sea exitosa [13], [48].

La evolución de las turbinas de viento es una historia notable de la aplicación de ingeniería y la habilidad científica por parte de los que llevan a cabo los diseños de tan compleja máquina, que en el transcurrir de los tiempos son nuevos avances los que salen de la ingeniería para mejorar el desempeño a la hora de producir energía eléctrica de buena calidad.

2.4.1. Partes que conforman una Aerogenerador

Una turbina de viento contiene una cantidad de dispositivos necesarios para que la explotación del recurso eólico se realice de la manera más satisfactoria posible. Describiendo un poco los componentes básicos que posee un aerogenerador (ver Figura 15), se tiene que la góndola es la que contiene los componentes clave, incluye el multiplicador y el generador eléctrico.

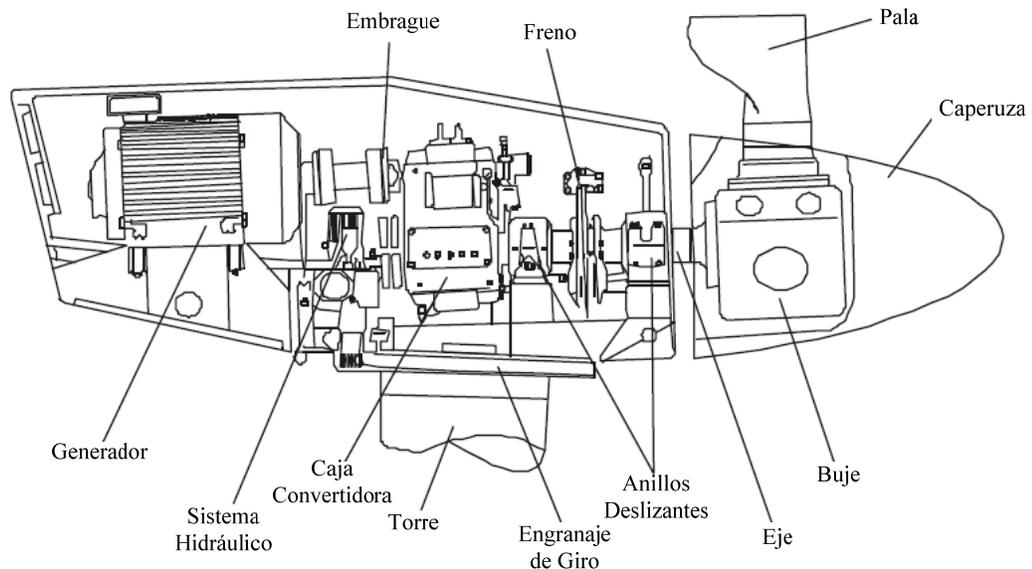


Figura 15. Componentes de un aerogenerador [49]

A la hora de realizarle servicio técnico al aerogenerador, el personal encargado de realizar estos mantenimientos tiene acceso a la góndola por el interior de la torre, la cual es la encargada de sostener y soportar todos los requerimientos mecánicos a la que esta sometida el aerogenerador [7].

Las palas del rotor son las encargadas de capturar el viento y transmitir la potencia hacia el buje. En los aerogeneradores modernos cada pala mide alrededor de 27 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión [3]. El buje de rotor es el encargado de realizar la conexión mecánica entre las palas del aerogenerador con el eje de baja velocidad, el cual a su vez conecta va conectado a la caja convertidora de velocidad, en los aerogeneradores modernos el eje de baja velocidad gira a unos 19 a 30 revoluciones por minuto [7], el cual es una buena velocidad para la producción de energía eléctrica, este eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

La caja convertidora es la encargada de elevar hasta 50 veces las revoluciones del eje de baja velocidad y transmitirla a un eje de alta velocidad el cual esta acoplado al generador eléctrico [7], donde dichos generadores pueden ser de diversos tipos, los cuales serán estudiados posteriormente. El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación, en el caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en

el multiplicador o en el generador), automáticamente el aerogenerador se detiene y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta, que normalmente sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección. La veleta y el anemómetro se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento, donde las señales del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar a este cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s [7].

El ordenador detendrá al aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar a este en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación [48], [50].

En el aerogenerador está presente un sistema hidráulico cuyo propósito primordial es el de restablecer los frenos aerodinámicos del sistema generador. La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador, y además contiene una unidad refrigerante del aceite utilizado para enfriar el multiplicador.

2.4.2. Sistema Aerodinámico

La aerodinámica implica el estudio de las leyes físicas de la conducta de los objetos en una corriente de aire y las fuerzas producidas por las corrientes de aire [51]. Tomando en cuenta esto se debe considerar que los sistemas aerodinámicos de la turbina a viento son el rotor específicamente en el área de las palas, debido a que por dicha área es por donde atraviesa el viento, lo cual trae consigo que la energía cinética del viento sea transformada en energía mecánica por medio del rotor.

2.4.3. Rotor Eólico

Las modernas turbinas eólicas son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica en un eje. Esta energía se puede aprovechar, o bien directamente, en instalaciones aisladas para aplicaciones de bombeo o, en sistemas de producción de energía eléctrica.

El elemento central de conversión de la energía contenida del viento a una potencia mecánica entregada en el eje lo es el rotor de la turbina de viento. Como se muestra en la Figura 16.

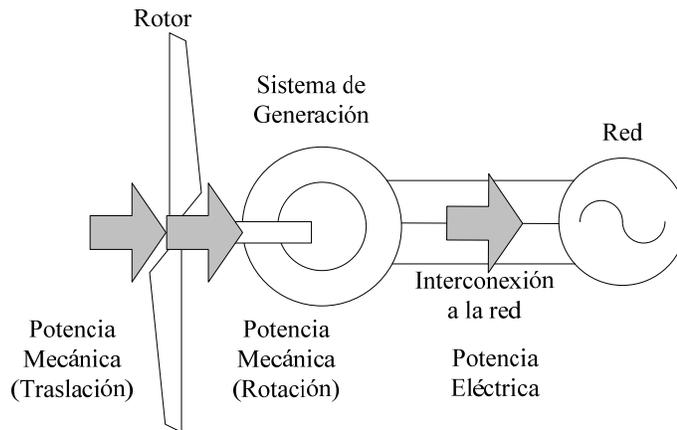


Figura 16. Esquema básico de una turbina de viento

Se entiende por rotor eólico el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Múltiples han sido los diseños de rotores para turbinas de viento, pero en la actualidad el mercado de los aerogeneradores es dominado por las turbinas de viento de eje horizontal.

Las turbinas de viento con rotor de eje horizontal se caracterizan porque hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la velocidad del viento incidente. La velocidad de giro de las turbinas de eje horizontal sigue una relación inversa al número de sus palas, o de forma más precisa al parámetro denominado solidez que indica el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por ellas. Así, las turbinas de eje horizontal se clasifican en turbinas con *rotor multi-pala o aeroturbinas lentas* y *rotor tipo hélice o aeroturbinas rápidas*.

Los componentes del rotor de la turbina de viento son: *las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala*. Desde un punto de vista de diseño y fabricación, cada uno de estos componentes se puede considerar como elementos independientes. Sin embargo, cuando se estudia su funcionamiento, es muy adecuado incluirlos, como partes del rotor eólico o bien como componentes del tren de potencia. Las palas, claramente pertenecen al rotor eólico, sin embargo, en cuanto al buje y al mecanismo de cambio de paso esta pertenencia no es tan clara.

El tipo de rotor eólico más adecuado en turbinas eólicas diseñadas para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice [31]. Esta denominación se basa en que el principio de funcionamiento aerodinámico y estructural de los hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica se puede aplicar a los rotores eólicos de los aerogeneradores de eje horizontal, aunque con algunas restricciones.

La transformación de energía que se produce en un aerogenerador que lleva asociada, inevitablemente, unas pérdidas de potencia en los diferentes componentes del sistema. Esto se contempla comenzando por el viento entrante en el rotor por el área de las palas.

Esto puede ser mostrado ya que la potencia cinética de un cilindro de radio R viajando con una velocidad de viento v_w corresponde a la potencia total del viento P_w dentro del área del rotor de una turbina de viento [4]. Esta total potencia de viento P_w puede ser expresada por [12]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho_{AIRE} \pi R^2 v_w^3 \quad (41)$$

Donde ρ_{AIRE} es la densidad del aire que en este caso es igual (1.225Kg/m^3) R es el radio del rotor y v_w es la velocidad del viento (m/s) [12], [22].

No es posible extraer toda la energía cinética del viento, mientras tanto esto significa que el aire permanecerá detrás de la turbina de viento. Lo cual no permitirá que el aire fluya o se disperse de la turbina y Claramente esto no representa una condición física de estado estacionario.

La velocidad del viento es solamente reducida por la turbina de viento que así extrae una fracción de la energía en el viento, esta fracción es denominada la potencia del coeficiente eficiente C_p de la turbina de viento. La potencia mecánica P_{mec} de la turbina es de esta manera por la definición C_p dada por el total de potencia en el viento P_w usando la siguiente ecuación:

$$P_{mec} = C_p P_w \quad (42)$$

Puede ser mostrado que la parte teórica de estática sobre el límite de C_p es $16/27$ (aproximadamente 0.593) [22]. Esto quiere decir que es teóricamente posible extraer el 59% de la energía cinética del viento, esto se alcanza debido a que al momento de transformar la energía cinética del viento v_w se disminuye la velocidad del mismo en $v_w/3$. Esto es teóricamente conocido como el *límite Betz* (Figura 17) [22].

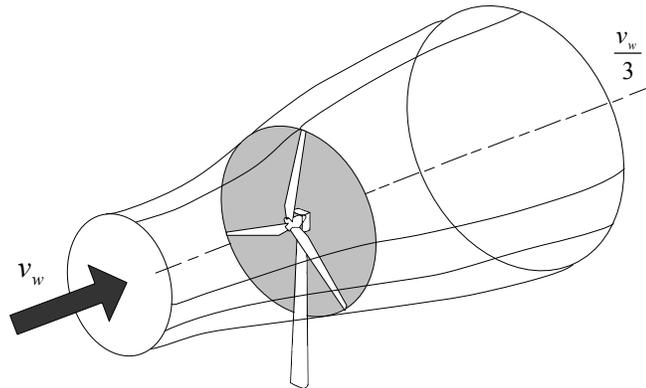


Figura 17. Disminución de la velocidad luego de pasar por la turbina [33]

Por comparación con las turbinas modernas de 3 palas tienen un valor óptimo C_p en el rango de 0.52-0.55 cuando es medida a la altura del eje (Figura 18).

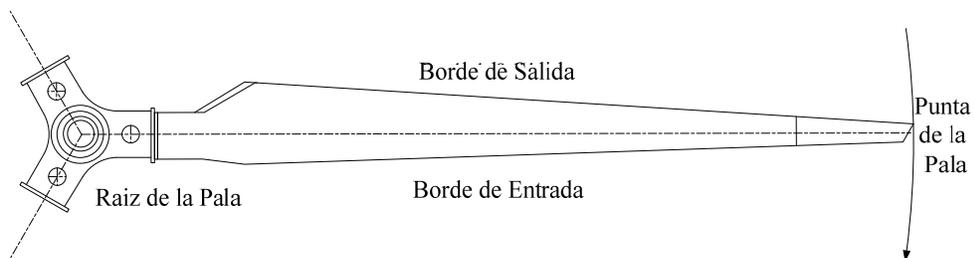


Figura 18. Partes de la Pala [51]

En algunos casos C_p es especificada con respecto a la potencia eléctrica en los terminales del generador más que en la potencia mecánica de la turbina en sí: esto es la pérdida en la velocidad y el generador están dadas deducidas del valor de C_p . Cuando es especificado de esta manera la turbina moderna de 3 palas tiene un óptimo valor de C_p de 0.46-0.48 [22]. De esta manera es necesario comprender donde los valores C_p son especificados en referencia a la energía mecánica o de energía eléctrica.

Si el torque T_{mec} es para ser aplicado en ves de la potencia P_{mec} es convenientemente calcularlo con la potencia P_{mec} usando la velocidad rotórica de la turbina.

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_{TURB}} \quad (43)$$

Es claro que desde el punto de vista físico la potencia P_{mec} que es extraída del viento dependerá de la velocidad de rotación, velocidad del viento y ángulo de las palas β . De esta manera P_{mec} y también C_p debe ser esperado para tener funciones en estas cantidades [22].

$$P_{mec} = f_{P_{mec}}(\omega_{TURB}, v_w, \beta) \quad (44)$$

Como se ha dicho anteriormente, la energía cinética del viento no puede ser extraída totalmente, esto se debe principalmente a las pérdidas de potencia que se producen en el sistema mecánico que se pueden dividir en dos partes: (1) rozamiento existente en los cojinetes y los cierres de contacto del eje, η_{mec1} y (2) rendimiento de la caja convertidora, η_{mec2} . El producto de estos dos rendimientos se considera el rendimiento mecánico, $\eta_{driveTrain} = \eta_{mec1} \eta_{mec2}$. Los dos términos del rendimiento mecánico del sistema de transmisión mecánico dependen de la velocidad de giro y de la potencia transmitida. La potencia mecánica P_{mec} , se puede expresar entonces como [31]:

$$P_{mec} = P_{ejealta} = P_{ejebaja} \eta_{trenmec} = P_w \eta_{trenmec} C_{P_{mec}}(\lambda, \beta) \quad (45)$$

Finalmente, los dispositivos asociados a la parte eléctrica: generador, convertidores electrónicos de potencia (en el caso que el tipo de generación lo requiera), cables de conexión, transformador de conexión a la red, entre otros. Involucran pérdidas, que hacen que la potencia mecanizada en el eje de la máquina ($P_{ejealta}$) no sea transformada completamente en potencia eléctrica (P_{elec}). De hecho todos estos componentes contabilizan pérdidas de energía que afectan el rendimiento eléctrico del sistema η_{elec} . De tal modo que la potencia eléctrica final queda dada por:

$$P_{elec} = \eta_{elec} P_{mec} = \eta_{elec} P_{ejealta} = \eta_{elec} P_{ejebaja} \eta_{trenmec} = P_w \eta_{elec} \eta_{trenmec} C_{P_{mec}}(\lambda, \beta) \quad (46)$$

No es en la práctica habitual que los fabricantes de aerogeneradores incluyan las pérdidas del transformador en el rendimiento eléctrico; pero en caso contrario, se debe especificar que esas pérdidas están especificadas. La ecuación (46) puede ser transformada mediante el empleo de un coeficiente de potencia eléctrica C_{pelec} .

$$P_{elec} = P_w C_{pelec}(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_{pelec}(\lambda, \beta) \quad (47)$$

Donde:

$$C_{pelec} = \eta_{elec} \eta_{trenmec} C_{P_{mec}}(\lambda, \beta) \quad (48)$$

En la Figura 19, se muestra el coeficiente de potencia mecánico $C_{P_{mec}}(v_w)$, y el coeficiente de potencia eléctrica $C_{pelec}(v_w)$ de un aerogenerador típico comercial en función de la velocidad del viento.

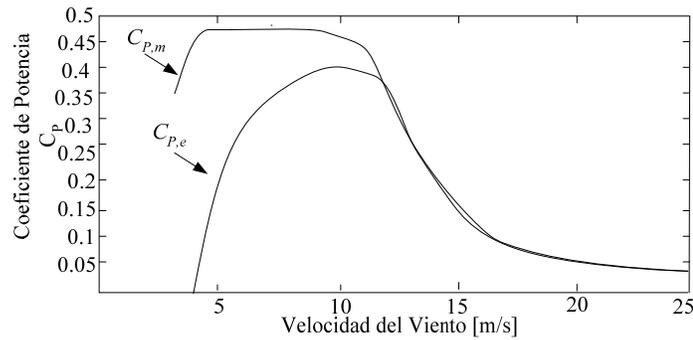


Figura 19. Coeficiente de Potencia Mecánico y Eléctrico [52]

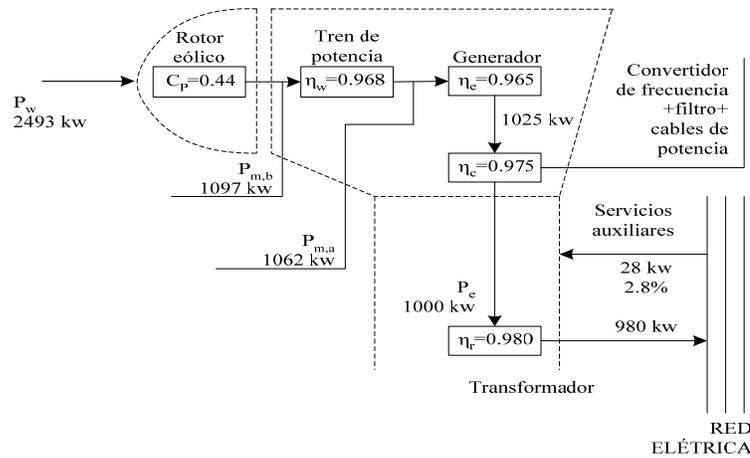


Figura 20. Rendimiento y flujo de potencia a plena carga de un aerogenerador de 1 MW. Los rendimientos incluidos son estimados [52]

En la Figura 20, se representa los rendimientos mecánicos y eléctricos, así como el flujo de potencia a plena carga en un aerogenerador típico comercial de 1 MW. Los rendimientos de los diferentes componentes son estimados, pero puede considerarse que el orden de magnitud se ajusta fielmente a los valores encontrados en la literatura especializada [29].

Otra consideración en la extracción de energía es el modelaje de las palas la cual cumple una función de vital importancia, porque realizando alteraciones en el cuerpo o perfil de la pala pueden cambiar de manera significativa la curva de energía y el nivel de ruido, esto puede ser observado en el desarrollo de las palas en el túnel de viento para investigación y prueba de la NACA (comité nacional de EU para aeronáutica) (Figura 21) [51].

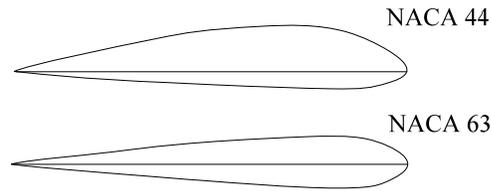


Figura 21. Comparación de dos perfiles de palas. NACA44

Es válido acotar que a pesar de que el modelo NACA63 tiene que la curva de poder y energía es mejor en rango de velocidad de viento bajos y medios, también es más sensible al sucio lo cual de acuerdo al ambiente donde se encuentre puede llegar a ser un gran problema.

Una breve explicación sobre la fluidez del aire en la pala, el tamaño y dirección de la fuerzas, va a depender de acuerdo a la distancia que esta tenga de la punta. Se va a considerar una pala de 450 kW, con un viento de velocidad de 10 m/s [51].

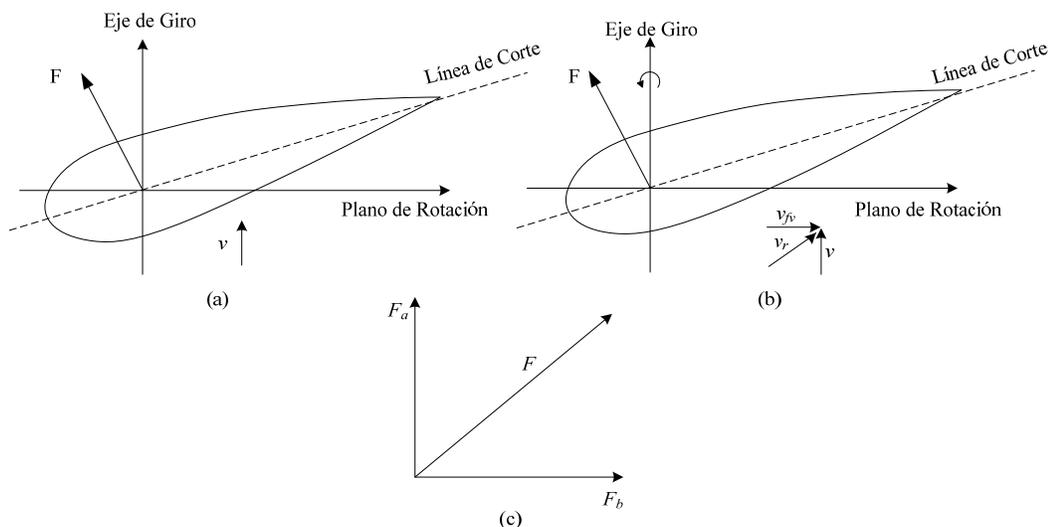


Figura 22. Esquema para operación de: (a) Pala Estacionaria, (b) Situación operacional, (c) Diagrama de fuerzas [51]

En la situación estacionaria (Figura 22(a)), la presión del viento es de 80 N/m^2 [51], la fuerza F (fuerza) es ligeramente mayor que la fuerza en la punta, mientras la pala es más ancha en la raíz. La presión es más fuerte en el ángulo derecho de la parte lisa del perfil de la pala, y mientras la pala es más girada en su base o raíz, más fuerza será dirigida en la dirección de rotación.

Por otro lado la fuerza en la base, no tiene un gran efecto de brazo de torque en relación con el eje del rotor. Esto contribuirá con la misma fuerza en el torque de arrancada como la fuerza en la punta.

Durante la situación operacional como se muestra en el dibujo anterior. El viento acercándose al perfil es una vez más la suma del viento libre v de 10 m/s y el frente de viento v_r del movimiento rotacional a través del aire. El viento frontal cerca de la raíz (base) de la pala de la turbina de 450kW es cerca de 15m/s [51], esto produce un viento resultante v_r sobre el perfil de 19 m/s, este viento resultante actuara sobre la sección de la pala con una fuerza de aproximadamente 500 N/m [51].

En la Figura 22(c), la fuerza es concentrada en una presión de aire contra la torre F_a , y la fuerza de manejo F_d en la dirección de rotación.

En comparación con la punta de la pala la sección de la base o raíz produce menos fuerzas aerodinámicas durante la operación, como quiera que sea más de estas fuerzas están encausadas en la dirección correcta, es decir, en la dirección de rotación.

El cambio de tamaño y dirección de estas fuerzas desde la punta a la base determina la forma y cuerpo de la pala. El viento de frente no es tan fuerte en la base de la pala, por lo tanto la presión no es alta, de aquí que se concluya que pala debe ser hecha más ancha para que las fuerzas sean igualmente mayores, el viento resultante tiene un gran ángulo en relación al plano de rotación en la base, por lo que la pala tiene un gran ángulo de torsión en la base [51].

Es importante que las secciones de la pala cercanas al eje estén capacitadas para resistir fuerzas y estrés del resto de la pala. Así pues el perfil de la base es de ambas formas, ancho y delgado, parcialmente porque la parte delgada del perfil da una fuerza y rigidez a la pala y también porque la parte más ancha es necesaria para la baja velocidad del viento resultante a través de la pala, por otro lado, la conducta aerodinámica de un perfil delgado no es tan efectiva [51].

Adicionalmente a lo largo de la pala, el perfil debe ser hecho más delgado con el objeto de obtener propiedades aerodinámicas aceptables y como consecuencia el cuerpo del perfil en cualquier lugar de la pala. Para una fuerza media deseada se tiene el perfil ancho grueso y para buenas propiedades aerodinámicas el perfil delgado y para evitar el alto stress aerodinámicos (perfil estrecho) y también se tiene la pala girada (giratoria) de manera que seguiría los cambios en la dirección del viento resultante.

Ahora la fuerza del viento en una sección de la pala y así se da la posibilidad de extraer energía, dependerán del ángulo de incidencia entre el plano de la rotación de movimiento de la pala φ y la velocidad relativa del viento v_{RELA} (Figura 23) como es visto en el movimiento de las palas.

Simple consideraciones geométricas las cuales ignoran las turbulencias creadas por la punta de la pala muestran que el ángulo de incidencia φ es determinado por la velocidad del viento incidente v_w y la velocidad de la pala. La punta del aspa esta moviéndose con velocidad v_{PUN} igual $\omega_{TURB}R$ (Figura 23) [22]. Otro término comúnmente usado en la aerodinámica de las turbinas a viento es el radio de velocidad de punta λ el cual es definido por la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{\omega_{TURB}R}{v_w} \quad (49)$$

Teniendo en consideración que el tener un valor alto del radio de velocidad de punta implica que aumente la velocidad en el eje haciendo más eficiente la generación de electricidad (esto claro de acuerdo a los factores de velocidad del viento en el lugar de trabajo), lo que nos indica que λ afecta las rpm del rotor.

Los más altos valores de C_p son típicamente obtenidos por los valores λ en el rango de 8-9 (cuando la punta de la pala se mueve de 8-9 veces más rápido que el viento entrante). Esto significa que el ángulo entre la velocidad relativa del aire como es vista en la punta del aspa y el plano del rotor es un ángulo agudo [22]. De esta manera el ángulo de incidencia φ es convenientemente calcularlo de la siguiente manera:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctan\left(\frac{v_w}{\omega_{TURB}^R}\right) \quad (50)$$

Debe ser notado que el ángulo de incidencia φ es definido en la punta de las palas y que el ángulo local variara a lo largo de la dimensión del pala, del engranaje ($r=0$) a la punta del aspa ($r=R$) y de esta manera el valor local de φ dependerá sobre la posición a lo largo de la longitud del pala.

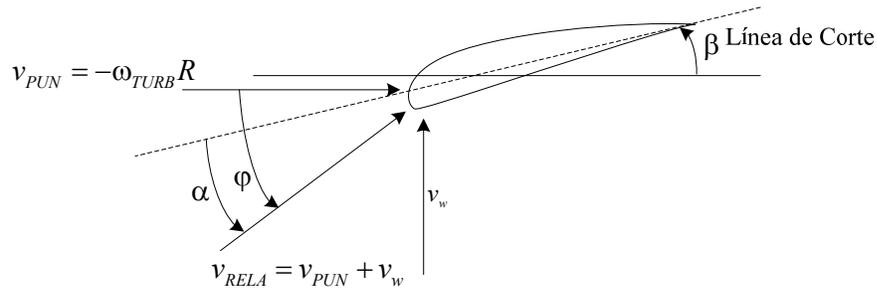


Figura 23. Ilustración de las condiciones de viento alrededor de la pala[22]

En las turbinas a viento modernas es posible ajustar el ángulo de inclinación β del aspa a través de un mecanismo. Si la pala es girada, el ángulo de ataque α entre el aspa y el viento relativo van cambiando acorde con el ajuste realizado. Otra vez es claro que desde una perspectiva física que las fuerzas de un viento relativo en la pala y de esta manera la energía de extraída dependerán del ángulo de ataque α entre el movimiento de las aspas del rotor y la velocidad relativa del viento v_{RELA} como es vista en el movimiento de las palas.

Como consecuencia de esto se concluye que C_p puede ser expresado por:

$$C_p = f_{C_p}(\lambda, \beta) \quad (51)$$

C_p Es la función de energía no lineal de λ y β . Debe ser notado que una mayor ventaja de aproximación que incluye a C_p es que estas cantidades están normalizadas y así comparables sin importar la medida de la turbina a viento.

En las turbinas más antiguas y simples las palas tienen una posición angular combinada desde la base de la turbina a viento lo que quiere decir que el ángulo de la pala es constante β . Esto es llamado control de entrada en pérdida (o pérdida pasiva), debido a que las palas de las turbinas se mantendrán a alta velocidad y así automáticamente reducen el levantamiento de las palas de la turbina. Con un ángulo combinado de palas la relación entre el coeficiente de energía C_p y radio de velocidad de las puntas dará una curva similar como la que es mostrada en la Figura 24 (a) [22].

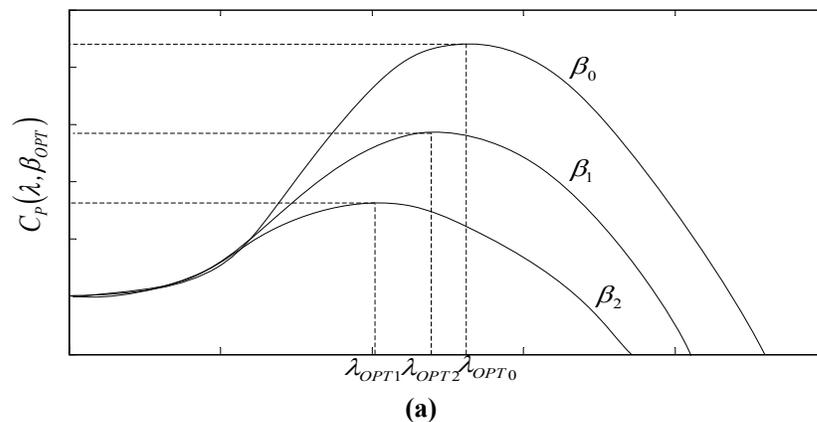
Asumiendo una velocidad del viento v_w constante el radio de velocidad de punta, λ , variara proporcionalmente a la velocidad rotacional de la turbina a viento. Ahora si la curva $C_p - \lambda$ es conocida para una turbina de viento en específico con un radio R del rotor de la turbina es fácil para construir de C_p contra la velocidad rotacional para cualquier velocidad del viento v_w . Las curvas de C_p contra la velocidad rotacional serán de idéntica

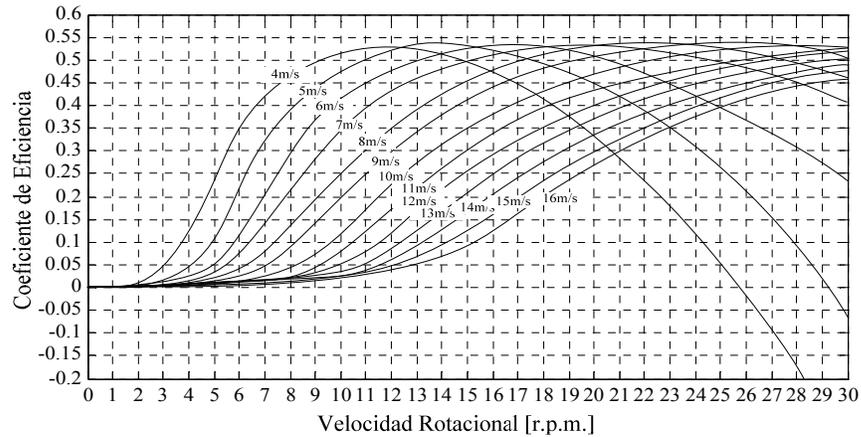
forma para diferentes velocidades de vientos pero variaran en términos de su forma aguda a lo largo del eje de la velocidad rotacional como es ilustrado en la Figura 24 (b). De esa manera el punto óptimo operacional de la turbina a viento a una dada o supuesta velocidad del viento v_w Figura 24 (a), determinada por la intercepción del punto de la velocidad del rotor λ_{OPT} [22]. La velocidad óptima del rotor $\omega_{TURB,OPT}$ de la turbina es lo encontrado reescribiendo (5) como es mostrado en:

$$\omega_{TURB,OPT} = \frac{\lambda_{OPT} v_w}{R} \quad (52)$$

La velocidad óptima del rotor en una velocidad dada del viento puede ser también encontrada en la Figura 24 (b). Obsérvese que la velocidad óptima de rotación para una velocidad específica del viento también depende del radio de la turbina R el cual se incrementa con la data de energía de la turbina.

Así pues mientras mayor sea la potencia nominal de la turbina a viento será menor la velocidad optima rotacional. Estas ecuaciones aerodinámicas básicas de las turbinas a viento proveen una comprensión de que las turbinas a viento combinadas deben ser diseñadas de acuerdo a la velocidad rotacional para encontrar o adecuar la más conveniente velocidad del viento en el área de instalación [22]. A todas las demás velocidades del viento, no será posible que una turbina a viento de velocidad combinada o controlada mantenga la operación con una eficiencia óptima de energía. En el caso de las turbinas de viento con velocidad variable la velocidad rotacional de la turbina es ajustada de acuerdo al rango de la velocidad del viento por la velocidad de punta λ que es mantenido por λ_{OPT} (ver Figura 24)





(b)

Figura 24. Coeficiente de potencia C_P para varios ángulos [22]

De esa manera la eficiencia del coeficiente de energía C_P llega al máximo y trae como consecuencia que la salida de energía mecánica de una variable velocidad de la turbina debe ser más alta que una turbina de velocidad controlada [22]. Mientras más alta sea la velocidad del viento la energía mecánica es mantenida a un nivel promedio de la turbina a viento impulsando las hojas de la turbina.

La Figura 25 da la ilustración de una turbina de velocidad fija y una de velocidad variable, muestra que la salida de potencia mecánica que es más alta para la turbina de velocidad variable en todas las velocidades del viento [22].

Las turbinas de velocidad variable tendrán un mejor rendimiento anual en producción comparada con los de velocidad fija, esto es como consecuencia del costo de mayor complejidad en su construcción y anexos en los convertidores electrónicos de energía lo que permite una operación variable de velocidad.

Si la turbina es levantada en un ambiente con vientos altos, la ganancia en producción anual de energía será menos significativo, porque esa ganancia es obtenida primeramente en situaciones con viento bajo.

Algunas veces las turbinas de velocidad fija son de alguna manera caracterizada con la de velocidad variable. Algunos constructores también incluyen dos generadores, uno de alta y otro de baja velocidad con un número diferentes de pares de polos, dentro de la turbina, o colocan un generador especial el cual permite el cambio del número de pares de polos.

Cambiando las conexiones del devanado, en este caso la fracción de incremento anual en la producción de energía de una turbina de velocidad constante es obtenida a través de una simple y efectiva medida [22].

A velocidades altas del viento, con un óptimo valor de C_p la potencia mecánica podrá exceder la nominal para la cual fue diseñada la turbina. Debido a esto es necesario reducir la potencia mecánica, lo cual se logra rotando las aspas fuera del ángulo óptimo de lanzamiento, hay dos posibilidades de hacerlo: fuera del viento o contra el viento [28].

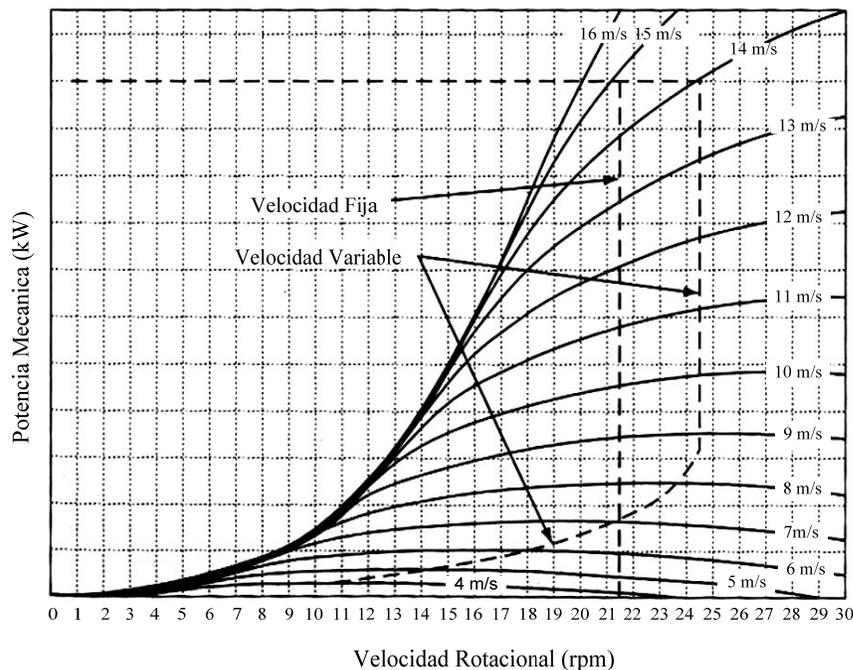


Figura 25. Potencia Mecánica contra la velocidad rotacional de turbinas con velocidad variable y con velocidad fija para varias velocidades de viento (4-16 m/s)

Si las palas se encuentran fuera del viento, el lanzamiento en las palas será reducida gradualmente. Esto es llamado control de paso y requiere unos cambios relativamente largos en el ángulo de paso para reducir significativamente la potencia.

Si las palas se encuentran contra el viento, las palas de la turbina tendrán pérdidas y de ese modo automáticamente se reducirán la sustentación en las palas de las turbinas. Este efecto es obtenido con un pequeño cambio relativo del ángulo de paso. Esto es llamado control activo de pérdidas y requiere de un mas exacto control del ángulo de paso por que son de una alta sensibilidad angular.

2.4.3.1 Acoplamiento Mecánico

Entre los componentes mecánicos de una turbina eólica, solo son de interés desde el punto de vista eléctrico, aquellos que puedan transmitir oscilaciones a la red dentro del ancho de banda de interés. Los componentes a considerar son:

- Palas
- Eje de baja velocidad
- Caja multiplicadora, o convertidora de velocidad.
- Eje de alta velocidad

El eje de baja velocidad contiene el eje en si de la turbina de viento, y el de alta velocidad el rotor del generador eléctrico. Existen diseños que se apartan de este esquema, pero es el típico. Algunas turbinas con generadores multipolares eliminan la caja convertidora, lo cual permite una reducción de la elasticidad del acoplamiento entre el buje y el generador. Por otro lado, Idan y Lior [53] proponen un acoplamiento de relación y velocidad variable, que permite que las palas giren a velocidad variable mientras el generador gira a velocidad constante. Sin embrago, este sistema solo ha sido ensayado mediante simulación numérica.

En estudios de pequeña señal algunos autores representan por separado las palas, el eje de baja velocidad y el eje de alta velocidad. Este método empleado por Wasnezuk et al. [54] para el estudio de turbina de viento de dos ejes, mediante el modelo de 4 masas, y por Rodríguez [52] y Veganzones [55], [56]. En estudios de turbinas de viento de tres palas mediante el modelo de 5 masas. Este modelo permite representar por separado el torque entrante a cada pala así como las oscilaciones entre el eje y el buje. Anderson y Bose [57] y Papathanassiou y Papadopoulos [58] también separan las palas y el buje, pero representan las palas mediante una sola masa, como si estuvieran rígidamente unidas. Este modelo corresponde al sistema de la Figura 26. Hinrichsen y Notan [59] consideran que la unión de la pala y el buje está fuertemente amortiguada, y utilizan un modelo de dos masas.

Este modelo ha sido desde entonces empleado por numerosos autores [60], [61], [62], [63], [64]. El equivalente mecánico está representado en la Figura 28 [65], [66] utilizan el modelo de una sola masa, uniendo las palas al buje, la caja convertidora y el eje de alta velocidad. Es el modelo de la Figura 29. Resultado de investigaciones recientes [63], establece la necesidad de representar el acoplamiento entre el buje y la turbina por medio de un modelo de dos masas.

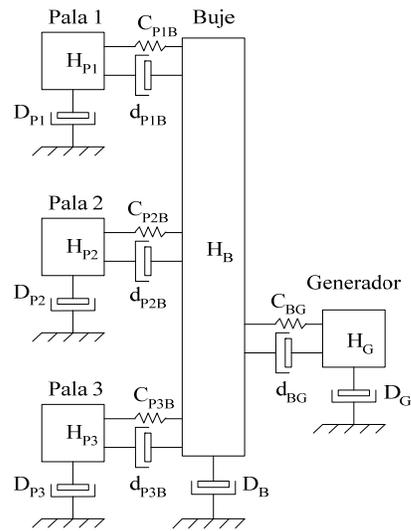


Figura 26. Modelo de cinco Masas [67]

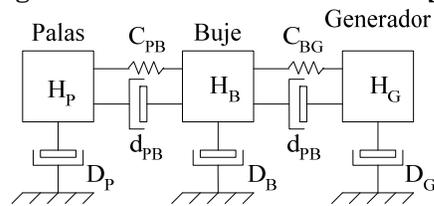


Figura 27. Modelo de tres Masas [67]

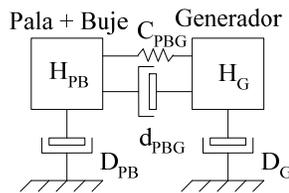


Figura 28. Modelo de dos Masas [67]

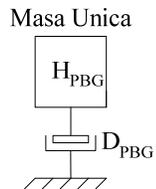


Figura 29. Modelo de una sola Masa [67]

2.4.3.2 Modelo Mecánicos de Aerogeneradores

El modelo de tres masas, Figura 27, representa un equivalente mecánico de las masas giratorias elásticamente acopladas entre sí [67]. Las tres inercias corresponden al rotor de la turbina, la caja convertidora de velocidad y el generador eléctrico. Los ejes de

interconexión, disco de frenos, etc., son incorporados en las inercias concentradas del modelo. La elasticidad y los elementos de amortiguamiento entre inercias adyacentes corresponden a la elasticidad de los ejes de alta y baja velocidad y fricción, donde los elementos externos de amortiguamiento están representados por pérdidas de torque (Figura 30) [67].

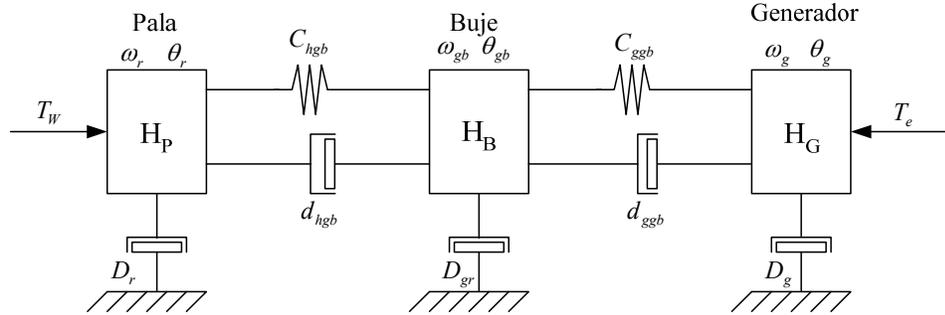


Figura 30. Modelo de tres masas para turbina de viento [65]

La ecuación de estado que corresponde al equivalente mecánico empleando como variables de estado las posiciones angulares y las velocidades:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \hat{\theta} \\ \hat{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{3 \times 3} & \mathbf{I}_{3 \times 3} \\ -2\hat{\mathbf{H}}^{-1}\mathbf{C} & -2\hat{\mathbf{H}}^{-1}\mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\theta} \\ \hat{\omega} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{3 \times 3} \\ 2\hat{\mathbf{H}}^{-1} \end{bmatrix} \hat{\mathbf{T}} \quad (53)$$

Donde:

$\hat{\theta}^T = [\theta_r \quad \theta_{gb} \quad \theta_g]$, Es el vector de posición angular de rotor, caja convertidora y generador.

$\hat{\omega}^T = [\omega_r \quad \omega_{gb} \quad \omega_g]$, Es vector de velocidades angulares de rotor, caja convertidora y generador.

$\hat{\mathbf{T}}^T = [T_w \quad 0 \quad T_g]$, Es el vector de torques externos actuantes en el lado del toro de la turbina (torque aerodinámico T_w) y en el rotor del generador (torque electromagnético T_g), convencionalmente acelerante. $[2\hat{\mathbf{H}}] = \text{diag}(2H_r, 2H_{gb}, 2H_g)$, es la matriz diagonal 3×3 de inercia.

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_{hgb} & -C_{hgb} & 0 \\ -C_{hgb} & C_{hgb} + C_{ggb} & -C_{ggb} \\ 0 & -C_{ggb} & C_{ggb} \end{bmatrix} \quad (54)$$

Es la matriz 3×3 de rigidez, donde C_{hgb} y C_{ggb} , son los coeficientes de rigidez del eje a la caja convertidora y de ésta al generador [65].

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} D_r + d_{hgb} & -d_{hgb} & 0 \\ -d_{hgb} & D_{gb} + d_{hgb} + d_{ggb} & -d_{ggb} \\ 0 & -d_{ggb} & D_d + d_{ggb} \end{bmatrix} \quad (55)$$

Es la matriz 3×3 de amortiguamiento, donde d_{hgb} , y d_{ggb} , son los amortiguamientos relativos de las acoplamiento elásticos, y D_r , D_{gb} , D_g son los coeficientes de amortiguamiento externos [67].

2.4.3.3 Diferentes Representaciones del Rotor de la Turbina de Viento

Después de haber descrito las propiedades aerodinámicas básicas de las turbinas de viento. Se podrá presentar ahora las más comunes aplicaciones y sus diferentes caminos para representar una turbina de viento en un programa de simulación computacional. Los diferentes tipos de modelos representados son relativamente parecidos, en primer lugar la representación es basada en la potencia P , torque T o el coeficiente de eficiencia de potencia C_p .

Mediante el Momento de Elemento de Pala y Código Aerolástico

Desde la perspectiva física, la presión del viento produce una fuerza en cada pala, la cuales es transformada en un torque en el eje del rotor de la turbina. Una representación de torque es de tal modo, desde la perspectiva física, una vía más natural de modelar el rotor de una turbina de viento. Este modelo de representación es conocido como el método del momento de elemento de pala (*blade element momentum*). Este método es usado para calcular los valores de C_p usados en los mismos enfoques previamente mencionados para representar el rotor de la turbina de viento [22].

En resumidas cuentas, este método esta basado en una separación de las palas en un numero de seccionales a lo largo de la longitud de cada pala. Cada sección de pala, es entonces caracterizada por la geometría de la pala, y propiedades aerodinámicas son dadas para cada sección desde el eje ($r = 0$) hasta la punta de la pala ($r = R$) como función del radio local r [22]. Se puede calcular, las fuerzas estáticas en el elemento de pala, y en consecuencia el correspondiente torque en el eje, para una velocidad de viento dada, v_w , una velocidad de giro dad, ω_{turb} , del rotor de la turbina, y un ángulo de paso dado β .

Para el desarrollo de esta investigación se consideran dos formas de modelar el rotor de la turbina de viento, estas son es que esta dado por polinomios aproximantes y el de funciones aproximantes.

Representación por Polinomios Aproximantes

Este método consiste principalmente en crear una función algebraica en la forma de un polinomio de orden n , el conjunto de funciones $C_{pn}(v_w) = \alpha_n v_w^n + \alpha_{n-1} v_w^{n-1} + \dots + \alpha_1 v_w + \alpha_0$, a partir de una curva real, donde n es un entero no negativo y $\alpha_n \dots \alpha_0$ son constantes reales.

La importancia de esto se debe a que aproxima de manera uniforme a las funciones continuas. Es decir dada una función cualquiera definida y continua en un intervalo cerrado, existe un polinomio que está tan cerca de la función como se desee (ver Figura 31).

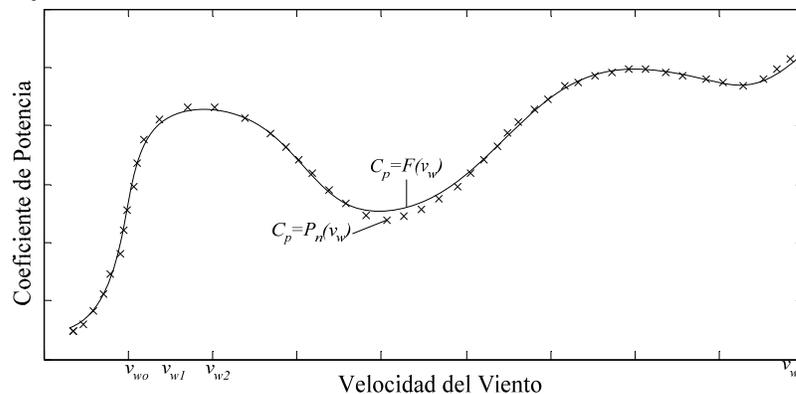


Figura 31. Comparación entre curva real $C_p = F(v_w)$ y curva aproximada $C_p = P_n(v_w)$

Los procesos para llevar a cabo la modelación del rotor mediante polinomios aproximados resulta ser muy interesante y fácil de comprender. Los pasos a seguir para lograr dicha aproximación son los siguientes: Primero se construyen las graficas a partir de los datos suministrados por los fabricantes, entre los que se destaca la velocidad del viento y el coeficiente de potencia. A partir de estos datos se genera una gráfica a la cual se le realiza una aproximación, esto se genera a través de distintos procesos matemáticos por medio de la aplicación de un software, en este caso particular se uso el programa MATLAB™, que construye el polinomio aproximado a partir de la curva que provee el fabricante. Estos polinomios poseen un pequeño margen de error ya que la función resultante es una aproximación de un conjunto de pares ordenados obtenidos en mediciones reales. Se debe recalcar que para cada turbina de viento existe un polinomio

aproximado, ya que cada una de ellas posee una curva característica que describe su comportamiento, por lo que se debe construir una función aproximada para cada marca o modelo de turbina que se desee simular.

Representación por Funciones Aproximantes

La siguiente ecuación indica la potencia extraída del viento que viene dada por la siguiente ecuación [22].

$$P_{wi} = \frac{\rho}{2} A_{wi} C_p(\lambda, \beta) v_w^3 \quad (56)$$

La mayor parte de las turbinas de viento de velocidad constante es controlada por las pérdidas. En este caso, β es omitido y C_p es una función de λ solamente. Por otro lado se tiene que para una turbina de velocidad variable se utilizan las mismas ecuaciones con la salvedad que β poseerá un valor variable y C_p dependerá de λ y β [28].

La documentación de los fabricantes muestra que las curvas de potencia de turbinas de viento individuales son muy parecidas, por lo tanto no se considera necesario usar diferentes aproximaciones para las curvas de $C_p(\lambda, \beta)$ para diferentes turbinas a velocidad constante, por lo que una aproximación general puede ser usada. Donde se enfatiza que esto necesariamente no aplica a otros tipos de cálculos, semejante al cálculo de producción de energía para financiar un propósito. Aquí se usa la siguiente ecuación general para describir el rotor de las turbinas de viento de velocidad constante y variable [1], [28].

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(\frac{-c_7}{\lambda_i} \right) \quad (57)$$

Donde

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (58)$$

Las estructuras de estas ecuaciones son originadas desde [66]. Sin embargo los valores de las constantes que van desde c_1 hasta c_9 han sido ligeramente cambiados en orden de tal manera que se asemejen con los datos de los fabricantes. Para minimizar el error entre las curvas documentadas por los fabricantes y las conseguidas mediante la aplicación de

las ecuaciones (57) y (58), se aplicara una optimización multidimensional. En la Tabla 2 se muestran los parámetros usados para la misma.

Tabla 2. Valores Aproximados de la Curva de Potencia [28]

Constantes	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
Turbina de Velocidad Constante	0.44	125	0	0	0	6.94	16.5	0	-0.002
Turbina de Velocidad Variable	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	0.02	-0.003
Turbina de Heier	0.5	116	0.4	0		5	21	0.08	0.035

En [19] esta demostrado que la eficiencia de potencia de cualquier turbina de viento puede ser dado analíticamente por un polinomio de tercer orden o por una expresión más compleja como la que se muestra en:

$$C_p\left(B, \frac{L}{D}\right) = \left(\frac{16}{27}\right) \frac{\lambda}{\lambda + \frac{1.32 + \left(\frac{\lambda-8}{20}\right)^2}{B}} - \left(\frac{0.57\lambda^2}{\frac{L}{D}\left(\lambda + \frac{1}{2B}\right)}\right) \quad (59)$$

En la ecuación anterior del coeficiente de potencia, B es el número de palas de la turbina de viento, y L/D es la relación entre arrastre y sustentación. B y L/D son conocidos desde las características técnicas de la turbina de viento. La ecuación anterior es válida para $4 \leq \lambda \leq 20$, para $B = 1, 2$ o 3 , y $L/D \geq 25$ con un alto grado de precisión [19]. Y λ es dada por:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v_w} \quad (60)$$

Donde se tiene que ω_r es la velocidad del rotor, R es el radio y v_w es la velocidad del viento. Por otro lado se podría incluir la sombra de la torre en el modelo del rotor. Esto puede hacerse por la adición de unas pulsaciones periódicas en la potencia mecánica que sale del modelo del rotor, esto es calculado con la ecuación (56), la frecuencia de estas pulsaciones depende del numero de palas (que normalmente son tres) y de la velocidad rotacional del rotor de la turbina de viento. La amplitud de las pulsaciones está en el orden de unos pocos porcentajes.

La sombra de la torre es particularmente importante en investigaciones concernientes a la calidad de la potencia y de interacción mutua entre dos turbinas de viento que estén situadas próximas una de la otro, eléctricamente [65]. Por tal razón la sombra de la torre

no esta incorporada en el modelo del rotor de este tipo de turbina de viento, porque puede concluirse con medidas que apenas se refleja en la potencia generada [9].

2.4.4. Modelo del Eje

Se ha tomado en consideración para la modelación mecánica de la turbina de viento, el modelo de dos masas, donde solo el eje de baja velocidad es incluido. Esto se debe a que la frecuencia de resonancia está alrededor de 2Hz, estando dentro de la banda de interés de la simulación dinámica (0.1-10Hz) [49]. La frecuencia de resonancia de la caja convertidora de velocidad y el eje de alta velocidad son mucho más altas que el espectro de interés, por ello se asumen infinitamente fuertes [58].

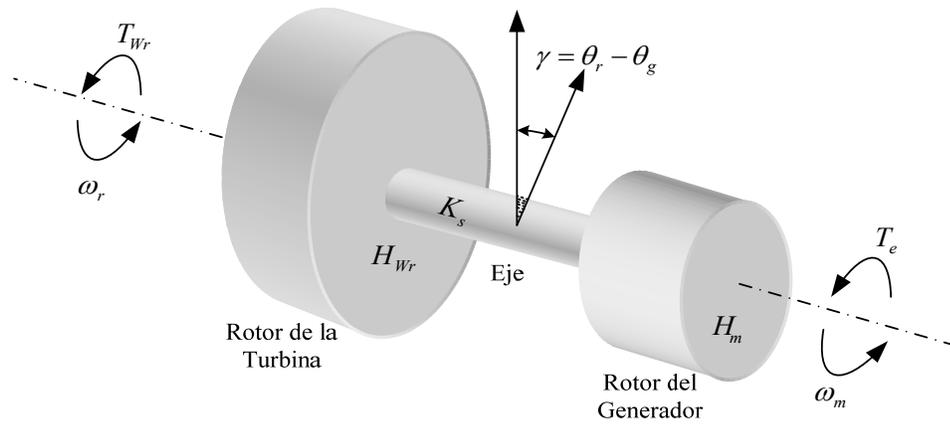


Figura 32. Modelo Tridimensional de las dos masas [58]

Las ecuaciones de movimiento dinámico del equivalente mecánico de la turbina viento puede ser expresado de acuerdo a:

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_{Wr}}{dt} &= \frac{T_{Wr} - K_s \gamma}{2H_{Wr}} \\ \frac{d\omega_r}{dt} &= \frac{K_s \gamma - T_{elec}}{2H_m} \\ \frac{d\gamma}{dt} &= 2\pi f (\omega_{Wr} - \omega_r) \end{aligned} \quad (61)$$

Donde f , es la frecuencia nominal de la red [Hz], los T_{elec} y T_{Wr} son los torques en [p.u], γ es el desplazamiento angular entre los dos extremos del eje [radianes eléctricos] y ω es la velocidad rotacional [rad/s]. H es la constante de inercia [s], K_s es la rigidez del eje [p.u. torque/radianes eléctricos]. Los subíndices W_r , m y $elec$, significan, rotor de la turbina, variables mecánicas del generador, aspectos eléctricos del generador

respectivamente [22]. La intensión principal es modelar el primer modo torsional del sistema de transmisión mecánica pero realmente, el modelo incluye el primer y segundo modo debido al uso del sistema de dos masas (modelo de segundo orden).

Turbinas de Viento de Velocidad Fija

En el caso de las turbinas de viento de velocidad fija equipadas con generador de inducción, esto presenta un fuerte acople entre la velocidad del rotor y los para metros eléctricos del generador de inducción. [70]. Las oscilaciones provocadas en el sistema del eje por las perturbaciones en la red darán como resultado fluctuaciones en la velocidad del rotor y también en los parámetros eléctricos del generador de inducción [71]. Como se explica en [71] el fenómeno de acumulación y designación de energía potencial en la torsión del eje de la turbina es de extrema importancia.

Una operación normal del eje de la turbina es la pre-torsión y la acumulación de una cantidad de energía potencial W_S .

$$W_S = \frac{1}{2} K_S \theta_S^2 = \frac{1}{2} \left(\frac{T_M}{K_S} \right)^2 = \frac{1}{2} \frac{T_M^2}{K_S} \quad (62)$$

Donde los valore de torsión de θ_S son dados por los valore iniciales de la operación normal. En una falla de corto circuito, el voltaje V_S y el torque eléctrico T_e se reducen. Por lo tanto la pre-torsión del eje comienza a relajarse reduciendo la torsión del eje. En la relajación, la energía potencial del eje es transferida a la energía cinética del rotor. Esto produce más aceleración en el rotor del generador [71]. Más aceleración del generador de inducción llevara una mayor absorción de reactivos y baja recuperación de voltaje después de la falla

Los generadores de inducción son caracterizados por un fuerte acople entre el deslizamiento del rotor y la potencia eléctrica y reactiva del generador. Las oscilaciones en el deslizamiento del rotor serán causa de fluctuaciones en la potencia eléctrica. La frecuencia natural de la potencia eléctrica y reactiva son las fluctuaciones del modo de torsión del eje [72], [71]. Por lo tanto las fluctuaciones de voltaje con la misma frecuencia natural también serán vistas [73]. En otras palabras, (i) las fluctuaciones de voltaje y (ii) las lentas recuperaciones después de fallas en la red son el resultado del comportamiento de los transitorios mecánicos de la torsión del eje de turbinas de viento equipadas con generadores.

Por estos argumentos el sistema del eje de la turbina de viento de velocidad fija será representado por un modelo de dos masas en una situación donde la rigidez del eje es suficientemente baja. Sin embargo la rigidez del eje depende de diversos factores, entre los que se tiene el material, el espesor y la longitud del eje, así como también la relación de la caja convertidora [73]. Diferentes turbinas de viento de diferentes fabricantes son caracterizadas por sistemas de eje con diferente rigidez. El término de “suficientemente bajo” implica que la decisión de usar el modelo de dos masas relata la rigidez del eje así como la energía potencia acumulada en el sistema del eje.

Si el sistema del eje es suficientemente rígido, idealmente $KS \rightarrow \infty$, será usado el modelo de una masa. Esto obviamente favorece debido a que la energía potencial acumulada en el eje es reciproca a la rigidez del eje. El eje con rigidez ideal no acumula energía potencial debido a que en el mismo no se presenta torsión. En segundo lugar el modelo de una masa debe ser encontrado utilizando la ecuación (68) del modelo de dos masas insertando $KS \rightarrow \infty$ [74].

En [75] se dice que ya en el caso de una rigidez del eje de $KS=3$ [PU/el.rad] no hay ninguna significativa fluctuación en la velocidad del rotor del generador ni en el voltaje. Las oscilaciones de torsión del eje son vistas como ondas de pequeñas magnitudes en el comportamiento del voltaje. Este comportamiento no influye en los transitorios de la estabilidad de los voltajes. Esto indica que los valores de $KS=3$ [PU/el.rad] es el limite, definido por la experiencia para el uso del modelo de dos masas.

Resumiendo lo discutido, el modelo de dos masas será aplicado en turbinas de viento de velocidad fija con generador de inducción, debido al fuerte acople que este presenta entre los parámetros mecánicos y eléctricos. Sin embargo cuando la rigidez del eje se encuentra al redero o por encima de 3 [PU/el.rad], el modelo de una masa debe ser aplicado.

2.4.5. Caja Convertidora

Los Aerogeneradores eléctricos acoplados a turbinas de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, por lo que se encuentra sometido a las fluctuaciones provenientes del viento. Dado que la velocidad de rotación de las aspas es baja, la mayoría hacen uso de una caja convertidora que permite aumentar la velocidad de rotación del generador eléctrico [76].

Se denomina caja convertidora a un mecanismo que consiste, generalmente, en grupo de engranajes, con el que se consigue mantener la velocidad de salida en un régimen cercano al ideal para el funcionamiento del generador.

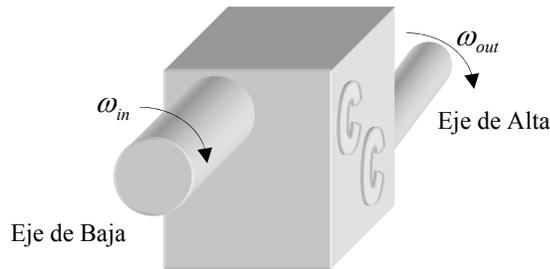


Figura 33. Caja Convertidora

La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al generador a través del tren de potencia, es decir, a través del eje principal, la caja convertidora y el eje de alta velocidad.

El uso de una caja convertidora es de gran utilidad para la generación de electricidad utilizando como fuente primaria la energía proveniente del viento, si esta no se usa se presentan situaciones que se encuentran muy lejos de la realidad de las turbinas de viento y los generadores de electricidad. Si se considera un generador ordinario, directamente conectado a una red trifásica de CA, con uno o dos pares de polos, como normalmente se acostumbra implementar en los sistemas de potencia, se debería tener una turbina con velocidad extremadamente alta, encontrándose esta entre 1000 y 3000 revoluciones por minuto (r.p.m) aproximadamente, otra posibilidad es considerar un generador de velocidad lenta, lo que implica gran cantidad de polos para tener una velocidad razonable que permita la conexión de este al sistema de potencia, otros de los factores que se debe considerar es el tamaño que debe poseer el rotor, el cual resulta ser muy grande pesado debido al torque que este debe soportar, lo que origina altos precios para llevar a cabo su construcción [69].

Para solucionar los problemas mencionados anteriormente se hace uso de una caja convertidora que permita hacer la conversión entre la potencia del lado de alta y el lado de baja. Se debe destacar que la caja convertidora de la turbina eólica no cambia las velocidades [69]. Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador.

2.5. Máquinas de Inducción

La máquina de inducción se compone de dos piezas cilíndricas, una fija denominada estator y otra centrada en su interior, con un diámetro ligeramente inferior, denominada rotor [76]. Hay que recordar que la parte rotante de la máquina se llama rotor, la parte estacionaria de la máquina se denomina estator.

Hay dos tipos diferentes de rotores que pueden disponerse dentro del estator de la máquina de inducción. Uno de ellos se llama rotor de jaula de ardilla, mientras que el otro es conocido rotor devanado [76].

Las máquinas de inducción de rotor devanado son más costosas que los de rotor de jaula de ardilla y requieren mucho más mantenimiento debido al desgaste asociado a sus escobillas y sus anillos deslizantes. Como resultado de ello, las máquinas de inducción de rotor devanado son poco utilizadas.

Las bobinas del estator son simétricas, y están repartidas uniformemente en la periferia o manto del cilindro. Normalmente la máquina posee tres fases en el estator, pero también es posible que en algunas ocasiones disponga de tan solo una o dos fases [76].

La distribución espacial de la fuerza magnetomotriz producida por las corrientes inyectadas en cada una de las fases es prácticamente sinusoidal. Cuando esta hipótesis no es válida para una máquina en cuestión, se puede utilizar el principio de superposición para modelar la máquina en armónicos espaciales, considerando que el material ferromagnético no se satura en el rango de operación [76].

En general, todas las máquinas eléctricas son reversibles y su funcionamiento depende del sentido en que se transmite la potencia. Si la energía fluye del sistema eléctrico al mecánico, la máquina funciona como motor. Si el flujo de energía es del sistema mecánico al eléctrico, el convertidor es un generador. Cuando el sistema eléctrico y mecánico inyecta energía a la máquina, y esta energía se consume totalmente como pérdidas en el interior de la misma, se denomina freno a esta condición. La máquina se puede alimentar indistintamente con energía eléctrica o con energía mecánica [76].

2.5.1. Principio de Funcionamiento de Las Máquinas de Inducción [76]

El devanado del estator esta constituido por tres arrollamientos desfasados 120° en el espacio, al inducir por ellos corrientes de una red trifásica de frecuencia conocida se produce una onda rotativa de f.m.m distribuida senoidalmente por la periferia del entrehierro donde se produce un flujo giratorio cuya velocidad recibe el nombre de velocidad de sincronismo, el flujo giratorio inducirá f.e.m.s en los conductores del rotor, si esta su circuito eléctrico cerrado aparecerán corrientes que reaccionaran con el flujo del estator. La magnitud del voltaje inducido es dada por la Ley de Faraday de inducción electromagnética, a saber:

$$e = -\frac{\partial\Phi}{\partial t} \quad (63)$$

Donde Φ : flujo magnético que liga la vuelta del rotor.

Este flujo induce corrientes en el circuito del rotor. La interacción electromagnética del rotor y del flujo del estator produce el esfuerzo de torsión. La amplitud de este esfuerzo de torsión es dada por el siguiente:

$$T = K_p \theta I_r \cos \phi \quad (64)$$

donde:

- K_p : la constante de la proporcionalidad
- θ : amplitud de la onda del flujo del estator
- I_r : amplitud de la corriente inducida en la barra del rotor.
- $\cos \phi$: factor de potencia.

Si el rotor se encuentra sobre los cojinetes sin fricción y sin la carga mecánica, está totalmente libre de rotar con resistencia cero. Bajo esta condición, el rotor logrará la misma velocidad que el campo del estator, es decir, la velocidad sincrónica (ω_s). A ésta velocidad, la corriente inducida (I_r) es cero, no se produce ningún esfuerzo de torsión y no se requiere ninguno. El rotor encuentra en equilibrio a esta velocidad y continuará funcionando en la velocidad sincrónica.

Si el rotor ahora se une a una carga mecánica, la velocidades de giro de del rotor se retrasará con respecto a la del estator, que rota siempre a la velocidad sincrónica, es decir, tendrá velocidad relativa con respecto al rotor. Consecuentemente, el voltaje, la corriente y el esfuerzo de torsión electromagnético inducidos se producen en el rotor. El esfuerzo de torsión producido debe igualar la magnitud que sea necesaria para conducir la carga a esa velocidad. La máquina funciona como motor en esta condición.

Según lo descrito anteriormente, la máquina de inducción no necesita ninguna conexión eléctrica entre el estator y el rotor. Su operación se basa enteramente en la

inducción electromagnética, por lo tanto, el nombre. La ausencia de los contactos eléctricos del frotamiento y de la simplicidad de su construcción hace el generador de inducción muy robusto, confiable, y una máquina barata. Por esta razón, se utiliza extensamente en usos numerosos en la industria.

El principio de trabajo de la máquina de inducción se puede considerar como el de un transformador. La bobina de alto voltaje en el estator se excita y la bobina de la baja tensión en el rotor se pone en cortocircuito en sí mismo. La energía a partir de una a la otra puede fluir en cualquier dirección. La teoría de operación del transformador, por lo tanto, es verdad cuando está modificada para explicar el movimiento relativo entre el estator y el rotor. Este movimiento se expresa en los términos del deslizamiento del rotor concerniente al campo magnético sincrónico que rota.

Para comprender el funcionamiento de la máquina de inducción es necesario conocer el concepto básico del deslizamiento, el cual está definido como el cociente de la velocidad de rotación del campo magnético (la diferencia entre la velocidad del rotor y la velocidad sincrónica dada por la red) entre la velocidad sincrónica del campo magnético del estator (la velocidad sincrónica dada por la red) [75].

2.5.2. Generador de Inducción [75]

La operación como generador requiere que la máquina entregue potencia por el estator. La energía entra por el eje mecánico, atraviesa el entrehierro y llega al estator.

En el circuito equivalente este fenómeno como se verá posteriormente se modela cuando la resistencia de carga es negativa. Una resistencia negativa hipotéticamente en lugar de consumir potencia, la genera.

La potencia generada por esta resistencia proviene del accionamiento mecánico externo. Cuando el deslizamiento del rotor es negativo ($s < 0$) la resistencia que modela la carga es negativa también. Un deslizamiento negativo implica que la velocidad del rotor es mayor que la velocidad sincrónica, en estas condiciones el campo magnético rotatorio que se produce en el rotor adelanta al campo magnético rotatorio del estator, el torque eléctrico se invierte de sentido y la potencia fluye desde el rotor hacia el estator.

2.5.3. Generador de Inducción de Rotor de Jaula de Ardilla

El sistema de generación asincrónica es el más antiguo de todos. Este consiste de un generador de inducción con rotor de jaula de ardilla convencional directamente acoplado a la red [75].

De tal modo que este tipo de turbina es normalmente referida como una turbina de velocidad constante o de velocidad fija. Se debe mencionar que el generador de inducción de rotor del tipo jaula de ardilla puede frecuentemente trabajar a dos diferentes (pero constantes) velocidades por el cambio en el número de polos del devanado estatórico [75].

Un generador de inducción siempre consume potencia reactiva. En la mayoría de los casos, esto es indeseable, particularmente en el caso de grandes turbinas de viento en redes débiles. De tal modo, el consumo de potencia reactiva del generador de inducción con rotor de jaula de ardilla es casi siempre parcial o completamente compensado por capacitores a fin de lograr un factor de potencia cercano a uno [75].

2.5.4. Construcción del Generador de Inducción

En la estructura electromagnética del generador de inducción, el estator se hace de numerosas bobinas con tres grupos (fases), y se provee de la corriente trifásica. Las tres bobinas se separan físicamente alrededor de la periferia del estator

Esta combinación produce un campo magnético que rota, lo cual es una característica dominante del funcionamiento de la máquina de inducción. La velocidad angular de este campo magnético se llama la velocidad sincrónica. Es conocida por η_s y dada por:

$$\eta_s = 60 \left(\frac{f}{p} \right) [rpm] \quad (65)$$

Donde

f : frecuencia de la red en Hertz [Hz]

p : numero de pares de polos.

η_s : Velocidad Sincrónica en [rpm].

El estator esta formado por un apilamiento de chapas al silicio que disponen de unas ranuras en su periferia interior en las que se sitúa un devanado trifásico distribuido,

alimentado por una corriente del mismo tipo, de tal forma que se obtiene un flujo giratorio de amplitud constante distribuido senoidal mente por el entrehierro. El estator esta rodeado por la carcasa, disponiéndose en esta las correspondientes patas de fijación y los anillos o cancamos de elevación y transporte[77].

El rotor esta constituido por un conjunto de chapas apiladas, formando un cilindro, que tiene unas ranuras en la superficie exterior, donde se colocan una serie de conductores de cobre o aluminio puestos en cortocircuito por dos anillos laterales (el nombre de jaula de ardilla proviene del aspecto que tomaría este devanado si se omitiera el apilamiento de hierro). En la actualidad, en las maquinas pequeñas se aplica un método de fusión de aluminio, con el que se producen al mismo tiempo las barras del rotor y los anillos laterales.

2.5.5. Funcionamiento General del Generador de Inducción

Si el rotor del generador se une al rotor de una turbina de viento y se conduce con mayor rapidez que la velocidad sincrónica, el sentido de rotación del flujo respecto al secundario de la maquina se invierte con relación al régimen de motor, la máquina ahora funciona como un generador, convirtiendo la potencia mecánica de la turbina en la corriente eléctrica entregada a la carga conectada a los terminales del estator. Si la máquina se conectada a una red, alimentaría con energía a la red [75].

Así, la máquina de inducción puede trabajar como generador eléctrico solamente a las velocidades mayores que la velocidad sincrónica [75].

Si la velocidad sincrónica se excede el deslizamiento (s), el torque mecánico (T_{mec}), y la potencia mecánica (P_{mec}), todos se convierten en negativos teniendo en cuenta la referencia de un motor, indicando que la carga mecánica se ha convertido en un motor primario y el motor ahora está actuando como generador. La turbina de viento no tiene ningún control de pala, la máquina de inducción no tiene ningún control del campo, y la sincronización es innecesaria, así que los costos de equipo se reducen perceptiblemente de los del sistema usando un generador sincrónico [75].

El generador de inducción requiere la potencia reactiva para la excitación. No puede funcionar sin esta, así que cuando no existe conexión en la carga vista en la figura del circuito equivalente, el generador de inducción no recibe ninguna potencia reactiva y no

puede generar potencia real. Esto lo hace un poco menos versátil que el generador sincrónico que puede proveer potencia real y reactiva a la red [75].

El requisito del generador de inducción para la potencia reactiva se puede también resolver con la colocación de un banco de condensadores conectados a través de los terminales del generador. Si se seleccionan los valores apropiados de la capacitancia, el generador funcionará en un modo auto-excitado y puede funcionar independientemente de la red para uso general [75]

2.5.6. Circuito Equivalente en “T” del Generador de Inducción

El circuito equivalente de un motor asincrónico tiene como objetivo el obtener una red que explique el comportamiento de la máquina, pero en la que no aparezca la acción transformadora entre los circuitos de primario y secundario, lo cual trae consigo el reducir las magnitudes de un devanado al otro, generalmente del rotor al estator [76].

Para reproducir cualquier fenómeno físico mediante un modelo es una tarea que solamente puede ser alcanzada con cierto grado de aproximación al comportamiento real. La dinámica de los sistemas físicos depende de infinidad de detalles y condiciones, algunos más importantes que otros. Una consideración o hipótesis puede ser muy importante en algunas aplicaciones del modelo y completamente despreciable en otras circunstancias [76].

Cuando se desarrolla un modelo concreto de la máquina de inducción es necesario imponer ciertas condiciones, hipótesis, aproximaciones y restricciones que definirán el ámbito de validez de la representación obtenida [76].

En general los modelos clásicos de régimen permanente, equilibrado o desequilibrado, y los modelos transitorios o dinámicos de la máquina de inducción necesitan utilizar un conjunto mínimo de hipótesis que simplifican razonablemente el problema, manteniendo siempre un compromiso entre la exactitud y la simplicidad. A medida que se desarrolle el Circuito Equivalente se establecerán algunas de principales hipótesis que se utilizan para este fin [76].

Las hipótesis anteriores sobre el flujo y las ondas de fuerzas magnetomotriz se pueden traducir con facilidad a un circuito equivalente de estado estable para la máquina. Sólo se consideran máquinas con devanados polifásicos simétricos excitados por voltajes polifásicos balanceados [76]

Para simplificar el análisis de este convertidor, la modelación clásica considera que los fenómenos eléctricos son mucho más rápidos que los fenómenos mecánicos. Esta hipótesis desacopla los subsistemas eléctrico y mecánico, permitiendo el análisis independiente de cada uno de ellos [76].

Por otro lado, según lo anteriormente mencionado, el rotor de la máquina puede ser bobinado o de jaula de ardilla, pero se supone por simplicidad que el número de fases y que el número de pares de polos del rotor siempre coincide con los del estator. La coincidencia entre el número de fases del estator y rotor no es necesaria, pero simplifica los modelos por otro lado si el rotor es jaula de ardilla simple coinciden las fases. Los rotores de jaula de ardilla tienen siempre cortocircuitadas sus barras [38].

El flujo resultante en entrehierro se crea debido a las fuerzas magnetomotrices combinadas de las corrientes del estator y el rotor. De igual manera que en el análogo del transformador, se puede resolver la corriente del estator en dos componentes: una de carga y una de excitación [77].

La saturación puede ser considerada en los diferentes modelos, pero siempre se desprecia la no linealidad introducida por la histéresis. Las pérdidas ocasionadas en el núcleo magnético por el Efecto Joule y por los ciclos de histéresis pueden ser consideradas, incluyendo resistencias adicionales en los circuitos equivalentes [38].

Se desprecian los efectos de las ranuras del estator y del rotor, con lo cual el entrehierro de la máquina es prácticamente constante [76].

La teoría de operación de la máquina de inducción es representada por el circuito equivalente demostrado en la siguiente figura:

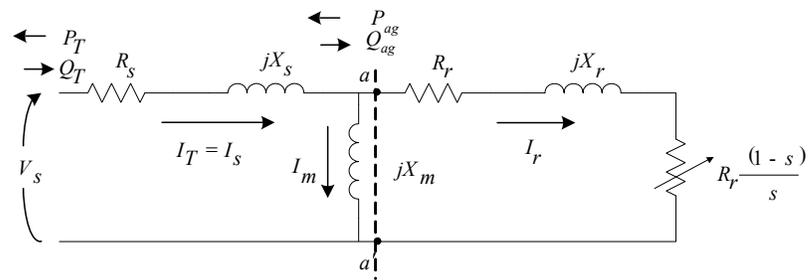


Figura 34 Circuito Equivalente de una Máquina de Inducción Trifásica. En Secuencia Positiva bajo Operación Balanceada.

Declaración de las Variables (Nomenclatura):

P_T : Potencia Eléctrica Activa.

Q_T : Potencia Eléctrica Reactiva.

V_s : Voltaje de Fase.

$I_s = I_T$: Corriente del Estator; $I_s = I_r + I_m$

I_m : Corriente en la Rama Magnetizante.

I_r : Corriente del Rotor referida al rotor.

R_s : Resistencia del Estator.

R_r : Resistencia del Rotor referida al estator.

X_s : Reactancia Estator.

X_m : Reactancia Magnetizante.

X_r : Reactancia Rotor referida al estator.

P_{mec} : Potencia Mecánica

s : Deslizamiento

La corriente de carga I_s produce una fuerza magnetomotriz que compensa exactamente la corriente del rotor, la de excitación, I_m , es la corriente adicional del estator necesaria para crear el flujo de entrehierro resultante, y es función de la fuerza electromotriz V_e [77].

Como se puede observar la corriente total del estator es entonces la suma de la corriente del rotor y de excitación. La separación del entrehierro no se demuestra, ni la diferencia en el número de vueltas en las bobinas del estator y del rotor. Esto esencialmente significa que el rotor está asumido para tener el mismo número de vueltas que el estator y tiene un acoplador magnético ideal de 100% [77].

Cuando se calculan los parámetros para la optimización del tratamiento se toma la bobina del estator como la referencia. Así, el voltaje y la corriente reales del rotor podrían ser relacionados con los valores calculados con el cociente de la vuelta entre las dos bobinas. Aunque los cálculos se realizan normalmente en los términos del estator, lo cual concuerda con la práctica, como las medidas de funcionamiento se hacen siempre en el lado del estator, mientras que el rotor es inaccesible para cualquier medida rutinaria [77].

La mayor parte del flujo tanto del estator como del rotor se une. El flujo que no se fusiona se llama flujo de dispersión. El flujo de dispersión es representado por la reactancia de dispersión. Una mitad de la reactancia total de la salida se atribuye a cada lado, a saber la reactancia de la salida del estator X_s y la reactancia de la salida del rotor X_r [77].

La resistencia del conductor del estator y el rotor son representados por R_s y R_r , respectivamente. El parámetros que magnetizan X_m representan la permeabilidad y las pérdidas (histéresis y corriente de Foucault) en el circuito magnético de la máquina [77].

La resistencia del rotor dependiente del deslizamiento $R_r (1-s)/s$, representa la conversión electromecánica de la potencia. La conversión electromecánica de la potencia dada por la ecuación:

$$P_{mec} = 3I_r^2 R_r \left(\frac{1-s}{s} \right) \quad (66)$$

Se puede interpretar físicamente tal y como sigue: Si la máquina no posee carga y presenta fricción cero, funciona a velocidad sincrónica, el deslizamiento es cero y el valor de $R_r(1-s)/s$ llega a ser infinito. La corriente del rotor es entonces cero, por lo tanto P_{mec} también. Cuando el rotor está parado, el deslizamiento es igual a la unidad y el valor de $R_r(1-s)/s$ es cero. La corriente del rotor no es cero, pero el P_{mec} es cero, pues la potencia mecánica entregada por el rotor en posición estacionaria es cero [45].

Para cualquier deslizamiento distinto de cero o la unidad, ni la corriente del rotor ni la velocidad es cero, dando por resultado un valor de P_{mec} diferente de cero.

Por otro lado, es importante señalar que la potencia mecánica P_{mec} convertida es igual a la potencia eléctrica producida; sin embargo, ésta no es igual a la potencia que aparece en los terminales de la máquina P_T [32].

El torque mecanico es dado por la razón de la potencia entre la velocidad angular

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_r} \quad (67)$$

Donde,

T_{mec} : Esfuerzo de torsión electromecánico

ω_r : Velocidad angular del rotor en radianes = $2\pi\eta_s(1-s)/60$ en radianes mecánico/seg.

Se toma una nota aquí sobre el funcionamiento de la máquina de la inducción que es determinado totalmente por los parámetros del circuito equivalente. Los parámetros del circuito son provistos por el fabricante de la máquina, pero se pueden determinar por dos pruebas básicas en la máquina [77].

La prueba de cortocircuito y la de rotor bloqueado determinan el circuito equivalente completo de la máquina [77].

Todas las ecuaciones antedichas del funcionamiento son ciertas para el motor de inducción y el generador de la inducción tomando la muestra apropiada del deslizamiento. En el modo del generador, el valor del deslizamiento es negativo en las ecuaciones del funcionamiento donde quiera que aparezca. Se Debe también recordar que la potencia de salida real es negativa en el eje, ya que se recibe potencia en vez de

entregarla. La potencia reactiva en los terminales del estator es con respecto al voltaje de línea, por lo tanto, se dice que el generador de inducción entrega potencia reactiva principal [77].

2.5.7. Circuito Equivalente En “C” del Generador de Inducción

Otra forma de representar al circuito equivalente del motor asíncrono, es generalmente conocida como circuito equivalente en “C”, La diferenciación de T o C sirve fácilmente para identificar ambos circuitos equivalente y se motiva a la forma del circuito equivalente [76]. (Ver Figura 35)

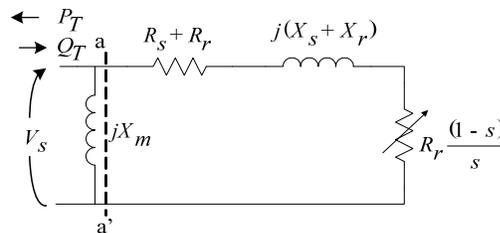


Figura 35 Circuito Equivalente “C” de una Máquina de Inducción Trifásica. En Secuencia Positiva bajo Operación Balanceada.

La Figura 35 simplemente es otro esquema equivalente de la máquina asíncrona el cual toma en consideración sus parámetros fundamentales, en donde además se observa como las impedancias tanto del estator como del rotor se encuentran referidas a un mismo lado (hacia el estator) a diferencia de la Figura 34 es de hacer notar que al referir estas impedancias al mismo lado y a la hora de realizar cualquier cálculo, es imperante realizar una corrección de magnitud en las tensiones, corrientes y ángulos obtenidos primeramente[75].

La resistencia R_c , se denomina resistencia de carga y representará el efecto equivalente a la carga mecánica que lleve el generador, o de otro modo la potencia disipada en R_c (multiplicada por el número de fases) representará la potencia desarrollada por el generador en su movimiento de rotación, es decir, la potencia mecánica en el eje y se encuentra representada por la parte variable del circuito [76].

Al igual que sucede con los transformadores, se obtiene una gran ventaja analítica si se traslada la rama de vacío a los terminales de entrada, lo que da lugar al circuito equivalente aproximado de la figura anterior. Los errores que ahora se obtienen con esta aproximación son superiores a los que resultaban en el transformador, esto se debe a la presencia del entrehierro en los motores, que hace que la corriente de vacío sea ahora del

30% al 40% de la asignada, mientras que en el caso del transformador era del orden del 3% al 8% de la asignada [30].

Con el circuito equivalente aproximado se obtienen corrientes en el rotor que son apreciablemente más altas que los valores reales. De todos modos, la aproximación realizada es normalmente aceptable (al menos en cálculos preliminares) para motores de más de 10 kW [76].

2.5.8. Circuito Equivalente “C” del Generador de Inducción Aproximado Con Ajuste de Tensión [76]

Se puede conseguir un circuito equivalente más preciso que el de la Figura 35 reduciendo el valor de la tensión de alimentación, tal como se demuestra a continuación. Si se parte del circuito equivalente exacto de la Figura 34 se puede escribir [30]:

$$V_T = V_{aa'} + (R_s + jX_s)I_s \quad (68)$$

Y dado que se cumple (68) [75]:

$$I_s = I_m + I_r \quad (69)$$

Donde el valor de I_m según el circuito equivalente es igual a [30]:

$$I_m = \frac{V_{aa'}}{jX_m} \quad (70)$$

Lo que representa que solo se tome la corriente de imanación I_m . Sustituyendo (69) y (70) en (68) resulta [30]:

$$V_T = V_{aa'} + (R_s + jX_s) \left(\frac{V_{aa'}}{X_m} + I_r \right) \quad (71)$$

y de acuerdo con la segunda ecuación (68), que es simplemente la aplicación del segundo lema de Kirchhoff al circuito de la Figura 35, se tiene: [30]

$$V_{aa'} = \left[\left(\frac{R_r}{s} \right) + jX_r \right] I_r \quad (72)$$

Que al llevar a (71) queda [76]:

$$V_T = \left[\left(\frac{R_r}{s} \right) + jX_r \right] I_r + (R_s + jX_s) \left(\frac{V_{aa'}}{X_m} + I_r \right) = \left[R_s + jX_s + \left(\frac{R_r}{s} \right) + jX_r \right] I_r + \left(\frac{R_s + jX_s}{jX_m} \right) V_{aa'} \quad (73)$$

y dado que normalmente $X_s \gg R_s$ y admitiendo que $V_{aa'}$ es un poco menor pero con un valor cercano a V_T en el rango de funcionamiento normal, la ecuación anterior se transforma en: [30]

$$V_T' = V_T \left(1 - \frac{X_s}{X_m} \right) = \left[R_s + jX_s + \frac{R_r}{s} + jX_r \right] I_r \quad (74)$$

Hay que hacer constar que este circuito aproximado sirve para determinar magnitudes como: corrientes, pérdidas, potencia mecánica, etc., pero si se desea calcular la potencia absorbida por el motor de la red se deberá utilizar la tensión real V_T aplicada al motor y no V_T' [75].

2.5.9. Pérdidas en las Máquinas de Inducción

Los generadores de corriente alterna toman potencia mecánica para producir potencia eléctrica mientras que los motores de corriente alterna toman potencia eléctrica y producen potencia mecánica. En todo caso, no toda la potencia que entra a la máquina aparece en forma útil en el otro extremo pues siempre existen pérdidas en el proceso [76].

Las pérdidas que ocurren en las máquinas AC se pueden dividir en cuatro categorías básicas [76]:

1. Pérdidas eléctricas en el cobre.
2. Pérdidas en el núcleo.
3. Pérdidas mecánicas.
4. Pérdidas por diversas o adicionales (*Spray Load Losses*)

Los valores de la resistencia del estator (R_s) y de la resistencia del rotor (R_r) en el circuito equivalente representan pérdidas eléctricas en el estator y el rotor, respectivamente [76]:

$$\eta = 1 - 2(R_r + R_s) \text{ [pu]} \quad (75)$$

2.5.10. Dependencia Capacitiva y Excitación del Generador de Inducción

Como generador, la máquina de la inducción tiene la desventaja de requerir la potencia reactiva para la excitación. La energía de excitación se puede proporcionar por un banco capacitivo externo conectado en los terminales del generador [75].

No se necesita ninguna fuente corriente alterna (AC) externa en este caso. En el generador conectado a la red, la potencia reactiva se puede proveer de los generadores sincrónicos que trabajan en el otro extremo de la red. En los casos que esté limitada la capacidad de la red para proveer la potencia reactiva a los generadores asincrónicos se emplean bancos de capacitores locales con capacidad de suplir el requerimiento de dicha potencia [75].

El generador de inducción se excitará con un capacitor externo solamente si el rotor tiene un campo magnético remanente adecuado. En el modo auto excitado, la frecuencia y el voltaje de la salida del generador son afectados por la velocidad, la carga, y el valor de la capacitancia en Faradios. El voltaje y la frecuencia de funcionamiento se determinan en términos del circuito equivalente aproximado [75].

En condiciones de vacío, la corriente del capacitor es

$$I_c = \frac{V_s}{X_c} \quad (76)$$

Donde X_c es la reactancia del capacitor, y la corriente que magnetiza debe ser igual a

$$I_m = \frac{V_s}{X_m} \quad (77)$$

El voltaje V_l es una función de I_m , levantándose linear hasta que se alcance el punto de saturación del centro magnético. La operación estable requiere la línea

$$I_m X_c \quad (78)$$

para intersecar el V_s contra curva de I_m . El punto de funcionamiento es fijo donde se cumpla que

$$\frac{V_l}{X_c} = \frac{V_l}{X_m} \quad (79)$$

es decir, cuando [75].

$$\frac{1}{X_c} = \frac{1}{X_m} \quad (80)$$

Donde,

$$X_c = \frac{1}{\omega c} \quad (81)$$

Esto coloca la frecuencia de funcionamiento en [Hz]. Con el valor del condensador c , la frecuencia de la salida del generador auto excitado está dada por lo tanto en:

$$f = \frac{1}{2\pi X_c} \quad (82)$$

Donde f es la frecuencia de la red en [Hz], c el condensador y X_c la reactancia capacitiva.

La frecuencia del rotor coincide con la del estator cuando la máquina gira a la misma velocidad. [76]

Bajo condiciones de carga, la potencia generada $V_1 I_2 \cos \phi_2$ provee la potencia en la resistencia de la carga R_c y la pérdida en R_m . Las corrientes reactivas deben sumar a cero, es decir:

$$\frac{V_1}{X} + \frac{V_1}{X_m} + I_2 \text{Sen} \phi_2 = \frac{V_1}{X_c} \quad (83)$$

2.5.11. Características de Torque Velocidad Del Generador de Inducción

Si se varía el deslizamiento sobre una amplia gama en el circuito equivalente, se puede obtener la característica del torque-velocidad. En la región del deslizamiento negativo, la máquina funciona como el generador que acciona la carga eléctrica conectada con sus terminales. En la región del deslizamiento positivo, trabaja como motor, el cual tiene la función de mover la carga mecánica conectada con su eje. Además de las regiones de funcionamiento como motor y de generador, la máquina de inducción tiene un tercer modo de funcionamiento, y éste es el modo que freno [75].

Si la máquina es operada en un deslizamiento mayor a uno ($s > 1$), absorbe potencia. Es decir, trabaja como freno. La potencia en este caso se convierte en $I^2 R$ de la pérdida en los conductores del rotor (pérdidas de Foucault), que se deben disipar como calor. El freno de la corriente de Foucault trabaja en este principio. Como tal, en caso de emergencias, el generador de inducción conectado a la red se puede utilizar como freno invirtiendo la secuencia trifásica del voltaje en los terminales del estator [45].

Esto invierte la dirección de la rotación de la onda magnética del flujo con respecto al rotor. La tensión del torque en las palas de la turbina y el cubo, sin embargo, puede limitar el esfuerzo de torsión que frena [75].

2.5.12. Deslizamiento del Generador de Inducción

Se conoce con el nombre de deslizamiento al cociente:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (84)$$

Donde:

s : Deslizamiento del Rotor.

ω_s : Velocidad Sincrónica.

ω_r : Velocidad del Rotor.

Siempre que la velocidad del generador sea ligeramente mayor que la de sincronismo, funcionara como un generador con respecto al sistema de potencia al que se encuentre conectado. En la medida en la que el par aplicado a su eje sea mayor, tanto mayor será la potencia de salida resultante. Generalmente, la salida asignada se alcanza con poco deslizamiento, normalmente menor al 3 por 100. El hecho de que no necesite regulación de tensión, por que esta viene impuesta por la red externa, hace que este generador sea buena alternativa para las centrales eólicas, donde las velocidades del viento son muy dispersa

El generador de inducción que alimenta la red de 60 o 50 Hz debe funcionar a una velocidad más arriba de 3.600 rpm en un diseño del dos-polos, 1.800 rpm en un diseño del cuatro-polos, y 1.200 rpm en un diseño del seis-polos. La velocidad de la turbina de viento, por otra parte, varía de algunas cientos rpm en las máquinas de la gama del kilovatio a algunos diez de rpm en las máquinas de la gama del MW. La turbina de viento por lo tanto debe interconectar el generador por vía de un engranaje mecánico, puesto que esto degrada algo la eficacia y la confiabilidad, muchas plantas independientes pequeñas funcionan con los generadores a una velocidad más baja sin el engranaje mecánico [75].

Se desarrollo una expresión del deslizamiento en función de la potencia mecánica y el voltaje en terminales de la máquina, para el modelo seleccionado, ajustado a los criterios y asunciones optados en los autores.

$$s = \frac{-\left(2R_{th}R_rP_{mec} - R_rE_{th}^2\right) - \sqrt{-R_r^2\left(4R_{th}P_{mec}E_{th}^2 - E_{th}^4 + 4P_{sh}^2(X_{th} + X_r)^2 + 4R_rE_{th}^2P_{sh}\right)}}{2\left(R_{th}^2P_{mec} + P_{mec}(X_{th} + X_r)^2 + R_rE_{th}^2\right)} \quad (85)$$

La expresión (79) corresponde a la ecuación del Deslizamiento en términos de la potencia mecánica y el voltaje en terminales de la maquina.

$$\Delta s = -R_r^2\left(4R_{th}P_{mec}E_{th}^2 - E_{th}^4 + 4P_{sh}^2X_{th}^2 + 8P_{mec}^2X_{th}X_r + 4P_{mec}^2X_r^2 + 4R_rP_{mec}E_{th}^2\right) \quad (86)$$

Mientras que la expresión (80) define la ecuación del incremento del deslizamiento en pu.

En la curva que se observa a continuación, se trata de observar el comportamiento de la potencia mecánica en función del deslizamiento, lo cual ayuda a entender la relación entre éstas variables. Se puede visualizar como se procedió a sustituir los valores de las tensiones presentes en la gráfica dentro de la ecuación (79) para ver como se desarrollaba el deslizamiento con diferentes valores de voltaje, y la dependencia que tienen el deslizamiento y la potencia mecánica entre si.

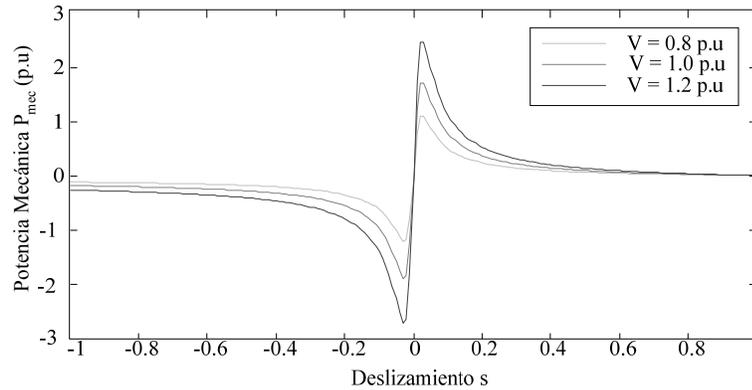


Figura 36. Curva de la Potencia Mecánica en Función del Deslizamiento.
2.5.13. Potencia Reactiva

Se desarrollo una expresión de la potencia reactiva en función de la potencia mecánica y el voltaje en terminales de la máquina, para el modelo seleccionado, ajustado a los criterios y asunciones optados en este trabajo. Dicho ello se procede entonces al desarrollo de las formulaciones.

$$Q_T = \left(\frac{(V_s)^2}{(R_s + R_{eq})^2 + (X_s + X_{eq})^2} \right) \left\{ X_s + \left[\frac{X_{eq}^2 + R_{eq}^2}{X_m} \right] + \left\{ \frac{X_{eq}^2 + R_{eq}^2}{\left[\left(\frac{R_r}{s} \right)^2 + X_r^2 \right]^2} \right\} X_r \right\} \quad (87)$$

Donde,

Req: es la resistencia equivalente entre los puntos a y a' del Circuito Equivalente.
 Xeq: es la Reactancia equivalente entre los puntos a y a' del Circuito Equivalente.

Además en la gráfica que se ve a continuación, se trata de observar el comportamiento de la potencia reactiva en función del deslizamiento, lo cual sirve para comprender la interrelación entre éstas variables. Se puede observar como se comportaron éstas variables eléctricas al sustituir los valores de las tensiones presentes en la curva dentro de la ecuación (81) para visualizar como se desarrollaba el deslizamiento con diferentes valores de voltaje, y la cierta dependencia que tienen el deslizamiento y la potencia reactiva entre si.

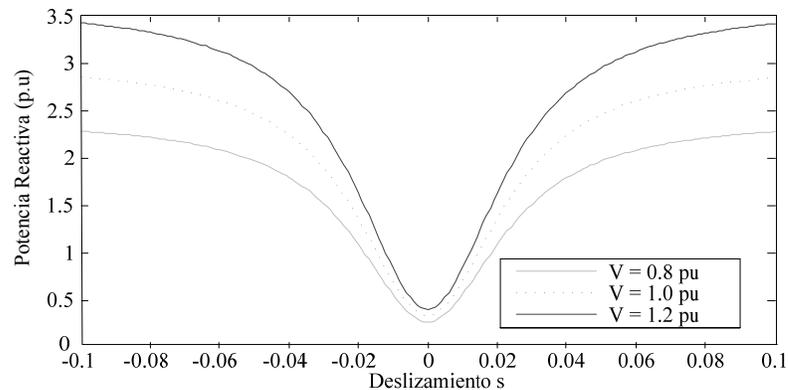


Figura 37. Curva de la Potencia Reactiva en Función del Deslizamiento.

2.5.14. Potencia Activa

Se desarrollo una expresión de la potencia activa en función de la potencia mecánica y el voltaje en terminales de la máquina, para el modelo seleccionado, ajustado a los criterios y asunciones optados en este trabajo. Dicho ello se procede entonces al desarrollo de las formulaciones.

$$P_T = - \frac{V_s^2}{(R_s + R_{eq})^2 + (X_s + X_{eq})^2} \left\{ R_s + R_r \left[\frac{R_{eq}^2 + X_{eq}^2}{\left(\frac{R_r}{s} \right)^2 + X_r^2} \right] \right\} + P_{mec} \quad (88)$$

Es de notar que en la gráfica que se visualiza a continuación, se pretende estudiar el comportamiento de la potencia activa en función del deslizamiento, esto es de gran ayuda para analizar la estrecha relación existente entre éstas dos variables. Se puede observar como se comportaron éstos parámetros eléctricos al sustituir los valores de las tensiones presentes en la curva dentro de la ecuación (82) para visualizar como se desenvolvía el

deslizamiento con distintos valores de voltaje, y la cierta dependencia que tienen el deslizamiento y la potencia activa que interactúan entre sí.

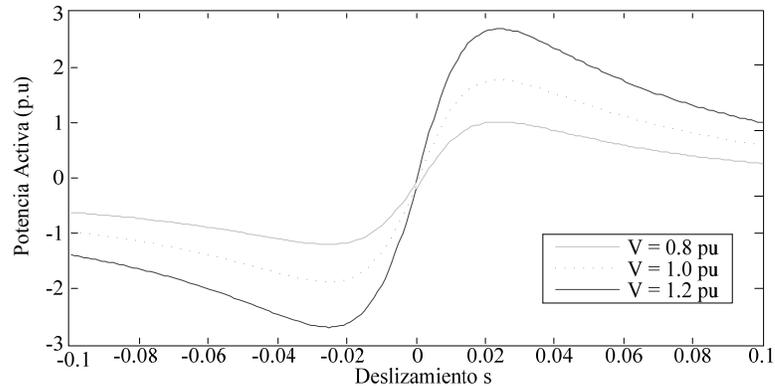


Figura 38 Curva de la Potencia Activa en función del Deslizamiento.

2.5.15. Diagrama de Círculo

El diagrama de círculo de la máquina de inducción es el lugar geométrico del fasor corriente del estator, utilizando como parámetro el deslizamiento. En estricta teoría, el lugar geométrico de las corrientes del estator no es exactamente un círculo, aun cuando la diferencia con esta figura es muy reducida en la práctica. El lugar geométrico de la corriente del rotor referida al estator representa matemáticamente un círculo cuando se representa en el plano este fasor para todos los posibles deslizamientos de la máquina de inducción [76].

En el origen de coordenadas de la figura, el deslizamiento de la máquina de inducción corresponde a la condición de vacío con deslizamiento igual a cero ($s=0$). Para este deslizamiento el modelo de carga resistiva que representa la potencia transferida al eje, tiende a infinito y la corriente que circula por el rotor es cero.

El punto diametralmente opuesto al de vacío corresponde a la máxima corriente del rotor referida al estator. La máxima corriente se obtiene cuando la máquina opera en un deslizamiento para el cual la parte resistiva de la impedancia se anula.

Para los deslizamientos positivos, el fasor corriente en la figura debe estar en el cuarto cuadrante del diagrama. En este cuadrante las potencias activas y reactivas consumidas por la máquina son positivas. En el tercer cuadrante, la potencia reactiva es negativa, pero la potencia activa es positiva en este caso. Todos los puntos de operación del lugar geométrico de la corriente del rotor consumen potencia reactiva inductiva. Esto se explica por la necesidad de alimentar desde el estator las fuerzas magnetomotrices de la máquina.

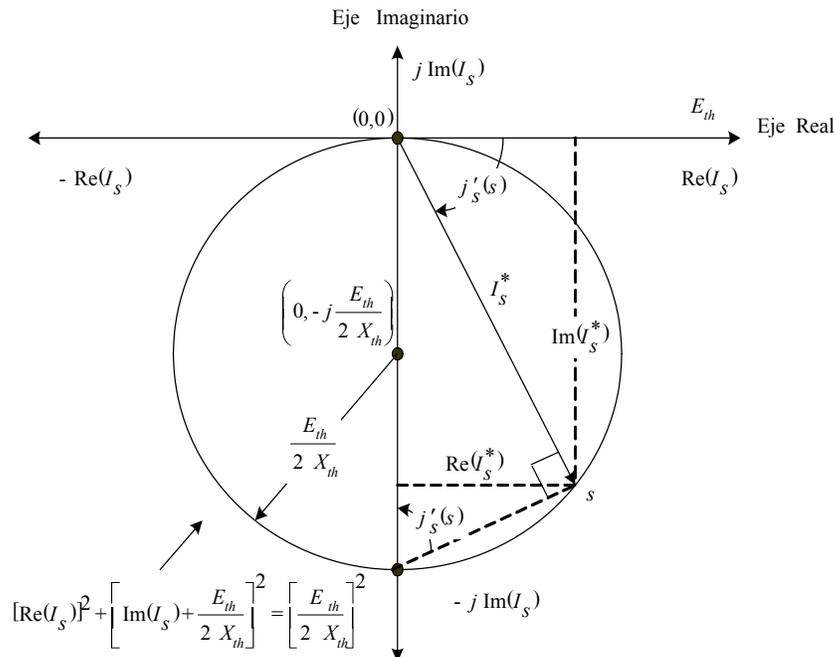


Figura 39. Representación del Diagrama de Círculo de la Máquina de Inducción

Para determinar la potencia activa o reactiva en el diagrama de círculo es necesario trazar un segmento paralelo al eje real o imaginario respectivamente. Estos segmentos nacen en el corte con los ejes coordenados ortogonales y finalizan en el punto de operación deseado. Estos segmentos son proporcionales a cada una de las potencias activa o reactiva, y la constante de proporcionalidad que permite el cálculo cuantitativo es el valor de la tensión de Thévenin. La potencia aparente, por otra parte, es proporcional al módulo de la corriente del rotor referido al estator.

2.5.16. Sistema por Unidad en Máquinas Asíncronas

Los parámetros del circuito equivalente se expresan generalmente en "por unidad" según sus valores respectivos por fase [75].

En general, entre las infinitas posibilidades existentes para la selección de la potencia base son tres las potencias más utilizadas:

- a.- La potencia aparente nominal del estator. ($S_B = S_n$)
- b.- La potencia activa nominal del estator. ($S_B = P_{elec}$)
- c.- La potencia mecánica nominal en el eje mecánico de la máquina. ($S_B = P_{mec}$)

La tensión base presenta menos problemas en su especificación y es utilizada habitualmente como base la tensión nominal línea a línea, especificada en la placa de la

máquina. ($V_B = V_n$). Las demás bases deben calcularse partiendo de estas dos definiciones S_B y V_B . A continuación se analiza cada uno de estos sistemas:

$$S_B = S_n \quad (89)$$

$$V_B = V_n \quad (90)$$

En este caso la corriente base debe calcularse a partir de la definición de potencia aparente en un sistema trifásico balanceado:

$$S_B = \sqrt{3} V_B I_B \quad (91)$$

En donde despejando queda:

$$I_B = \frac{S_B}{V_B \sqrt{3}} \quad (92)$$

La impedancia base del sistema se calcula de forma mono física debido a que el circuito equivalente representa una fase de la máquina, de esta forma a partir de la tensión base y la corriente base, se obtiene:

$$Z_B = \frac{\left(\frac{V_B}{\sqrt{3}} \right)}{I_B} = \frac{\left(\frac{V_B}{\sqrt{3}} \right)}{\left(\frac{S_B}{\sqrt{3} V_B} \right)} = \frac{V_B^2}{S_B} \quad (93)$$

Según este sistema en por unidad, la tensión, corriente del estator y potencia aparente serán 1.0 en p.u. cuando la máquina esté operando en el punto nominal. La potencia activa en el estator tendrá el mismo valor del factor de potencia nominal. La potencia en el eje tendrá como valor el producto del factor de potencia nominal entre el rendimiento del punto nominal de operación. Cuando se desea controlar que la corriente del estator no exceda el valor nominal, este sistema es conveniente.

$$S_B = P_{elec} \quad (94)$$

$$V_B = V_n \quad (95)$$

En este caso las expresiones anteriores determinan la base de las corrientes e impedancias del sistema. Cuando la máquina se encuentra en su punto de operación nominal, la tensión y la potencia activa del estator son 1.0 en por unidad respectivamente. La potencia aparente y la corriente del estator en por unidad valen el inverso del factor de

potencia nominal. La potencia mecánica en el eje, en por unidad es igual, en este sistema, al rendimiento del punto nominal. Como la potencia activa nominal en el estator no es una limitación operativa de la máquina, este sistema no tiene mucha utilidad práctica.

$$S_B = P_{mec} \quad (96)$$

$$V_B = V_n \quad (97)$$

Igual que en los dos sistemas en por unidad anteriores, las expresiones anteriores, determinan la base de las corrientes e impedancias del sistema. Cuando la máquina se encuentra operando en su punto de operación nominal, la tensión y potencia en el eje del rotor son 1.0 en por unidad. La potencia aparente y la corriente del estator en las condiciones nominales son iguales al producto del inverso del factor de potencia nominal por el rendimiento en el punto nominal. Este sistema tiene utilidad cuando se desea analizar la potencia de accionamiento de la carga mecánica.

Los sistemas electromecánicos necesitan además del cálculo de potencias, tensiones, corrientes e impedancias, el cálculo de torques y velocidades. Como el torque y la velocidad están relacionados por la potencia, es necesario definir una base adicional. En general se escoge la velocidad angular sincrónica del campo magnético rotatorio como base y de esta forma queda determinado el torque base:

$$T_B = \frac{S_B}{\omega_B} = \frac{S_B}{2\pi f_e} \quad (98)$$

Donde S_B es la potencia base del sistema y f_e es la frecuencia en hertz del sistema.

Si la máquina posee más de un par de polos, el torque base se calcula como el torque definido en la ecuación (90), dividido por el número de pares de polos. Si la potencia base es la potencia del eje mecánico, el torque para la condición de operación nominal es 1.0. Cuando se define como base la potencia aparente de entrada, el torque es igual al producto del rendimiento nominal por el factor de potencia nominal. Si la base de potencia es la potencia activa nominal del estator, en el punto de operación nominal el torque es igual al rendimiento de la máquina en ese punto.

1.6 Modelo Dinámico de la Máquina de Inducción

En estudios de carga de estabilidad transitoria de sistemas de potencia, son incluidas máquinas de inducción y usualmente pueden ser representadas adecuadamente por una

impedancia shunt. Sin embargo en estudios que envuelven grandes maquinas de inducción como carga es necesario representar las maquinas de inducción de una manera mas detallada. Las maquinas de inducción son usadas en extensos procesos industriales y pueden tener significantes efectos en las respuestas transitorias de los sistemas de potencia.

Una representación linear razonable de una maquina de inducción puede ser obtenida tomando en cuenta los efectos de los transitorios mecnicos y electricos del rotor. Los efectos de los transitorios electricos del estator en las respuestas de los sistemas de potencia usualmente puede ser obviada. El circuito equivalente se muestra en la Figura 40, se ha usado para representar el comportamiento de los transitorios de una máquina de inducción incluyendo los transitorios mecánicos y eléctricos del rotor con una simple constante de tiempo.

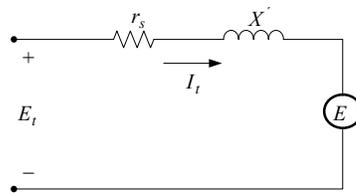


Figura 40. Representación Simple de una Maquina de Inducción para Análisis Transitorio.

Las diferentes ecuaciones describen la razon de cambio del voltaje detrás de la reactancia X' y esto esta definido por

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f s E' - \frac{1}{T_o} [E' - j(X - X')I_T] \quad (99)$$

Donde se tiene que la constante de tiempo T_o en segundos es igual a

$$T_o = \frac{X_r + X_m}{2\pi f R_r} \quad (100)$$

Y la corriente en terminales es

$$I_t = (E_t - E') \frac{1}{R_s + jX'} \quad (101)$$

La reactancia X y X' deben ser obtenidas desde un convencional estudio de estado del circuito equivalente de una maquina de inducción como se muestra en la Figura 41

R_s : Resistencia del estator en [p.u.]

X_s : Reactancia del estator en [p.u.]

R_r : Resistencia del rotor [p.u.]

X_r : Reactancia del rotor [p.u.]

X_m : Deslizamiento [p.u.]

Las resistencias y reactancias son todas en las mismas bases. La razón de las bases de los voltajes del estator y rotor es igual para el circuito abierto la relación de voltaje at standstill.

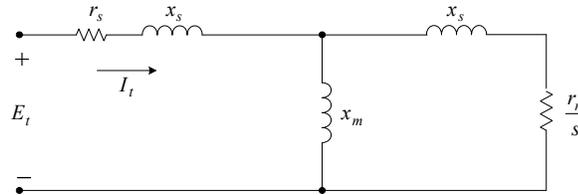


Figura 41. Circuito Equivalente de la maquina de inducción en estado estable, secuencia positiva.

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (102)$$

La resistencia del rotor r_r es pequeña comparada con la reactancia, esto puede ser negativo en el cálculo de X y X' . Desde el estudio de estado del circuito equivalente, entonces la reactancia de circuito abierto es aproximadamente.

$$X = X_s + X_m \quad (103)$$

El bloque del rotor la reactancia es aproximadamente

$$X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + R_r} \quad (104)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{P_{mec} - P_{elec}}{2Hm} \quad (105)$$

Capítulo III

Marco Metodológico

3.1. Metodología a Emplear

Según los objetivos del estudio propuesto el nivel de la investigación es de carácter *descriptivo*, pues él mismo emprende la formulación de un problema.

Este proyecto se enfoca en una *investigación de campo* porque se presenta el desarrollo de una herramienta computacional que permita un análisis sistemático de los problemas y variantes que pueden influir en el comportamiento de la turbina de viento de eje horizontal con generador de inducción doblemente alimentado con la finalidad de entender su naturaleza, factores que influyen en ella y efectos que puedan acarrear en los sistemas de potencia. Debido a que el proyecto presenta un apoyo en una *investigación de campo*, como lo define la Universidad Pedagógica Experimental Libertador [78], debido a esto se presenta un *proyecto factible*.

“Un proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales, puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El proyecto debe tener el apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o de un diseño que cumpla con ambas modalidades”.

3.2. Fases de la Investigación

A continuación se presentan las fases seguidas en esta investigación:

Fase I: Conceptualizar la operación electro-mecánico de las turbinas de viento de eje Horizontal impulsando generador de inducción de jaula de ardilla.

En este caso se procederá a buscar toda la información referente a la operación electro-mecánica de turbinas de viento de eje vertical impulsando generador de inducción

de jaula de ardilla, con la finalidad de comprender su funcionamiento a plenitud y distintos comportamientos en el momento de encontrarse en funcionamiento.

Fase II: Establecimiento los modelos dinámicos y del sistema del aerogenerador con generador de inducción de jaula de ardilla.

Se buscará la comprensión de los modelos dinámicos y del aerogenerador con generador de inducción de jaula de ardilla, después se profundizará sobre el tema, con lo cual se logrará mediante un proceso adecuado la determinación o el establecimiento de los modelos y el sistema a emplear.

Fase III: Implementación los modelos dinámicos en MATLAB™ para la simulación del comportamiento dinámico de aerogeneradores con tecnología de generador de inducción.

Luego de haber realizado los procesos anteriores de recolección y comprensión de toda la información referente al tema, se procederá a realizar la implementación en MATLAB™ de los modelos dinámicos.

Fase IV: Validación y depuración del modulo de simulación digital mediante un análisis comparativo de la herramienta computacional desarrollada para la simulación.

Por ultimo, al haber culminado todos los pasos anteriores se procederá a realizar la implementación del modulo para la simulación digital del comportamiento dinámico de turbinas de viento de eje horizontal impulsando generadores de inducción

Capítulo IV

Implementación

4.1. Generalidades

El uso de fuentes de energía no renovable ha sido la dominante por muchos años. En la actualidad un alto porcentaje de la capacidad instalada de generación proviene de plantas térmicas que operan a partir de los ciclos termodinámicos [12]. Debido al incremento por el interés de la conservación del medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida en las ciudades obligan a la continua búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes de energía, limpias, inagotables y que garanticen un suministro eficaz [4]. Una de las principales fuentes de energías más desarrolladas en la actualidad es la generación eléctrica utilizando como fuente de alimentación la energía eólica, en el mundo ya existen una gran cantidad de parques eólicos, se dice que hay aproximadamente unos 47000 MW de potencia ya instalados [17].

Venezuela es un país que cuenta con una gran diversidad de recursos tanto renovables como no renovables, los cuales en parte, se han destinado a la producción de energía eléctrica. El recurso hidráulico es el de mayor uso en Venezuela para la producción de electricidad, siendo las grandes plantas hidroeléctricas las productoras de electricidad, en el año 2004 producían el 72% de la energía requerida por el país [6]. El resto de la demanda es cubierta por plantas de naturaleza térmica, que en definitiva representa una disminución de la capacidad de exportación de combustibles líquidos por parte de Venezuela [7].

En Venezuela existe cierto potencial eólico que puede ser considerado, el valor promedio de las velocidades del viento oscila entre: 6.16-6.31 m/s [4], con estos valores se ha logrado diagnosticar algunas zonas con potencial suficiente para la generación de electricidad [4].

Para la explotación de dicha energía se esta empleando turbinas de viento que convierten la energía cinética contenidas en viento, en energía mecánica, la cual hace girar el rotor del generador el cual se encarga de transforma este torque en energía eléctrica [12]. Se debe acotar que los aerogeneradores comercialmente disponibles en la actualidad presentan características técnicas-económicas muy distintas a los fabricados hace pocos años: son más ligeros, mejoran el aprovechamiento de la energía cinética

contenida en el viento, y su potencia nominal es mayor. Además, el costo de producción de los aerogeneradores se ha reducido considerablemente [2]. Existen diferentes tipos de generadores para la producción de electricidad usando como fuente de alimentación la energía eólica. En el estudio se empleara el generador de inducción con rotor jaula de ardilla, debidos a que actualmente cerca del 90% de los generadores conectados a redes eléctricas de transmisión a nivel mundial utilizan este tipo de tecnología [17], [18], además también se puede destacar que aunque el aerogenerador basado en turbinas de viento de eje horizontal impulsando una máquina de inducción como generador, es la más antigua de las tecnologías empleadas en parques eólicos comercialmente a nivel mundial [13], representa un mecanismo maduro, confiable y robusto de producir electricidad desde el viento.

El diseño, operación y control de los sistemas de potencia integrando turbinas de viento impulsando generadores de inducción con rotor jaula de ardilla requieren que se acometan una serie de estudios y análisis, que por la dimensionalidad y complejidad asociada a la naturaleza del problema, requieren ser resueltos haciendo uso de robustas técnicas implementadas en herramientas computacionales. Además Considerando estos aspectos se logra percibir que para Venezuela es indispensable contar con herramientas propias para el estudio de los sistemas, para así alcanzar independencia tecnológica que genera desarrollo el cual proyecta al país como un ente independiente de cualquier otra nación; la creación de dichas herramientas debe ser enfocada en lenguajes de programación que permitan solucionar el problema del análisis de la generación eólica con generador de inducción con rotor jaula de ardilla para de ésta forma realizar efectivamente la necesaria fusión del método tradicional de estudio del problema con las ventajas y potencialidades que ofrece un software. Todo esto es lo que ha llevado a la elaboración de un programa computacional que permita solucionar los distintos análisis que se requieran llevar a cabo con este tipo de generador.

La Línea de Investigación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UNEFA Núcleo Maracay en busca del desarrollo académico y con la determinación de incrementar y fomentar el avance técnico e investigativo, ha emprendido una serie de trabajos de investigación, para fortalecer los aspectos que nos implican a las fuentes alternas de energía, como tendencias que pueden beneficiar a Venezuela. Unos de los principales trabajos desarrollados fue el programa computacional para el análisis de sistemas de potencia como lo es el SimSP. El nombre SimSP surge de SIMulación de

Sistemas de Potencia, éste fue desarrollado por el profesor e ingeniero Francisco González Longatt.

El programa SimSP fue diseñado de una forma muy dinámica e inteligente, ya que permite la continua renovación integrando nuevos módulos para el análisis de los sistemas de potencia, de igual manera presenta la posibilidad de modificar los módulos preestablecidos con la finalidad de fomentar el desarrollo y estudio de nuevas tecnologías, lo que ha permitido tener una gran evolución con el pasar del tiempo. Con la investigación desarrollada se busca mejorar el programa ya existente, esto se realiza con la integración de un nuevo módulo que se encarga de llevar a cabo el análisis dinámico del generadores de inducción con rotor jaula de ardilla acoplado a una turbina de velocidad constante, este nuevo módulo se conoce como GIJA y es implementado con la misma estructura que poseen los ya diseñados. Por tal motivo se hace necesario conocer la naturaleza y el comportamiento del mismo, para poder comprender las características que presenta y así tomar en cuenta todos los aspecto que describen al fenómeno, por lo que se ha diseñado un programa encargado de llevar a cabo la modelación de la velocidad del viento, el mismo se conoce con el nombre de *SimComp2V*.

4.2. Consideraciones del Análisis Dinámico en Sistemas de Potencia

A continuación se presenta el modelado de los conceptos establecidos en el Capítulo II. Al desarrollar un modelo, se debe considerar su uso previamente. El modelo no debe llegar a ser demasiado complejo, debido a que esto haría los cálculos incómodos y se desperdiciaría tiempo, ni demasiado simples; esto haría el modelo inaplicable para su meta original o se obtendrían resultados no fiables.

De manera que se entienda de forma clara el aérea de aplicación de los modelos implementados, primero se presenta, una breve descripción de los distintos fenómenos que ocurren en los sistemas de potencia y las escalas de tiempo correspondientes a cada uno de ellos, logrando con esto definir la clase de aproximación conveniente para los modelos implementados.

Luego de definir esto se procede a establecer una descripción de todos los submódulos que conforman al módulo GIJA implementado. En pocas palabras es modelar las ecuaciones que conforman la turbina de velocidad de viento acoplada a un generador de

inducción con rotor jaula de ardilla, estos se combina para el uso de simulaciones dinámicas de sistemas de potencia.

Una dificultad en el análisis de los sistemas de potencia, es planteada por la extensa diferencia entre las escalas de tiempo o las bandas de frecuencia en las cuales los varios fenómenos del interés ocurren.

Por un lado del espectro del tiempo, se encuentran los fenómenos que llevan micro y milisegundos, tales como transitorios inducidos, los transitorios de conmutación, cambiando los semiconductores en convertidores electrónicos de potencia y la interrupción por fallas de corriente [79], [80]. Por otro lado del espectro del tiempo, están los fenómenos que toman varios minutos u horas. Un ejemplo de estos son los cambios substanciales en la salida de potencia activa de las centrales termoeléctricas que pueden ocurrir con una tasa limitada para de esta forma prevenir el estrés mecánico, y cambios en la salida de las turbinas del viento como resultado del tiempo climático cambiante [81].

El cuadro representado en la Figura 42 da una descripción de varias áreas a tomar en cuenta y de sus escalas de tiempo o bandas de frecuencia características [80].

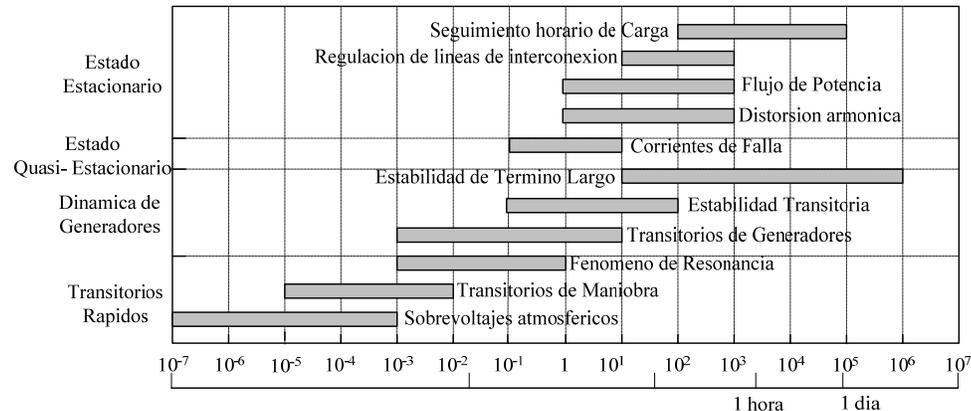


Figura 42. Bandas de Frecuencia y Escala de Tiempo de Varios Fenómenos Dinámicos en Sistemas de Potencia

Usar un modelo completo del sistema de potencia para estudiar cada una de las áreas representadas en la Figura 42 tendría las siguientes desventajas

- Los requisitos de los datos llegan a ser excesivos, porque para cada estudio todos los parámetros de los componentes del sistema de potencia deben ser especificados.

- Cuando el fenómeno del interés es caracterizado por las constantes de tiempo relativamente largas, es decir frecuencias bajas, es necesaria una simulación de cierta duración. Sin embargo, cuando los fenómenos de alta frecuencia se incluyen en el modelo del sistema de potencia, tal clase de simulación considera poco tiempo, pero se hace necesario un paso pequeño del tiempo.

Para evitar estas desventajas, normalmente un modelo del sistema de potencia y sus componentes, se adaptan a los fenómenos que estén bajo estudio. Esta clase de modelación se basa en las siguientes asunciones:

- Los fenómenos con una frecuencia sobre la anchura de banda del interés pueden ser obviados cuando se asume que estos tienen efecto luego del fenómeno investigado.
- Los fenómenos con una frecuencia debajo de la anchura de banda del interés pueden ser omitidos porque son tan lentos que el valor de las variables estado asociadas no cambian durante la simulación.

Una manera para simular sistemas de potencia es realizar un estudio mas a fondo denominado como simulaciones dinámicas del sistema. Esta aproximación se utiliza para estudiar los fenómenos que ocurren en una gama de frecuencia de 0.1 Hz a 10 Hz, o con constantes típicas del tiempo entre 10 ms y el 100ms

Los problemas típicos que se pueden analizar con esta aproximación son el voltaje y la estabilidad del angular del rotor. Las cantidades de interés son los voltajes de nodo, velocidad del rotor y ángulos así como el comportamiento de la excitatriz de los generadores síncronos. La aproximación, también se conoce como simulación a frecuencia fundamental o simulación transitoria electromecánica.

La característica principal de esta aproximación en la simulación es que omiten los transitorios de la red, si se asume que son caracterizados por constantes muy cortas del tiempo y finalizan antes de que afecten las cantidades de interés en la simulación dinámica del sistema de potencia. Por lo tanto la red se puede representar con una matriz de admitancia, como en cálculos del flujo de potencia. Como resultado de esta simplificación, solamente la componente de la frecuencia fundamental de voltajes y las corrientes se considera y se obvian armónicos más altos. Esta asunción también implica que en los terminales de generadores y de cargas solamente la componente de la

frecuencia fundamental debe estar presente, para tener una representación constante del sistema entero.

La aproximación de la simulación-dinámica del sistema de potencia tiene las siguientes ventajas [83]:

- Se reduce el número de ecuaciones diferenciales, porque no se asocian ningunas ecuaciones diferenciales a la red y las pérdidas con los generadores y en algunos casos también a los controles.
- Permite el uso de un paso más grande de tiempo, porque se han eliminado las constantes de tiempo más pequeñas.
- Debido a la representación de la red, las ecuaciones asociadas pueden ser resueltas usando algoritmos convencionales de cálculo para flujo de potencia, que también aumenta la velocidad del cómputo.

La exactitud de los resultados obtenidos al usar la aproximación de la simulación de la dinámica del sistema se ha estudiado exhaustivamente durante los últimos años 70, pero aun así es siempre tema de discusión [84], [85]. Hay dos razones principales de esto. Primero, la semejanza de los resultados obtenidos en la simulación con diversos modelos del mismo sistema de potencia depende en gran parte de las características del sistema y del fenómeno bajo investigación, de modo que sea difícil realizar conclusiones genéricas con respecto al impacto de las simplificaciones aplicadas en la exactitud de los resultados. En segundo lugar, las conclusiones con respecto al grado de semejanza son de naturaleza subjetiva por tal razón pueden ser motivo de discusión.

Otra consideración para el estudio de un sistema dinámico de potencia radica en la forma como se plantea, para un mejor entendimiento se puede considerar la Figura 43. La representación del comportamiento dinámico de un sistema de potencia puede ser descrita mediante un conjunto de ecuaciones diferencial-algebraico (DAE) de la forma

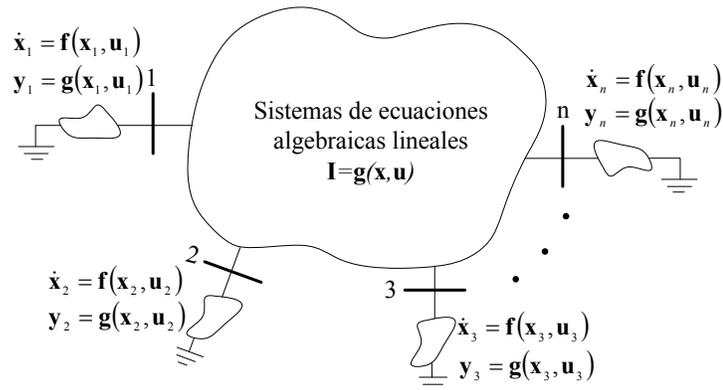


Figura 43. Interconexión entre los dispositivos dinámicos y la red

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (106)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (107)$$

\mathbf{x} : es el vector de estado que contiene n variables del estado $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$.

\mathbf{f} : es un vector que contiene n ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden.

\mathbf{u} : es un vector que contiene r variables de entrada $\mathbf{u} = [u_1, u_2, \dots, u_n]^T$.

\mathbf{g} : es un vector que contiene m ecuaciones algebraicas no lineales.

\mathbf{y} : es un vector que contiene m variables de salida.

t : es tiempo.

La resolución del modelo DAE del SP puede ser efectuado mediante dos técnicas: *particionado explícito* (PE) y *simultaneo implícito*. En este documento, se ha considerado el uso de la técnica de solución

Para la solución de esta clase de problemas se pueden aplicar dos métodos el primero de ellos es el *simultaneo implícito* que consiste en resolver el conjuntos de ecuaciones de manera simultanea y el *particionado explícito* que resuelve de forma separada ecuaciones diferenciales y algebraicas de manera separada. En este caso se ha decidido el uso del método PE.

Para aplicar el PE inicialmente se considera el sistema de potencia en condiciones de régimen estacionario, conociéndose el estado del sistema \mathbf{x}_0 , los valores de las \mathbf{u}_0 , y las \mathbf{y}_0 .

Al insertarse una perturbación en el SP, se produce un cambio que altera el equilibrio de la dinámica del sistema. En tal sentido, se comienza resolución del DAE, la dinámica de los equipos es resuelto mediante una técnica de integración discreta lográndose \mathbf{x}_i y en

forma separada se resuelve para cada instante las ecuaciones lineales asociadas al sistema, \mathbf{y}_i , y \mathbf{u}_i .

El enfoque *particionado explícito* es el adoptado por la mayoría de los programas de simulación comerciales, ya que brinda gran flexibilidad en la programación, confiabilidad y robustez. Su principal desventaja es la susceptibilidad a la inestabilidad numérica de la solución.

Se tiene que tomar en cuenta que un sistema de potencia consiste en una gran cantidad de componentes: líneas aéreas y cables subterráneos, transformadores, generadores y cargas subterráneas. El comportamiento de la mayoría de estos componentes es descrito por ecuaciones diferenciales. Así, en caso de un gran sistema de potencia, el vector \mathbf{f} en la ecuación (106) puede contener fácilmente centenares o millares de ecuaciones diferenciales, tal y como se muestra en la Figura 43.

4.3. Modelación del Aerogenerador

En la Figura 44 se muestra el diagrama esquemático de una turbina de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla. El modelo consiste en un primer bloque que contiene el modelo o la serie de tiempo de la velocidad del viento.

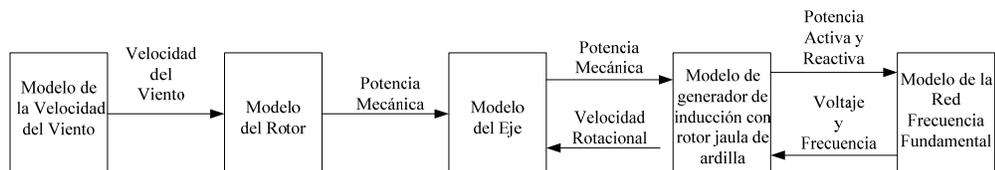


Figura 44. Representación General de la Turbina de Viento de Velocidad constante Impulsando un Generador de Inducción [12]

Por considerarse que el viento no influye directamente en la solución de los sistemas de potencia el modelado del mismo y el programa desarrollado para su simulación dinámica son explicados con mayor detenimiento en el Anexo I.

Entonces, una vez se disponga de esta serie de tiempo de la velocidad del viento se procede al modelado del rotor el cual se encarga de transformar la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica, la cual sirve como entrada primordialmente para el modelo del eje y luego el del generador de inducción con rotor jaula de ardilla, viéndose reflejada finalmente en un modelo de red tipo o sistema en el que se desee implementar. Sus entradas son la velocidad del viento v_w , velocidad del rotor ω_r , el torque

que es proporcionado por el rotor T_{mec} y las potencias tanto activa Q_{elec} como reactiva P_{elec} .

Todo lo anterior implica que el nuevo módulo diseñado en esta investigación esta estructurado por un conjunto de sub-módulos que contienen los diferentes modelos del sistema, éstos se pueden observar en la Figura 44.

4.3.1. Modelación del Rotor Eólico

El modelo del rotor del aerogenerador de eje horizontal, permite modelar el rotor de la turbina de viento, a partir de una serie de tiempo de velocidades del viento $v_w(t)$, este modelo simula el comportamiento del rotor transformando la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica que es entregada en el eje, $P_{mec}(t)$. Como se ilustra en la Figura 45.

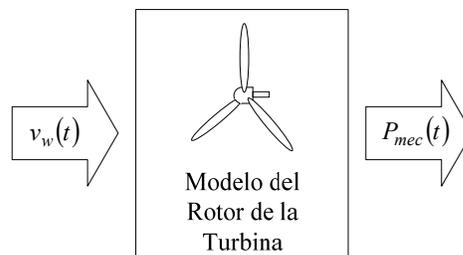


Figura 45. Modelo del Rotor de un Aerogenerador

La representación del rotor eólico de una turbina de viento se puede llevar a cabo de diferentes formas, destacando en esta investigación los siguientes métodos o modelos: Modelo a través de Funciones y Polinomios Aproximantes y por Representación por Tablas.

Funciones aproximantes: son una vía de obtener una representación relativamente precisa de la turbina de viento, usando solamente pocos parámetros de datos de entrada. Los diferentes modelos matemáticos pueden ser más o menos complejos, y ellos pueden involucrar diferentes enfoques matemáticos, pero todos deben generar curvas con la misma forma fundamental que aquellas de la turbina de viento física.

La ventaja de la representación $C_p-\lambda-\beta$, es que es una representación normalizada. Por esa razón la representación $C_p-\lambda-\beta$, son conveniente para el uso en la conexión con funciones o polinomios aproximantes.

Como un simple ejemplo de tal función, considere la siguiente función polinómica aproximante:

$$C_p = C_{p,max} \left[1 - k_\lambda (\lambda - \lambda_{opt})^2 \right] \left[1 - k_\beta (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad (108)$$

Esta función es caracterizada por solamente cinco parámetros: k_λ , k_β , λ_{opt} , β_{opt} , y $C_{p,max}$ donde k_λ es el coeficiente de la relación de la velocidad de punta de pala, y k_β es el coeficiente de ángulo de paso. El ejemplo nunca ha sido aplicado en estudios reales y es probablemente demasiado simple para la mayoría de las simulaciones de turbinas de viento. Sin embargo, el ejemplo es útil para describir un número necesario de condiciones para la aproximación polinomial (tal como que un número de puntos significantes deben ajustar exactamente y que hay continuidad entre esos puntos) y de tal modo también, logra una relativamente alta precisión en la vecindad del punto de trabajo.

Hay otras alternativas, por supuesto, las cuales son basadas en enfoques más complicados, tal como aproximaciones de más alto orden, o tipos de funciones completamente diferentes. La expansión en Fourier con funciones trigonométricas, por ejemplo, puede ser una forma razonable para representar una dependencia angular de las palas en las turbinas de viento.

Para las más simples turbinas de viento (por ejemplo, entrada en pérdida pasiva, turbinas de viento de velocidad constante con ángulo de paso constante), el problema es solo en dos dimensiones, debido a que el ángulo de la pala es constante. De tal modo, una más simple curva potencia-velocidad del viento, proveerá la información que es necesaria para determinar la curva C_p - λ . [22]

Para turbinas de viento más avanzadas con un control del ángulo de paso de la pala (turbinas de viento con velocidad fija o con velocidad variable) el problema se transforma en tridimensional, tal que la controlabilidad del ángulo de paso de la pala debe ser tomado en cuenta, como se indica en las siguientes ecuaciones.

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) \exp \left(\frac{-c_7}{\lambda_i} \right) \quad (109)$$

Donde

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_s \beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (110)$$

Y por ultimo para el cálculo de la potencia:

$$P_{mec} = \frac{\rho}{2} A_w C_p(\lambda, \beta) v_w^3 \quad (111)$$

El ángulo β se considera constante o variable de acuerdo al tipo de turbina implementada (Velocidad Fija o Variable).

Representación por Tablas: En vez de aplicar una función o un polinomio aproximante para C_p es también posible aplicar un más incomodo pero directo enfoque por el simple uso de una tabla de C_p - λ - β . Si el valor de C_p es especificado para un numero de combinaciones de valores de λ y β , los valores de C_p puede ser organizados como una matriz λ - β . Un adecuado método de interpolación debe ser aplicado entre los nodos de la matriz λ - β . La ventaja de la representación por tabla es que es simple de entender y explicar y que la adecuada precisión puede ser alcanzada simplemente por la selección de la adecuada resolución de la matriz. La desventaja es igualmente obvia: las tablas y de tal modo la cantidad de datos necesarios puede ser mas substancial [22].

Partiendo de la modelación del rotor eólico por medio de la representación de tablas se ha construido un conjunto de polinomios aproximantes que se encuentran caracterizados por el modelo de la turbina que se requiera simular.

Los polinomios se obtienen a partir de la representación grafica de los datos emitidos por los fabricantes, utilizando métodos matemáticos que permiten aproximar las curvas obtenidas por medio de un polinomio característico. En la investigación desarrollada se considero la modelación utilizando un polinomio de sexto orden, representado por medio de la siguiente ecuación:

$$C_p = \alpha_1 v_w^6 + \alpha_2 v_w^5 + \alpha_3 v_w^4 + \alpha_4 v_w^3 + \alpha_5 v_w^2 + \alpha_6 v_w + \alpha_7 \quad (112)$$

Donde v_w representa la velocidad del viento y α_n representa los valores de los coeficientes del polinomio, siendo estos distintos para cada turbina. La modelación del rotor eólico de una turbina de viento de eje horizontal se lleva a cabo a través de diferentes métodos, donde cada uno de estos requiere un conjunto de datos que permiten

la obtención correcta de los resultados. En la Tabla 3 se presentan los parámetros necesarios para el modelo por funciones aproximantes.

Tabla 3. Parámetros necesarios para la modelación del rotor por funciones aproximantes

Parámetro	Descripción
R	Radio de las palas
A_{wr}	Área de Barrido
P	Densidad del Aire
$C_1 C_2 C_3 \dots C_9$	Coefficientes ecuación característica

En la Tabla 4 se presentan los parámetros necesarios para el modelo por polinomios aproximantes.

Tabla 4. Parámetros necesarios para la modelación del rotor por polinomios aproximantes

Parámetro	Descripción
R	Radio de las palas
A_{wr}	Área de Barrido
P	Densidad del Aire
$\alpha_1 \alpha_2 \alpha_3 \dots \alpha_9$	Coefficientes ecuación característica

4.3.2. Modelo del Eje

En este caso se ha tomado en consideración para la modelación mecánica de la turbina de viento, el modelo de dos masas, donde solo el eje de baja velocidad es incluido. Esto se debe a que la frecuencia de resonancia esta alrededor de 2Hz, estando dentro de la banda de interés de la simulación dinámica (0.1-10Hz) [12]. La frecuencia de resonancia de la caja convertidora de velocidad y el eje de alta velocidad son mucho mas altas que el espectro de interés, por ello se asumen como infinitas [54].

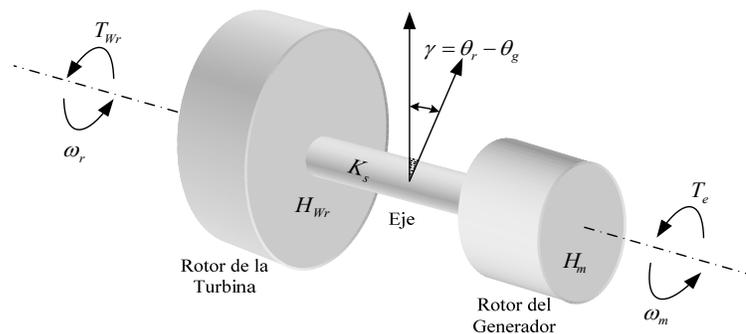


Figura 46. Modelo de Dos Masas de Eje

Las ecuaciones de movimiento en la dinámica del equivalente mecánico de la turbina de viento puede ser expresado de acuerdo.

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\omega_{turb}}{dt} &= \frac{T_{turb} - K_s \gamma}{2H_{turb}} \\ \frac{d\omega_m}{dt} &= \frac{K_s \gamma - T_e}{2H_m} \\ \frac{d\gamma}{dt} &= 2\pi f (\omega_{turb} - \omega_m) \end{aligned} \right\} \quad (113)$$

Donde f , es la frecuencia nominal de la red [Hz], el T es el torque [p.u], γ es el desplazamiento angular entre los dos extremos del eje [radianes eléctricos] y ω es la velocidad rotacional [rad/s]. H es la constante de inercia [s], K_s , es la rigidez del eje [p.u. torque/radianes eléctricos]. Los subíndices $turb$, m y e , significan, rotor de la turbina, generador mecánico y generador eléctrico respectivamente. La intención principal es modelar el primer modo torsional del sistema de transmisión mecánica pero realmente, el modelo incluye el primer y segundo modo debido al uso del sistema de dos masas (modelo de segundo orden).

4.3.3. Modelo del Generador con Rotor Jaula de Ardilla

Una representación linear razonable del generador de inducción pueda ser obtenida tomando en cuenta los efectos de los transitorios mecánicos y eléctricos del rotor. Los efectos de los transitorios eléctricos del estator en las respuestas de los sistemas de potencia usualmente pueden ser obviados. En la Figura 47., se puede apreciar el diagrama esquemático que incluye un generador de inducción conectado a la red

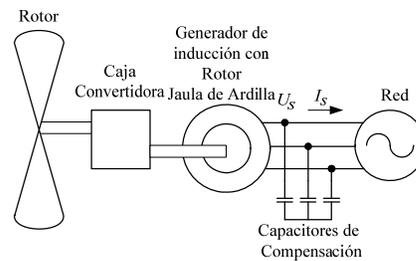


Figura 47. Esquema Básico del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla

Las diferentes ecuaciones describen la razón de cambio del voltaje detrás de la reactancia X' y esto está definido por

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f_s E' - \frac{1}{T_o} [E' - j(X - X')I_T] \quad (114)$$

Donde se tiene que la constante de tiempo T_o en segundos es igual a

$$T_o = \frac{X_r + X_m}{2\pi f R_r} \quad (115)$$

Y la corriente en terminales es

$$I_t = (E_t - E') \frac{1}{R_s + jX'} \quad (116)$$

La reactancia X y X' deben ser obtenidas desde un convencional estudio de estado del circuito equivalente de una maquina de inducción

R_s : Resistencia del estator en [p.u.]

X_s : Reactancia del estator en [p.u.]

R_r : Resistencia del rotor [p.u.]

X_r : Reactancia del rotor [p.u.]

X_m : Deslizamiento [p.u.]

Las resistencias y reactancias son todas en las mismas bases. La razón de las bases de los voltajes del estator y rotor es igual para el circuito abierto

Por su lado el deslizamiento se defina de la siguiente forma

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (117)$$

La resistencia del rotor R_r es pequeña comparada con la reactancia, esto puede ser obviada en el calculo de X y X' . Desde el estudio de estado del circuito equivalente, entonces la reactancia de circuito abierto es aproximadamente.

$$X = X_s + X_m \quad (118)$$

El bloque del rotor la reactancia es aproximadamente

$$X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r} \quad (119)$$

Por ultimo las ecuaciones de la potencia son las siguientes

$$\frac{ds}{dt} = \frac{P_{mec} - P_{elec}}{2Hm} \quad (120)$$

Tabla 5. Parámetros necesarios para la modelación del Generador de inducción con rotor jaula de ardilla

Parámetro	Descripción
n_{pp}	Numero de pares de polos de la máquina
L_m	Inductancia mutua
$L_{s\sigma}$	Inductancia de dispersión del estator
$L_{r\sigma}$	Inductancia de dispersión del rotor
R_r	Resistencia del rotor
R_s	Resistencia del estator
H_m	Inercia del generador

4.4. Programa SimSP

SimSP al igual que muchos otros programas de computación está basado en una filosofía básica de procedimientos la cual comienza con una entrada de datos, seguido del procesamiento de dichos datos y finalmente los datos de salida que serán analizados por el usuario.

El conjunto de datos requeridos por SimSP para llevar cabo las simulaciones de manera correcta son introducidos en hojas de cálculo de MicrosoftTM ExcelTM y procesados por un conjunto de funciones desarrolladas dentro del programa computacional MATLABTM, por tal motivo se presenta a continuación una breve introducción sobre la programación en MATLABTM y la herramienta MicrosoftTM ExcelTM.

El programa MATLABTM puede considerarse como un lenguaje de programación, tal como lo es el C, Fortran o Basic, que se distingue en sí por una serie de características notables para los análisis numéricos, entre las cuales se pueden citar:

- La programación es mucho más sencilla.
- Hay continuidad entre valores enteros, reales y complejos.
- La amplitud de intervalo y la exactitud de los números son mayores.
- Presenta una biblioteca matemática amplia.
- Presenta abundantes herramientas gráficas.
- Incluye funciones de interfaz gráfica con el usuario.
- Presenta capacidad de vincularse con lenguajes de programación clásicos.

MATLABTM posee un lenguaje de computación técnica de alto rendimiento para cómputos numéricos y visualización gráfica, que integra: análisis numérico, cómputo de matrices, procesamiento de señales y gráficas en un ambiente fácil de usar; y donde los

problemas y sus soluciones se expresan tal como se harían matemáticamente, es decir sin una programación tradicional [85].

MATLAB dispone de un código básico y de varias librerías especializadas (*toolboxes*). Estas librerías son, en sí, agrupaciones de funciones, códigos o macros de MATLAB™, conocidos “M.files”, desarrollados por investigadores y usuarios de MATLAB™, los cuales son de fácil comprensión y uso, y extienden el ambiente del programa con la finalidad de resolver situaciones o áreas específicas de problemas.

Los ficheros con extensión (*.m) son ficheros de texto sin formato (ficheros *ASCII*) que constituyen el centro de la programación en MATLAB™. Estos ficheros se crean y modifican con un editor de textos cualquiera, sin embargo, lo mejor es utilizar su propio editor de textos, que es *Debugger*. Los programas de MATLAB™ se encuentran en fichero con la extensión *.m. Estos ficheros se ejecutan tecleando su nombre en la línea de comandos (sin la extensión) [88].

El Lenguaje de MATLAB™ es un lenguaje de alto nivel de *matrix/array* con declaraciones del flujo de control, funciones, estructuras de datos, entrada-salida, y características de programación orientadas al objeto. Permite *el programando de principio* para crear programas desechables de poca envergadura, y *el programando avanzado* para crear programas de amplio uso y más complejos [88].

Microsoft™ Excel™ es una herramienta computacional muy versátil que se encarga de llevar a cabo el control de una gran cantidad de datos, los mismos se pueden almacenar en forma de columnas o filas respectivamente. La mayoría de estos valores pueden ser utilizados para un gran rango de funciones que puede ir desde construir una gráfica a partir de pares ordenados hasta almacenar datos que puedan ser utilizados por otros programas o aplicaciones como lo es el caso en estudio.

SimSP emplea para la estructura de los datos de entrada a MICROSOFT™ EXCEL™, debido a que este permite la interacción con MATLAB™ versión 7.0 o superiores según los requerimientos del programa. EXCEL™ proporciona la facilidad de interactuar directamente con MATLAB™.

En líneas generales Microsoft™ EXCEL™ es una plantilla de cálculo con una interfaz gráfica con menús desplegables y tiene la capacidad de *clickear* utilizando un puntero [86].

Ahora bien entrando de lleno a la conceptualización del programa SimSP el cual fue diseñado con la finalidad de investigar el comportamiento dinámico y la estabilidad de pequeña señal de los sistemas eléctricos de potencia, un gran sistema de potencia puede tener fácilmente cientos o incluso miles de estados variables, estos están asociados con las ramas del circuito, los generadores y sus controles respectivamente.

El software está conformado por un conjunto de módulos que se encargan de estudiar y modelar el comportamiento de todos aquellos elementos tanto activos como pasivos que forman parte del sistema de potencia, entre alguno de estos elementos se encuentran las máquinas eléctricas (sincrónicas o asincrónicas), como también todos los elementos que estas requieren para trabajar dentro del sistema como generadores de energía, entre estos se tiene el sistema de excitación, turbina, gobernadores, motores eléctricos, controles, entre otros. Todos estos son conectados por medio de líneas de transmisión y transformadores en algunos casos, según las características del sistema de potencia que se requiera llevar a cabo en estudio. El programa SimSP se encarga de realizar el análisis de potencia tanto para régimen permanente o estacionario como también régimen transitorio [88].

SimSP resuelve este problema dinámico de sistemas de potencia representado por los tipos de regímenes (permanente y transitorio), por medio del *Método de Particionado Explícito* el cual resuelve las ecuaciones diferenciales para la etapa transitoria y las ecuaciones algebraicas para la etapa estacionaria. Con este método las ecuaciones diferenciales y las algebraicas se resuelven en forma separada donde los resultados se encuentran entrelazados unos con otros.

El programa SimSP ha sido desarrollado de una manera muy particular, se dice esto ya que el mismo puede ser modificado con el pasar del tiempo, esto para lograr mejoras dentro de él mismo, como también para agregar módulos que permitan realizar el análisis de todos aquellos elementos que forman parte del sistema de potencia, como por ejemplo: el módulo de todas aquellas fuentes alternativas de energías que cada día son más utilizadas para la generación de electricidad. Tales motivos permiten que se realice el análisis de potencia para todos aquellos sistemas que se consideran grandes y complejos. La investigación que se desarrolla consiste en la implementación de un nuevo módulo para el programa, contribuyendo así con el progreso continuo del mismo.

SimSP es un programa que al igual que muchos otros trabajan o poseen la misma estructura o filosofía. SimSP emplea una herramientas de desarrollo y un manejador de hoja de cálculo: MATLAB™ y Microsoft™ Excel™ respectivamente, cada uno de estos elementos desempeña un papel importante dentro del diagrama de funcionamiento del programa.

El funcionamiento del programa SimSP posee una secuencia lógica, que comienza conformada por la introducción de los datos por parte del usuario, los mismos son procesados en el interior del programa a través de la resolución de complejos problemas matemáticos y presentar al usuario los resultados en forma clara, para que puedan ser analizados [19].

4.4.1. Arquitectura de SimSP

Programa principal

El lenguaje de programación de MATLAB™ posee una serie de instrumentos que pueden ser muy útiles, si se utilizan de la forma más adecuada, estas le permite llegar a los usuarios a diseñar diferentes programas organizados de la forma más simple posible, de aquí que resulten de fácil y sencilla comprensión. Esta es una de las grandes ventajas que posee el uso de este tipo de lenguaje de programación, esto ha sido aprovechado de gran forma por todos aquellos que trabajan en profundizar y mejorar el programa SimSP. El progreso de este programa se ha llevada a cabo con el pasar de los días, en especial en los últimos años, con la realización de trabajos de investigación que han sido incluido dentro del programa en forma de módulo.

Considerando que SimSP se encuentra compuesto tanto por módulos que caracterizan el tipo de elemento que se desea para cada simulación, así como también SimSP posee subrutinas (ver Figura 48) que están encargadas de realizar los procesos comunes para cada módulo como por ejemplo la lectura de datos, la resolución de las ecuaciones de la red y de las ecuaciones diferenciales y los procesos de graficar salidas.

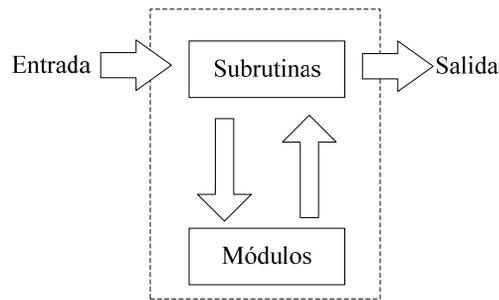


Figura 48. Esquema general de SimSP

El programa SimSP para resolver el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales presentes en la simulación dinámica de los sistemas de potencia, utiliza el *Particionado Explícito* el cual como se ha definido anteriormente resuelve de forma separada las ecuaciones algebraicas y las ecuaciones diferenciales, observándose una relación entre los resultados obtenidos, debido a que lo obtenido de los cálculos diferenciales se introduce en las ecuaciones algebraicas para la resolución de las mismas en una constante iteración hasta que la simulación finalice.

De igual forma los resultados obtenidos por medio de las ecuaciones algebraicas se introducen en las diferenciales para así continuar calculando las condiciones dinámicas del sistema.

Se trae este tema a colación debido a que la relación creada entre las subrutinas y los módulos se radica en la resolución del sistema por medio del método de *Particionado Explícito*, debido a que el constante *vaivén* existente entre las ecuaciones algebraicas y diferenciales, genera una dependencia entre los módulos considerando que poseen tanto ecuaciones diferenciales como algebraicas, y las subrutinas se encargan de resolver las ecuaciones diferenciales y al mismo tiempo resuelve las ecuaciones algebraicas de la red de forma tal que se proporcionen a cada instante todas las condiciones necesarias para la ejecución de cada módulo (ver Figura 48).

Subrutinas

En muchas ocasiones es necesario desarrollar un subprograma que no se vea afectado por las limitaciones de las funciones; es decir, una subrutina que sea capaz de *retornar* varios valores o ninguno dentro de un programa principal, que le permitan al mismo obtener valores *resultantes* de la ejecución del subprograma. Cabe destacar que las subrutinas se diferencian de las funciones fundamentalmente en la sintaxis de la definición y en la forma de invocarlos.

En el caso de SimSP se requiere de una serie de subrutinas las cuales se encuentran en archivos *script* en comandos de MATLAB™, con extensión .m, que al encontrarse cada subrutina por separado permiten economizar memoria y espacio que además proporciona beneficios prácticos que esto conlleva a lograr una estructura de programación sencilla para su entendimiento y modificación, estos archivos está escrito en el lenguaje de programación propio de MATLAB™ y están identificados con los nombres representados en la Tabla 6.

Tabla 6. Subrutinas dentro SimSP

Subrutina	Descripción
<i>Load_Data_Files</i>	Realiza la lectura de los datos de entrada al programa SimSP. Como tal esta sub-rutina sirve como interfaz entre MALAB™ y EXCEL™.
<i>Load_Data_WECS</i>	Realiza la lectura de los datos de entrada para los módulos concernientes a energía eólica
<i>NWSOL</i>	Contiene las herramientas para la resolución de flujos de potencia para sistemas de potencia multi-máquinas
<i>INGT</i>	Contiene el un método mejorado de Euler para la resolución de ecuaciones diferenciales, durante el análisis en régimen transitorio.
<i>GRAFICADOR</i>	Realiza las graficas de las variables estudiadas para cualquier clase de sistema estudiado, estas graficas representan la salida del programa.

Las subrutinas se encargan de llevar a cabo la transferencia de todos aquellos datos que son introducidos en archivos de Microsoft Excel al programa principal y los diferentes módulos que lo conforman, para así poder procesarlos.

Se dice que las subrutinas están en interacción constante con los módulos, ya que en éstos se resuelve la dinámica de los diferentes equipos que conforman al sistema utilizando la subrutina encargada de resolver los integrandos de las ecuaciones, aplicando el método de Euler modificado, lo que permite determinar el estado de la red. Además de esto las subrutinas se encargan de realizar la interfaz entre los valores obtenidos procesados en cada dispositivo y la representación grafica de los mismos.

Para realizar la simulación de cualquier clase de sistema de potencia que contengan bien sea generadores eólicos o cualquier otra clase de máquina eléctrica se ejecuta el programa SimSP dentro de la ventana *Command* de MATLAB™, los resultados son presentados gráficamente mediante la utilización de una subrutina que se le conoce con el nombre de graficador.

Módulos

Debido a que SimSP brinda la facilidad de crear los módulos que forman parte del mismo de manera independiente, permitiendo la mejora continua de lo mismos. Para la mejor comprensión del programa se procederá a explicar la estructura fundamental de los mismos, definiendo antes una serie de conceptos básicos sobre el programa MATLABTM.

Los programas en MATLABTM se encuentran ordenados en ficheros, con extensión .m. hay dos clases de ficheros *.m, estos son los conocidos ficheros de comandos y las funciones.

Los ficheros se ejecutan tecleando su nombre en la línea de comandos (sin la extensión), son ficheros de texto ASCII, que contienen simplemente un conjunto de comandos que se ejecutan sucesivamente cuando se teclea el nombre del fichero en la línea de comandos y se pulsa *Intro*. En relación a esto encontramos que dentro de MATLABTM SimSP es reconocido como un *fichero de comando*.

Las *funciones* se caracterizan porque la primera línea comienza con la palabra *function*, seguida por los valores de retorno (entre corchetes [] y separados por comas, si hay más de uno), el signo igual (=) y el nombre de la función, seguido de los argumentos (entre paréntesis y separados por comas).

Las *funciones* se ejecutan tecleando su nombre en la línea de comandos seguido de sus argumentos, entre paréntesis y separados por comas (siempre que haya más de uno), ella arrojan valores de retorno, sin embargo pueden haber funciones sin valores de retorno o sin argumentos, los argumentos son los datos de la *función* y los valores de retorno sus resultados. Las *funciones* pueden ser llamadas por *ficheros de comando*, por otras *funciones* e incluso pueden llamarse a sí misma de forma recursiva. Las *funciones* al igual que los *ficheros de comando* contienen un conjunto de comando que se ejecutan cuando son llamadas. En relación a esto tenemos que dentro de MATLABTM los módulos que contienen el modelo de algún dispositivo son reconocidos como *funciones*.

El programa SimSP contiene un conjunto de módulos, donde en cada uno de estos se representa el modelo de un dispositivo eléctrico conectados al sistema de potencia para ser simulados.

Estructura de los Módulos: Cada elemento conectado al sistema se representa con un número entero positivo, el argumento representado con la letra *I* indica el número del dispositivo al cual se le efectúa el análisis dinámico mientras que el segundo argumento (*NVIA*), este argumento solo puede tener dos valores, y se indican en la Tabla 7, dentro de

cada función se crean variables globales que son procesadas para generar los resultados de salida.

Tabla 7. Valores que Puede Tomar el Argumento NVIA

NVIA	Descripción
0	Establece el llamado del módulo para el cálculo de las condiciones de estado
1	Establece el llamado del módulo para el cálculo de los integrandos del modelo

De lo antes dicho se puede inferir que los módulos pueden ser llamados para realizar el cálculo de las condiciones de estado iniciales o el cálculo de los integrandos del modelo únicamente y de acuerdo con el valor que se le dé al argumento *NVIA* en el momento de la llamada, mientras que el argumento *I* cambiara consecutivamente hasta que se hayan realizado todos los cálculos pertinentes de acuerdo con el tipo de llamada.

Los módulos se encuentran en constante interacción con las subrutinas como se ha mencionado anteriormente, ya que estas se encargan de solucionar las ecuaciones dinámicas de cada uno de los dispositivos, para luego ser mostradas al usuario de forma gráfica. Como se ha establecido anteriormente, la estructura usada por SimSP resulta ser de fácil comprensión por los usuarios, lo que permite que sean manipulados fácilmente por los mismos. Los módulos de SimSP se identifican con el nombre del dispositivo escrito en mayúscula, estos poseen solo dos argumentos únicos, donde ambos poseen el mismo significado. En la Tabla 8 se encuentran expuestos algunos módulos que posee el programa SimSP

Tabla 8. Módulos contenidos en SimSP

Nombre de Módulo	Equipo Modelado
<i>GEN1</i>	Generador Sincrónico: modelo de los ejes, considerando la saturación
<i>AVR1</i>	Modelo de un Sistema de Excitación: Sistema de excitación IEEE Tipo 1
<i>TUR1</i>	Turbina tipo 1: Turbina a Vapor
<i>TUR2</i>	Turbina tipo 2: Turbina Hidráulica
<i>TUR3</i>	Turbina tipo 3: Regulador de velocidad de propósito general
<i>GAST1</i>	Turbina a Gas
<i>DIESEL</i>	Motor Diesel
<i>SOFC</i>	Celda de combustible tipo oxido sólido
<i>PEMFC</i>	Celda de combustible tipo membrana de intercambio protónico
<i>INVERTER</i>	Modelo del inversor
<i>GJA</i>	Turbina de viento impulsando generador de inducción con rotor jaula de ardilla considerando: modelo del eje de dos masas

4.4.2. Estructura de datos

El programa SimSP requiere de archivos en Microsoft™ Office™ Excel™ con extensión .xls, para almacenar todos aquellos parámetros y datos requeridos para llevar a cabo el análisis del flujo de potencia de los elementos que se desee simular.

La información requerida para llevar a cabo la simulación es transcrita en archivos que poseen la siguiente forma:

Éste archivo tiene una estructura diseñada de manera específica de tal forma que pueda ser usado por el programa SimSP, que requiere de una estructura de datos con características particulares y sistemática, donde se pueden observar distintos rubros o caracteres estructurados de acuerdo a ciertos criterios propios del programa y ordenados jerárquicamente por prioridad o requerimientos asociados con la programación del mismo.

El archivo esta conformado por varias hojas, donde cada una desempeña un rol diferente en el momento que se lleva a cabo una simulación. Las hoja de cálculo contiene a su vez una serie de campos identificados debidamente y estableciendo claramente el tipo de dato (numérico o alfabético) que el usuario debe colocar, la mayoría de estos campos son necesarios para el buen funcionamiento del programa, y por tal motivo de carácter obligatorio, no obstante también existen algunos campos opcionales o que se encuentran deshabilitados para futuras ampliaciones del programa.

En el archivo NAME_TEST_CASE.xls el término *Name*, depende del nombre real del caso de estudio. A fin de establecer ciertos criterios de presentación y forma, los nombre de los archivos para lectura de datos se escriben en mayúsculas sostenidas, para poder diferenciarlos de los nombres de identificación de las hojas de calculo, como se puede observar en la Figura 49.

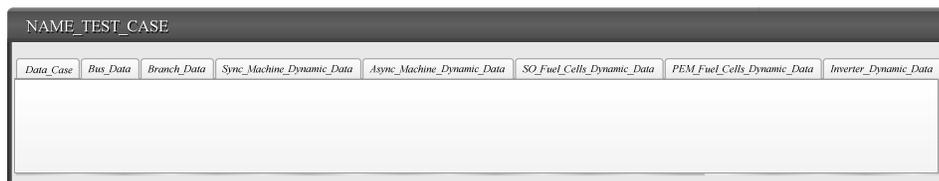


Figura 49. Modelo Estructura de Datos de NAME_TEST_CASE

En la Figura 49 se presenta el archivo NAME_TEST_CASE, identificando aquí los nombres de cada una de las hojas de cálculo que lo conforman.

Es importante resaltar que debido a que la hoja de cálculo que contiene los datos del Generador de inducción con rotor jaula de ardilla ya existe dentro del archivo NAME_TEST_CASE, con el nombre de *Async_Machinc_Dynamic_Data* no se implementara en esta investigación.

La explicación de las hojas ya existentes es realizada en el Anexo D. En este caso en particular se ilustrara el contenido de la hoja de cálculo *Async_Machinc_Dynamic_Data* por ser objeto de estudio. Los campos de esta estructura son fundamentales para la realización de simulaciones. La Figura 50 muestra un modelo representativo de la estructura de datos de las máquinas sincrónica:

The screenshot shows a software window titled 'Name_Test_Case' with a tabbed interface. The active tab is 'Async_Machines_Dynamic_Data'. The window contains a table of input fields for machine parameters:

Machine_Number	Machine_Name
Machine_Connectivity_Node	Machine_Induction_Type
Pole_Number	Machine_Torque_Avail
Machine_Base_MVA	Machine_Base_kV
Machine_Rating_MW	Machine_Rating_kV
Machine_Resistance_Stator_Rs	Machine_Resistance_Rotor_Rr
Machine_Reactance_Stator_Xs	Machine_Reactance_Magnetize_Xm
Machine_Resistance_Rotor_Rr2	Machine_Reactance_Rotor_Xr
Machine_Reactance_Rotor_Xr2	Low_Control_Limit_MW
High_Control_Limit_MW	Low_Control_Limit_MVAr
High_Control_Limit_MVAr	Machine_Description

At the bottom right of the window are 'Aceptar' and 'Cancelar' buttons.

Figura 50. Modelo de Estructura de Datos de Máquinas Asíncronas

A continuación se presenta una descripción básica de los campos que componen esta estructura de datos:

- *Machine_Number*: Este campo contiene un número que se le asigna a la máquina para poder identificarla y reconocer la cantidad de máquinas que se encuentran presentes en el sistema. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Machine_Name*: Este campo contiene el nombre asignado por el usuario a cada máquina de inducción para poder identificarlo y comprender con facilidad el sistema. Es de carácter alfanumérico.
- *Machine_Connectivity_Node*: Este campo contiene el número de la barra en la que se encuentra conectada la máquina de inducción (motor o generador). Es de carácter numérico entero positivo.

- *Machine_Induction_Type*: Este campo contiene el número que le comunica al programa el tipo de máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada, es decir, si se encuentra conectado un generador o un motor de inducción. Es de carácter numérico entero positivo. El número que especifica el tipo de máquina corresponde con la Tabla 9.

Tabla 9. Tipos de Máquinas de Inducción

<i>Machine_Induction_Type</i>	<i>Descripción</i>
1	Granja de Viento con generación asincrónica
2	Turbina de Viento con generación asincrónica
3	Motor de Inducción a torque mecánico constante
4	Generador de Inducción a torque mecánico constante

- *Pole_Number*: Este campo contiene el número de polos de la máquina de inducción, este elemento se encuentra deshabilitados actualmente. Es de carácter numérico entero.
- *Machine_Torque_Avail*: Este campo contiene el valor del torque de cada máquina de inducción en por unidad. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Base_MVA*: Este campo contiene la potencia nominal aparente de la máquina de inducción (generador o motor), este valor es suministrado por el fabricante. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Base_KV*: Este campo contiene el voltaje nominal de la máquina de inducción, debe ser introducido en kV. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Rating_MW*: Este campo contiene la potencia activa en MW real de operación de la máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Rating_KV*: Este campo contiene el voltaje en kV real de operación de la máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Resistance_Stator_Rs*: Este campo contiene el valor de la resistencia del estator (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Resistance_Rotor_Rr*: Este campo contiene el valor de la resistencia del rotor (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.

- *Machine_Reactance_Stator_Xs*: Este campo contiene el valor de la reactancia del estator (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Reactance_Magnetize_Xm*: Este campo contiene el valor de la reactancia de la rama magnetizante (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Reactance_Rotor_Xr*: Este campo contiene el valor de la reactancia del rotor (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Resistance_Rotor_Rr2*: Este campo contiene el valor de la resistencia del rotor del segundo devanado (en por unidad) de la máquina de inducción, para el caso de máquinas doble jaula de ardilla. Este campo no está actualmente en uso. Es de carácter numérico real.
- *Machine_Reactance_Rotor_Xr2*: Este campo contiene el valor de la reactancia del rotor del segundo devanado (en por unidad) de la máquina de inducción, para el caso de máquinas doble jaula de ardilla. Este campo no está actualmente en uso. Es de carácter numérico real.
- *Low_Control_Limit_MW*: Este campo contiene el límite mínimo de potencia activa que se desea controlar en el sistema potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo se encuentra deshabilitado actualmente.
- *Low_Control_Limit_MVAr*: Este campo contiene el límite mínimo de potencia reactiva que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *High_Control_Limit_MW*: Este campo contiene el límite máximo de potencia activa que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *High_Control_Limit_MVAr*: Este campo contiene el límite máximo de potencia reactiva que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *Machine_Description*: Este campo contiene cualquier información general que el usuario desee colocar a cada máquina de inducción. Es de carácter alfanumérico.

Procesos

Para el caso del programa SimSP se puede decir que el proceso es el punto de inicio de la simulación, esto una vez que hallan sido introducidos y analizados todos los datos de una manera lógica y secuencial por parte de SimSP. Una vez que el software contenga la data, busca dar la solución a un problema, llamando de una manera coherente a los distintos módulos que forman parte del mismo, realiza paso a paso todos los subprocesos de forma ordenada y rápida, una vez que el tiempo de simulación a concluido éste efectúa la llamada del módulo encargado de generar la respuesta de salida y con esto culminar el proceso de simulación.

SimSP es una herramienta computacional muy completa y didáctica, ya que la misma permite agregar la cantidad de módulos que puedan ser considerados por el usuario para realizar un acorde y completo análisis a sistemas de potencia de gran tamaño y complejidad. Se puede mencionar algunos módulos que posee el programa como los de la simulación para máquinas eléctricas, estas pueden ser máquinas sincrónicas o asincrónicas que pueden estar operando generador o motor dentro de la red, pueden ser adaptados otros elementos como: sistema de excitatriz, gobernador, turbina a gas o motor diesel, transformadores, líneas de transmisión, centros de carga, sistemas de control, entre otros. Ya que el programa cuenta con módulos que describen el comportamiento real de cada uno de estos elementos. Con la integración de todos los elementos el programa SimSP se encarga de realizar el análisis del sistema de potencia tanto en régimen *estacionario* como *transitorio*.

Con el mismo criterio con que trabaja u opera el programa general lo hace cada módulo, de tal manera que se permite que cada uno de ellos puede ir evolucionando a medida que se realicen estudios y con el pasar del tiempo. Lo mencionado se hace sin alterar al programa principal. Todo esto permite que el programa sea una herramienta computacional que se pueda ir modificando, motivo por el cual se busca realizar nuevas investigaciones e introducir modelos que no se encuentren dentro del mismo, tal es el caso de la investigación que se lleva a cabo donde se introduce un nuevo módulo que trata sobre el comportamiento dinámico de turbinas de viento de eje horizontal con generador de inducción doblemente alimentado integrado a sistemas de potencia. Con esta investigación se busca mejorar el programa existen otras investigaciones que tratan de incorporar otros módulos para así poder solucionar una gran diversidad de problemas que se presentan en los sistemas de potencia.

Ahora se presenta una pequeña síntesis del funcionamiento de operación del programa. Primero que todo se introduce los distintos datos en el programa por parte del usuario para que se puedan llevar a cabo las simulaciones que sean deseadas por el usuario, se debe mencionar que el programa tiene la capacidad de presentar dos situaciones durante la solución de los problemas, una es la de régimen estacionario o permanente y la otra es la de régimen estacionario. Se debe decir que el sistema antes de sufrir alguna perturbación se encuentra en el primer estado (*permanente* o *estacionario*) y posteriormente en el segundo estado (*transitorio*).

Durante el análisis del sistema en régimen estacionario, SimSP realiza un flujo de potencia en el sistema, obteniendo de esta manera los valores numéricos de las variables eléctricas que afectan al mismo, es decir, se calculan las corrientes que se encuentran circulando por todas las ramas del sistema en estudio, a partir de los voltaje de barra y los aportes o consumos de potencia (activa y reactiva) por parte de elementos conectados en el sistema. Luego se calculan las condiciones iniciales de los elementos que pudieran estar presentes dentro del sistema de potencia.

Para el estudio del comportamiento en régimen transitorio, SimSP comienza realizando el mismo procedimiento descrito anteriormente, con la excepción de que en un punto de tiempo de simulación, se produce un evento que altera a las variables eléctricas de forma repentina y brusca, originándose lo que se conoce como estado transitorio, y que en pocas palabras, es el tiempo que le toma a todas la variables afectadas en alcanzar nuevamente un régimen permanente.

Para adquirir una idea más completa del funcionamiento de este programa, es necesario hacer uso de una herramienta que permita describirlo, el diagrama de flujo principal expuesto en la Figura 51, que naturalmente engloba todo el funcionamiento del programa, describe la entrada, el proceso y la salida de datos como se muestra a continuación.

Gracias al diagrama de flujo se exponen de forma rápida y coherente toda la estructura o pasos que posee SimSP para la resolución de cualquier tipo de simulación deseada, observándose como pilar fundamental la interacción existente entre las ecuaciones algebraicas utilizadas para el calculo de las condiciones del sistema y la resolución continua de los integrandos que representan las variables de estado de los módulos utilizados dentro de SimSP.

- El programa SimSP se encarga de realizar algunos cálculos matemáticos de forma aislada, requeridos durante la ejecución de la simulación de un sistema de potencia que contenga cualquier clase de equipo o máquina eléctrica calculándose el Flujo de Potencia Tradicional del sistema analizado.

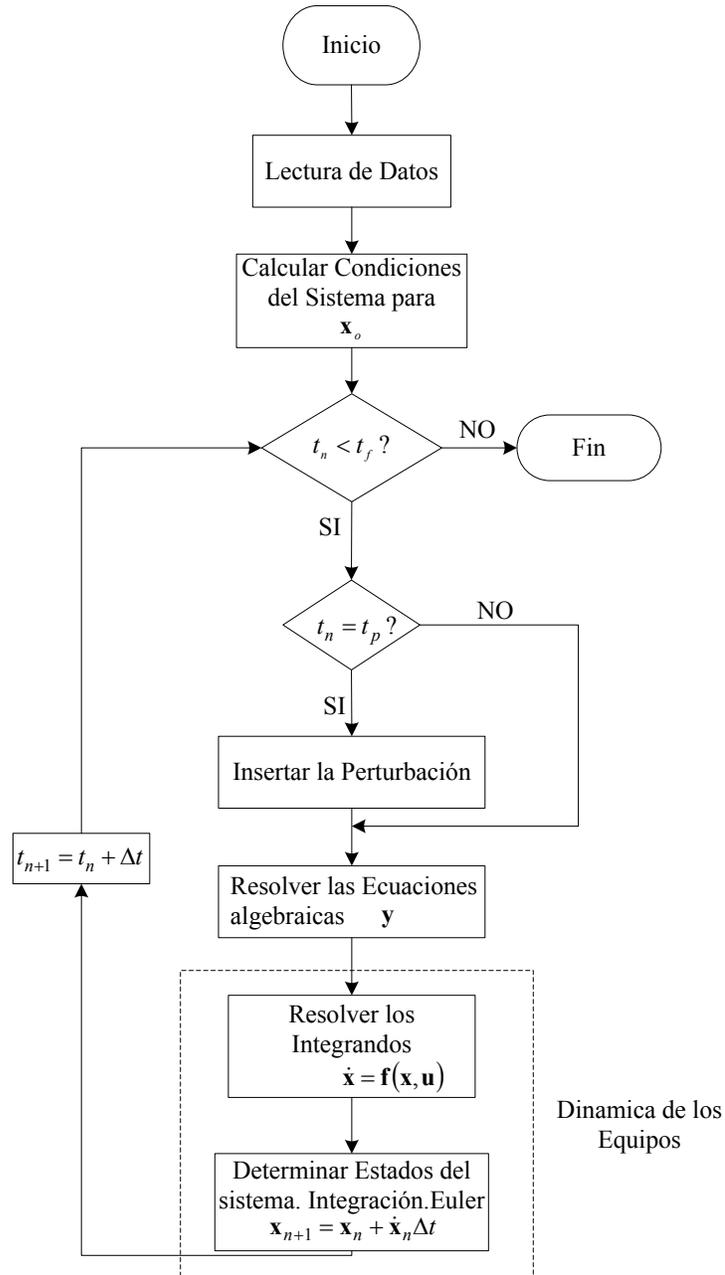


Figura 51 . Diagrama de Flujo Simplificado de SimSP

A continuación se presentan los aspectos tratados por el programa:

Las primeras hojas que contiene este archivo, proporciona los datos requeridos para ejecutar la primera parte de la simulación, esta se relaciona con el cálculo de flujo de potencia, que es llevada a cabo mediante el uso del método tradicional. Una vez ejecutado y resuelto el flujo de potencia el programa se encarga de llamar a cada módulo que contiene los elementos del sistema, para así realizar el cálculo de las condiciones iniciales.

La lectura de la estructura de datos está dividida básicamente en cuatro etapas, la primera de ellas es la lectura del archivo *Name_Test_Case.xls* que contiene la data como tal, la segunda es exportar esa data desde EXCEL™ a MATLAB™ por intermedio del módulo *Load_Data_Files*, la tercera es asignar y declarar variables para cada unos de estos datos de acuerdo con la estructura original de la data, finalmente salvar en memoria las nuevas variables. Durante la ejecución de este proceso se produce la construcción de una estructura de datos propia del programa SimSP.

4.4.4. Calculo de las Condiciones Dinámicas del Sistema

Como primer paso a desarrollar para la simulación dinámica de los sistemas de potencia se debe realizar el cálculo de las condiciones iniciales tal y como se muestra en el diagrama de flujo, para esto se requiere que se haya cargado la data por parte del usuario, para así poder realizar el flujo de potencia creando las condiciones en que se encuentra la red, máquinas sincrónicas y asincrónicas, entre otros. Debe existir un equilibrio entre todos estos elementos que forman parte del sistema de potencia, esto se debe a que el programa produce las condiciones en régimen permanente o estable, es por esto que se requiere alcanzar una estabilidad entre la red y los diferentes equipos eléctricos.

La estabilidad o equilibrio es obtenida mediante el cálculo de las condiciones iniciales de los equipos eléctricos con respecto a los que a todos los parámetros que demanda el sistema de potencia, entre estos parámetros podemos mencionar voltaje, ángulo de fase, corriente y potencia aparente. Todo esto se puede resumir como el cálculo de todas las variables internas de los elementos, que proporcionan a la red los valores ya obtenidos del flujo de potencia.

Los valores iniciales proporcionados por el flujo de potencia dan a la red las condiciones que posee cada equipo en terminales, esta es la base principal para una serie de cálculos que se realizarán posteriormente. También se debe mencionar que los equipos

eléctricos tienen un conjunto de relaciones entre sí que afecta los distintos valores de voltaje, ángulo de fase, corriente y potencia aparente en terminales del mismo.

Lo anteriormente mencionado no es más que un conjunto de ecuaciones diferenciales que relacionan a los elementos que conforman el sistema en estudio y permite obtener las distintas ecuaciones matemáticas para usarlas en el modelo, todo esto considerando o partiendo que todas las variables se encuentran en régimen constante o estacionario, es decir, el valor de cada una de ellas no varía en el tiempo, de esta forma el término diferencial que acompaña la expresión matemática se hace cero por lo que resulta un sistema de ecuaciones algebraicas que puede ser resuelto por medio de cualquiera de los métodos de resolución existentes y obtener las condiciones iniciales. La cantidad de ecuaciones diferenciales de un modelo determinado varía con las características propias del equipo, el programa SimSP recurre a una gran herramienta para la solución de estos procesos como resulta ser MATLABTM para llevar a cabo arreglos matriciales.

Para cada uno de los modelos existentes dentro del programa, SimpSP crea una matriz dinámica que se encarga de almacenar y ordenar los valores iniciales de todas las variables que forman parte del sistema en estudio, las dimensiones de la matriz van a depender de la magnitud que posea el sistema como también del conjunto de ecuaciones diferenciales que posea el mismo, se debe hacer referencia como caso particular que siempre se va a crear una matriz con una sola columna y cierta cantidad de filas, cada una de estas columnas representa la solución de una ecuación que posee variables de estado por tal razón esta matriz conforma lo que se denomina vector de estado (ver Figura 53).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix}$$

Figura 53. Estructura de la Matriz dinámica

La matriz que es mostrada en la figura anterior es una matriz dinámica, debido a que posee la misma cantidad de elementos que de ecuaciones diferenciales que posee el modelo, se debe acotar que en cada ecuación diferencial se necesita calcular una condición inicial.

Para la solución de las ecuaciones que conforman el sistema durante la simulación de un sistema de potencia SimSP realiza un proceso recursivo, que comienza con el cálculo

de las condiciones de estado iniciales de las variables de estado de los diferentes dispositivos conectados a la red, luego se procede a resolver las ecuaciones de red, a través de un balance de potencia, en este punto debe de existir una relación de equilibrio entre la red y los dispositivos instalados en ella.

Existen dos métodos empleados ampliamente para la ejecución de un balance de potencia dentro de un sistema de potencia multi-máquinas, el primero denominado método *simultáneo-implícito*, resuelven las ecuaciones de la red conjuntamente con las ecuaciones de los equipos, el segundo denomina método *particionado-explicito*, diferencia del anterior, las ecuaciones de la red son resueltas por separado con respecto a las ecuaciones de los modelos de equipos. En el caso de SimSP emplea el método *particionado-explicito*. Con este método las ecuaciones diferenciales y las algebraicas se resuelven en forma separada.

El cálculo de las condiciones dinámicas internas de los equipos que se encuentra conectados en el sistema de potencia estudiado debe de tener una relación de equilibrio con los datos de la red obtenidos del flujo de potencia. La existencia de este equilibrio es comprobada en esta etapa de la simulación, cuando el programa realiza la llamada de un módulo identificado con el nombre de NWSOL.m, encargado de realizar el cálculo de la corriente de salida de la máquina eléctrica o de cualquier otro elemento (según sea el caso), a partir de las condiciones iniciales de los mismos, igualmente deben conservar el nivel de tensión en sus terminales, el mismo ángulo de fase y la potencia aparente.

De no existir un equilibrio exacto entre la red y los equipos conectados ella, el programa continúa con la simulación hasta el tiempo final de simulación, pero los resultados arrojados contienen un grado de error que varía con el nivel de desequilibrio que exista entre la red y los equipos. Sin embargo es posible comprobar el buen desempeño de esta etapa de forma sencilla, realizando una simulación inicial del sistema de potencia en régimen estacionario, los resultados esperados de esta simulación es un perfil de valores planos, es decir, que todas las variables permanecen constante en el tiempo. Para una mayor comprensión ver Anexos D y E.

Una vez se este en la etapa de simulación existe un constante calculo de las condiciones del sistema proporcionando para cada paso de iteración las condiciones iniciales, que permiten la resolución de las ecuaciones diferenciales. Esto se puede resumir en grandes rasgos considerando la solución de las ecuaciones de la red y de las

variables de estado de los módulos (en un tiempo determinado) pasan a ser las condiciones iniciales para el siguiente instante de tiempo. Por tal razón se considera que siempre se esta en un constante calculo de condiciones iniciales.

4.4.5. Integrador

Para modelar el comportamiento dinámico de algún sistema se hace inevitable el uso de ecuaciones diferenciales y algebraicas que describen el comportamiento del mismo, a estas variables se le conocen como variables de estado.

El comportamiento dinámico es descrito por ecuaciones diferenciales de primer orden, mientras que las expresiones algebraicas permiten calcular el valor de las salidas del modelo. De aquí se desprenden dos posibles estados del sistema de potencias, como lo son el régimen permanente o estacionario y el régimen transitorio. En el primero las derivadas se hacen cero, ya que no existen variaciones en el sistema con el pasar del tiempo. En el segundo existen cambios y variaciones causadas por agentes externos o internos al sistema, lo que provoca una variación de las variables en periodo transitorio, aquí el valor de las derivadas es distinto de cero, esto se mantiene hasta que el sistema alcance de nuevo el régimen permanente o estacionario que tenia antes de sufrir algún cambio.

Por lo anteriormente expuesto se hace necesario de un método que permita obtener la resolución de las ecuaciones diferenciales para así lograr entender el fenómeno ocurrido durante el régimen transitorio, dentro del programa SimSP se ha diseñado una propia herramienta que permita cumplir con este propósito. Esta herramienta es un módulo adicional que se encuentra dentro del programa y se conoce con el nombre de *INTG.m*, el método usado por el programa para la solución de las ecuaciones tiene gran parecido al método modificado de Euler, presentando algunas diferencias.

A continuación se tiene una breve descripción del método de Euler.

Sea la ecuación

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(t, \mathbf{x}) \quad t_o \leq t \leq t_f, \quad \mathbf{x}(t_o) = \mathbf{a} \quad (121)$$

Se puede decir que en la práctica no se obtiene una aproximación continua a la solución $\mathbf{x}(t)$; por el contrario, se generaran aproximaciones a esa solución en varias valores, llamados puntos de red, en el intervalo $[t_o, t_f]$. Una vez obtenida la aproximación

en los puntos, se puede obtener por interpolación la solución aproximada en otros puntos del intervalo [87].

El primer lugar, se estipula que los puntos de la red tengan una distribución uniforme en todo el intervalo $[t_o, t_f]$. Se garantiza esta condición al seleccionar un entero positivo N y los puntos de red

$$t_i = t_o + i \Delta t, \text{ para cada } i=0,1,2,\dots,N \quad (122)$$

La distancia común entre los puntos Δt es el tamaño de paso. Supóngase que $\mathbf{x}(t)$, la solución única de la ecuación 124, tiene dos derivadas continuas en $[t_o, t_f]$, de modo que para cada $i=0,1,2,\dots,N-1$ [87]

$$\mathbf{x}(t_{i+1}) = \mathbf{x}(t_i) + (t_{i+1} - t_i) \dot{\mathbf{x}}(t_i) + \frac{(t_{i+1} - t_i)^2}{2} \mathbf{x}''(\xi_i) \quad (123)$$

Para algún número ξ_i en (t_i, t_{i+1}) . Si $h = t_{i+1} - t_i$, entonces.

$$\mathbf{x}(t_{i+1}) = \mathbf{x}(t_i) + \Delta t \dot{\mathbf{x}}(t_i) + \frac{h^2}{2} \mathbf{x}''(\xi_i) \quad (124)$$

y, como $\mathbf{x}(t)$ satisface la ecuación diferencial 124.

$$\mathbf{x}(t_{i+1}) = \mathbf{x}(t_i) + \Delta t \mathbf{f}(t_i, \mathbf{x}(t_i)) + \frac{\Delta t^2}{2} \mathbf{x}''(\xi_i) \quad (125)$$

El método de Euler se encuentra constituido por:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_0 &= \mathbf{a} \\ \mathbf{x}_{i+1} &= \mathbf{x}_i + \Delta t \mathbf{f}(t_i, \mathbf{x}_i), \text{ Para cada } i=0,1,\dots,N-1. \end{aligned} \quad (126)$$

A la se le llama ecuación de diferencias asociadas al método de Euler, la teoría y la solución de este tipo de ecuaciones recuerda la teoría y solución de ecuaciones diferenciales [89].

El método de Euler Modificado tiene gran similitud con el sencillo, posee una pequeña diferencia, esta es que se agrega un término a la ecuación que esta en función del primer termino, esto se puede observar con mayor claridad en la ecuación que se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{a} \\ \mathbf{x}_{i+1} &= \mathbf{x}_i + \frac{\Delta t}{2} [\mathbf{f}(t_i, \mathbf{x}_i) + \mathbf{f}(t_{i+1}, \mathbf{x}_i + \Delta t \mathbf{f}(t_i, \mathbf{x}_i))] \end{aligned} \quad (127)$$

Para cada $i=0, 1, 2, \dots, N-1$

El módulo *INTG.m* usa el método de Euler Modificado para la solución de las ecuaciones diferenciales, teniendo algunas modificaciones que se adaptan correctamente al programa diseñado. Los elementos contenidos dentro de las matrices \mathbf{x} y $\dot{\mathbf{x}}$ son empleado para obtener con el avance del tiempo las nuevas condiciones de estado de los modelos dinámicos, de acuerdo con el análisis (estacionario o transitorio).

4.4.6. Salida

Para lograr un mejor entendimiento de lo simulado SimSP hace un uso adecuado de la herramienta graficadora que permite visualizar los resultados obtenidos, pudiendo trasponer una sola gráfica, como también se pueden trasponer tantas gráficas como se deseen, para así observar el comportamiento de una variable con respecto a otra y permita la comparación entre las mismas de una forma más adecuada. El programa SimSP tiene la particularidad de realizar el estudio a los sistemas en dos estados de operación como: régimen permanente y régimen transitorio, por lo que las curvas que se obtiene al llevar a cabo la simulación muestran el régimen en que se encuentre el sistema. Mostrando el tiempo en que se presentan las perturbaciones y cuando estas desaparecen del sistema.

Cuando se realice el estudio a un sistema que se encuentra en estado permanente o estacionario se obtienen resultados constantes en el tiempo, mientras que cuando el sistema se encuentre en régimen transitorio la curva resultante muestra el tiempo en que se presentan las perturbaciones y cuando estas desaparecen del sistema.

Para obtener las gráficas resultantes por el programa, se comienza con la selección de las variables que se deseen obtener mediante una curva, posteriormente se crea una matriz que almacena todas estas variables, la misma se conoce con el nombre de PRTVAR y se encuentra dentro de los módulos que contienen los distintos modelos de los dispositivos o elementos que SimSP simula, el tamaño de la matriz se adapta a cada módulo en específica.

La simulación es un proceso repetitivo, ya que los cálculos se repiten continuamente con el pasar del tiempo para las condiciones de estado de los diferentes dispositivos que conforman a la red, es prudente acotar que los datos almacenados dentro del matriz PRTVAR varían subsecuentemente con el adelanto del tiempo, esto ocurre también cuando el sistema se encuentra en régimen estacionario, con la diferencia que los valores

que se obtienen en la matriz siempre van a tener el mismo valor. Los puntos acumulados por el programa en cada paso de tiempo se unen al final para construir las graficas que muestran los resultados obtenidos de cada simulación.

Todas las variables son graficadas en función del tiempo, por tal motivo es necesario crear para cada punto de operación el punto en el tiempo al cual corresponde, como el tiempo es el mismo para todos los equipos, paralelamente a la construcción del arreglo estructural SimSP construye una matriz de una fila y n columnas para almacenar los puntos del tiempo que serán graficados, de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo} = [t_0 \quad t_1 \quad t_2 \quad \dots \quad t_n] \quad (128)$$

Se debe tener en cuenta que durante la simulación se generan gran cantidad de puntos de operación, sin embargo graficar todos los puntos resulta algo complejo, ya que esto le restaría eficiencia a la simulación general del programa. SimSP un paso de impresión tal que permite tomar en cuenta solo los puntos requeridos para la elaboración de las graficas.

Cuando SimSP se encuentra listo para presentar los resultados, se recurre a un módulo llamado *GRAFICADOR.m*, el mismo es una función que construye las curvas de acuerdo al numero de elementos que existan en el sistema, si hay más de un elemento el programa presenta las graficas por cada uno a la vez. Luego en conjunto con la matriz fila Tiempo *GRAFICADOR.m* a llamar a un pequeño módulo identificado como *TRAZADOR.m*, el mismo es también una función que requiere de cuatro argumentos, los cuales son: valores del eje X , valores del eje Y , titulo del eje X y titulo del eje Y . El módulo *TRAZADOR.m* es llamado por *GRAFICADOR.m* tantas veces como variables a impresión posee el modelo. A continuación se presenta la estructura que posee *TRAZADOR.m*.

TRAZADOR(Valores_x,Valores_y,'Titulo_x','Titulo_y')

El módulo *TRAZADOR.m* contiene la secuencia de comandos necesaria para construir una grafica para cada variable.

4.5. Implementación del Módulo GIJA

El nuevo módulo implementado en esta investigación tiene el nombre de GIJA, éste contiene todos los elementos necesarios para llevar a cabo el análisis dinámicos de Generadores de inducción con rotor jaula de ardilla integrado a turbinas de viento de

velocidad constante con eje horizontal, con lo que se busco el desarrollo de un módulo capaz y funcional que permita ser integrado a sistemas de potencia que a grandes rasgos es el objetivo general de esta investigación, es valido acotar que primeramente se implemento en una versión limitada del software SimSP.

En cuanto a lo anterior, se encontró que la *versión limitada* del software SimSP proporciona las condiciones necesarias para concebir con éxito todos los objetivos planteados en el inicio de este trabajo, y por tal motivo se decidió hacer uso de esta versión del programa para culminar la ejecución del mismo. Sin embargo son establecidas las pautas para conseguir esta integración de GIJA dentro de la versión completa de SimSP, dicha integración se espera sea llevada a cabo con el desarrollo de esta Línea de Investigación a través de futuros proyectos.

El módulo diseñado en este trabajo opera de la misma manera que lo hace el programa completo, llamando una serie de comandos de manera lógica y sistemática haciendo uso de ciertas herramientas matemáticas que permiten dar con la solución del problema.

El programa SimSP se encarga de estudiar el conjunto de variables de estado que conforman al sistema ante la presencia de perturbaciones o fallas que se presenten dentro del mismo, por lo que se puede conocer las respuestas de las diferentes variables ante dichos cambios. El módulo GIJA esta compuesto por una serie de sub-módulos desarrollados por separado, los cuales presentan como característica que al interrelacionarse entre si describen el comportamiento de la turbina de viento de eje horizontal impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla.

Estableciendo como principales sub-módulos el eje, el generador de inducción con rotor jaula de ardilla, esto claro sin olvidar que se debe contar con un filtro de la velocidad del viento y el desarrollo del rotor eólico.

Seguidamente se presentaran los aspectos más relevantes que dan vida a la implementación de este módulo dentro de SimSP:

- La estructura de datos necesaria para lograr la simulación dinámica de la turbina de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla.
- El desarrollo del proceso general del Módulo GIJA así como también el desglose en los respectivos sub-módulos que lo conforman.

- Las salidas implementadas que facilitan los estudios y razonamientos que el usuario desee realizar.

4.5.1. Estructura de datos

Para la implementación del nuevo módulo diseñado (*GIJA*) se ha creado un nuevo archivo en Microsoft™ Office™ Excel™ con extensión *.xls*, este archivo se conoce como *Load_Data_WECS*, aquí se almacenan todos los parámetros necesarios para llevar a cabo la simulación del comportamiento dinámico del generador de inducción doblemente alimentado con turbina de viento de velocidad variable. Se debe destacar que los datos del generador de inducción con rotor jaula de ardilla no se encuentran almacenados en este nuevo archivo, ya que los mismos se tienen en el archivo *NAME_TEST_CASE* como se dijo anteriormente. Seguidamente se observa la Figura 54 que expone lo contenido en el archivo *Load_Data_WECS.xls*, donde se identifican los nombres de cada una de las hojas de cálculo que lo conforman así como sus respectivos campos.

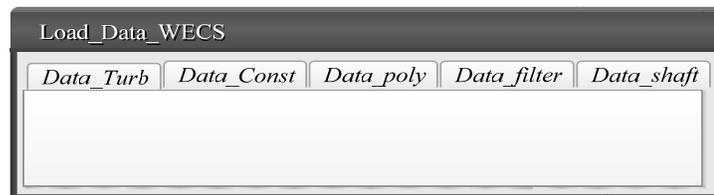


Figura 54. Modelo Estructura de Datos de Load_Data_WECS

Nota: El archivo *Load_Data_WECS.xls* posee el mismo funcionamiento y estructura del archivo *NAME_TEST_CASE* que ha sido explicado con anterioridad con la diferencia que en este se introducen exclusivamente los parámetros necesarios para la modelación de las turbinas de viento.

Estructura de datos: *Data_Turb*

A continuación se presenta una breve explicación de la hoja de cálculo *Data_Turb*. Esta hoja es de gran importancia debido a que en la misma presenta los parámetros que define la turbina que se va a utilizar para la simulación y esta formada por los campos que se visualizan en la Figura 55.

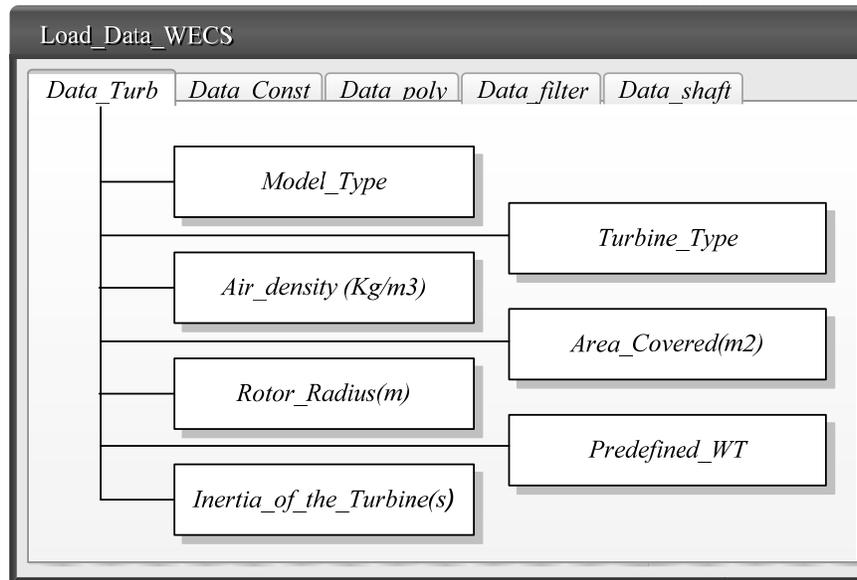


Figura 55. Modelo de Estructura de Datos *Data_Turb*

Cada campo contenido en esta hoja de cálculo se explica de manera breve a continuación

- *Model_Type*: En este campo se indica el tipo de modelado a usar en la simulación, en la Tabla 9 se observa los tipos de modelado implementados en esta investigación y el respectivo símbolo numérico que lo representa.

Tabla 10. Tipo de modelado a simular y su respectivo símbolo

Modelado a Emplear	Valor Numérico que lo representa
Polinomios Aproximantes (<i>Polynomials Approach</i>)	1
Funciones Aproximantes (<i>Function Approach</i>)	2

- *Turbine_Type*: Aquí se indica el tipo de turbina de viento (de velocidad variable o fija) para la cual se realiza la aproximación numérica, Se debe acotar que si en el campo anterior se escoge la simulación por medio de Polinomios Aproximantes, no es necesario escoger el tipo turbina debido a que en este caso no aplica. A continuación se presenta el tipo de turbina que se puede simular y el valor numérico con que es representado dentro del programa (ver tabla 11).

Tabla 11. Tipo de turbina y símbolo que la representa

Tipo de Turbina a modelar	Valor Numérico que lo representa
Velocidad Variable (<i>Variable Speed</i>)	1
Velocidad Fija (<i>Fixed Speed</i>)	2

- *Predefined_WT*: En éste es donde indica el modelo y la marca de la turbina que se desea simular, esto campo es valido usarlo si se escoge la simulación por medio de Polinomios Aproximantes. En la Tabla 12 se muestra la representación de los tipos de turbina dentro del programa diseñado y el valor numérico que lo representa.

Tabla 12. Modelo y marca de la turbina que se desea simular

Clase de Turbina	Valor Numérico que lo representa
NORDEX N60/1300kW	1
NORDEX N62/1300kW	2
NORDEX S77/1500kW	3
NORDEX S70/1500kW	4
NORDEX N90/2300kW	5
NORDEX N80/2500kW	6

- *Area_Covered*: En este campo se indica el valor del área de barrido de las palas de la turbina de viento. Es de carácter numérico real y viene expresada en metros cuadrado [m²].
- *Air_density*: Aquí se indica el valor de la densidad del aire que se tiene para el lugar donde se lleva a cabo la simulación de la velocidad del viento. Este campo es de carácter numérico real y viene expresado en kg/m².
- *Rotor_Ratio*: En el mismo se indica el valor del radio de la pala de la turbina de viento, este campo es de carácter numérico real y la unidad en que se indica este el metro [m].
- *Inertia_of_the_Turbine*: En este campo se indica el valor de la inercia de la turbina Viento, es de carácter numérico real y viene expresado en kg.m/s².

Estructura de datos: *Data_Const*

En la Figura 56 se muestra los campos que conforman la hoja de cálculo *Data_Const*, donde se tiene las constantes que se utilizan para realizar la simulación del módulo mediante Funciones Aproximantes para Turbinas de velocidad fija y variable.

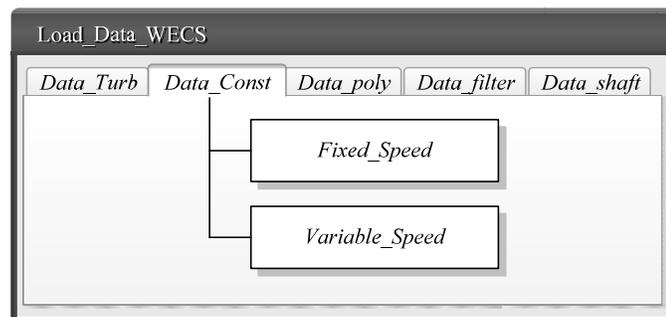


Figura 56. Modelo de Estructura de Datos *Data_Const*

La explicación de estos campos se muestra a continuación:

- *Speed_Fixed*: En este campo se indica el valor de cada una de las constantes ($C_1, C_2, C_3 \dots C_9$) que se requieren para llevar a cabo la modelación del rotor eólico utilizando la turbina de velocidad variable, estas constantes son de carácter numérico real.
- *Speed_Variable*: Al igual que el campo anterior en este también se indican las constantes ($C_1, C_2, C_3 \dots C_9$), pero ahora para una turbina de velocidad constante.

Se debe indicar que el uso de estos campos cuando se desee simular el rotor eólico de la turbina considerando funciones aproximantes. Las constantes que se indican en los campos anteriores se deben al modelo de turbina empleado en esta investigación.

Estructura de datos: *Data_poly*

En la Figura 57 siguiente se tiene la hoja de cálculo de Excel con los respectivos campos que la conforman.

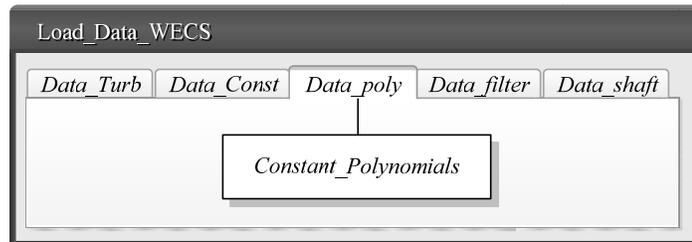


Figura 57. Modelo de Estructura de Datos *Data_poly*

El campo constantes es donde se alojan los valores de los coeficientes de los polinomios que conforman las curvas de aproximación de la turbina de viento, estos valores se encuentran distribuidos y clasificados de acuerdo al tipo de turbina al cual pertenecen. Este campo es de carácter numérico real y el número de coeficientes a utilizar son siete ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \dots, \alpha_7$), ya que el polinomio de aproximación es de orden seis y posee su respectivo término independiente. Este campo se usa solo si se escoge la modelación de la turbina de viento por aproximaciones polinomiales.

Estructura de Datos: *Data_filter*

En esta hoja se almacena el valor de la constante de tiempo del filtro la cual depende del diámetro de la turbina, la intensidad de turbulencia del viento y de la velocidad

promedio del viento. El campos que compone a esta hoja es uno (1) tal y como se observa en la Figura 58.

El campo que compone la estructura en cuestión se exponen a continuación:

- *Const_Time_Filter*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo perteneciente al filtro pasa bajo que forma parte del sistema.

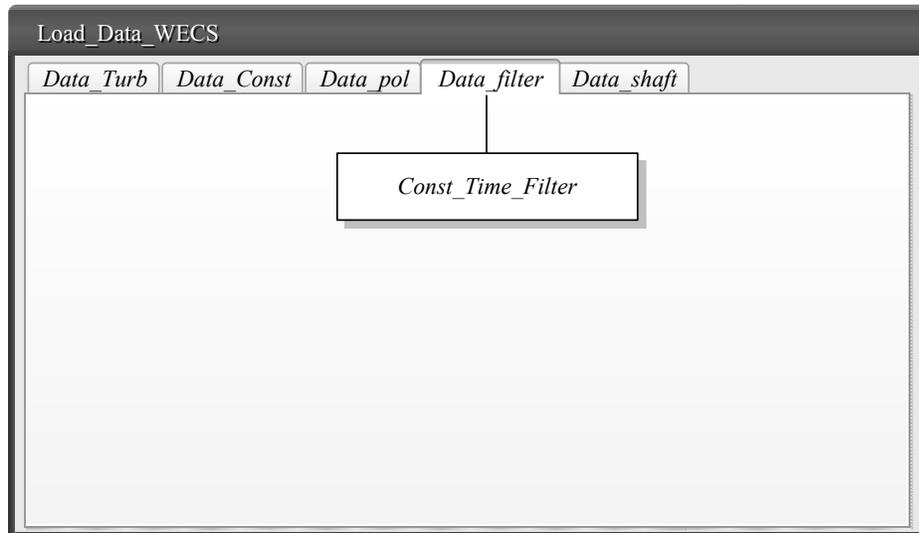


Figura 58. Modelo de Estructura de Datos *Data_filter*

Estructura de datos: ***Data_Shaft***

En esta hoja se almacena el valor de la rigidez mecánica del eje

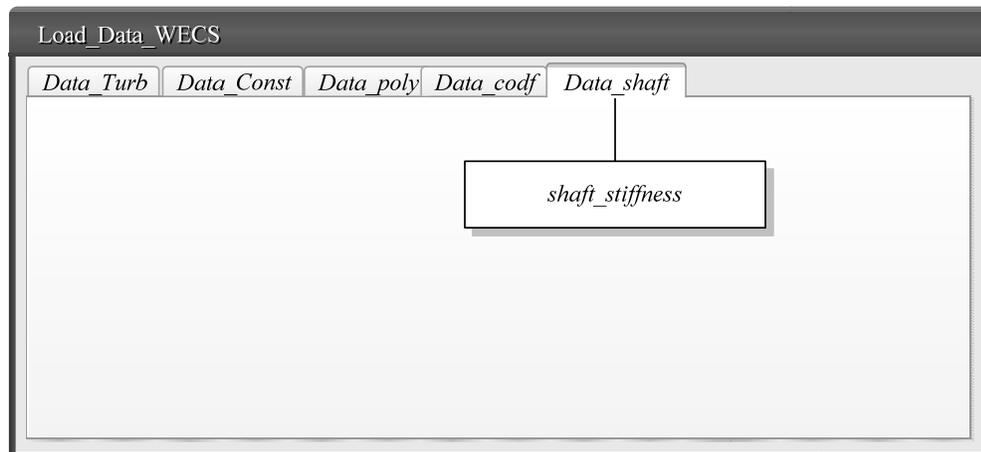


Figura 59. Modelo de Estructura de Datos *Dta_shaft*

- *Data_Shaft*: En este campo se defina el valor de la rigidez del eje.

4.5.2. Procesos

Considerando lo expuesto en la descripción del proceso que realiza el programa SimSP, se procede a entrar en el desarrollo del módulo diseñado en esta investigación. Para la simulación de una turbina de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla se han diseñado ciertos sub-módulos que se encargan de ejecutar la simulación de cada una de las partes que conforman el nuevo bloque dentro del programa general. Estos bloques o sub-módulos son expuestos en la Figura 60, donde se puede observar la interacción existente entre cada sub-módulo y como la salida de uno es la entrada para el siguiente.

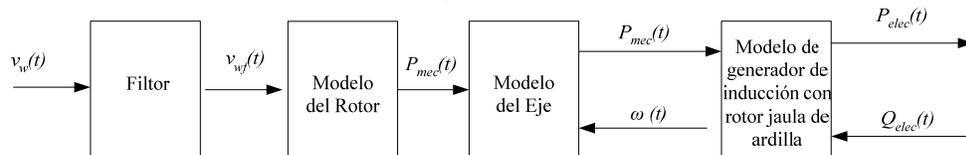


Figura 60. Estructura General del Módulo GIJA

Con este diagrama se busca interrelacionar las variables con cada sub-módulo y ver de que manera influye cada una de ellas sobre los otros sub-modulos, esto claro sin olvidar la influencia de cada uno de los parámetros dentro de su respectivo sub-módulo. La implementación de esta clase de esquemas contribuye para observar de forma mas clara la influencia de los parámetros y variables implementados y como cada sub-módulo realiza un aporte dentro de la simulación dinámica de este tipo de turbina de viento.

A continuación se presenta una breve descripción de los componentes que dan vida al módulo GIJA. Una vez que se dispone de los datos requeridos de la velocidad del viento se puede observar que el mismo posee en algunos casos gran cantidad de fluctuaciones, que originan un gran número de variaciones en la potencia y los demás parámetros que conforman el sistema, para contrarrestar esto se ha diseñado un filtro. En la entrada se introducen señales alternas de diferentes frecuencias y en la salida se extraen esas señales atenuadas en mayor o menor medida según la frecuencia de la señal.

En este trabajo se considero para la implementación un filtro pasabajo, que permite eliminar las altas frecuencias encontradas en la velocidad del viento, con el fin de hacer que la entrada del rotor sea lo menos ruidosa y variable.

La implementación del filtro solo es tomada en cuenta a la hora de realizar la simulación del rotor de la turbina. Ya que la forma más real de aproximar este fenómeno es utilizando un filtro pasabajo que absorba todas las variaciones presentadas en la velocidad del viento.

Posterior a la implementación del filtro se considero la modelación del rotor eólico de la turbina de viento. El modelo del rotor del aerogenerador de eje horizontal, persigue reproducir la capacidad del rotor de efectuar la transformación de la energía cinética contenida en el viento a energía mecánica que se entrega en el eje.

Finalmente se llega al más importante de los sub-módulos: el generador de inducción con rotor jaula de ardilla el cual recibe el conjunto de variables emitidas por los demás sub-modulos, para convertir todas estas en energía eléctrica generada.

Estos sub-módulos son desglosados a fin de entender debidamente la estructura que conforma todo el sistema del aerogenerador, gracias a esto se permitirá el desarrollo de una descripción más detallada y sustanciosa para cada procedimiento o pasó. Para ello se expondrá de forma coherente de qué manera se ha llevado a cabo cada una de las fases del proceso, especificando en todos los casos que módulo realiza dichas funciones u operaciones. Así como también se añaden comentarios de interés relevante.

Filtrado de la Velocidad del Viento

El comportamiento real del rotor de una turbina de viento indica que este no cambia su velocidad de igual forma que el viento, por tal razón se incluye el filtro el cual hace las veces de una inercia de la máquina esto debido a que el aerogenerador absorbe las fluctuaciones existentes en la velocidad del viento ya que si la turbina cambiara al igual que el viento se pueden presentar daños mecánicos severos, por tal motivo se procede a incluir dentro de este módulo un filtro pasabajo que permita eliminar los cambios bruscos de la velocidad del viento obtenida del programa *SimComp2V* y/o cualquier serie de tiempo de la velocidad del viento para así hacerla más estilizada y no alcanzar valores para todos aquellos parámetros eléctricos o mecánicos que se encuentren fuera de los límites de diseño semejando mas a la realidad este módulo.

Para la implementación correcta de este filtro se debe conocer algunos parámetros pertenecientes a la velocidad del viento como: la intensidad de turbulencia, valor promedio de la velocidad del viento, además de esto se debe conocer el valor del diámetro del rotor, para estimar la constante de tiempo que posee el filtro. Con el conocimiento previo de estos parámetros se adapta el valor del tiempo de reacción del filtro para así tratar de eliminar la mayor cantidad de fluctuaciones encontradas en el viento.

En la Figura 61 se puede observar el efecto causado por un filtro pasabajo ante fluctuaciones de la velocidad del viento. Encontrando que la velocidad al salir del filtro se encuentra con menos fluctuaciones que a la entrada. Tomando en cuenta que en la Figura 76 los parámetros son los introducidos con la ayuda de Excel.



Figura 61. Estructura General del Modelo del Filtro

El inicio de los procesos efectuados por el filtro comienza cuando se carga el valor de la constante de tiempo, habiendo conocido este parámetro se procede al cálculo de las condiciones iniciales, considerando aquí la ecuación (122), destacándose que para obtener los valores iniciales del filtro se hace la derivada igual a cero. Esto se describe de manera más detallada en las siguientes ecuaciones, donde la velocidad del viento entrante viene dada por v_w y las del viento de salida por v_{wf} .

$$\frac{dv_{wf}}{dt} = \frac{v_w - v_{wf}}{\tau} \quad (129)$$

El resultado obtenido de la simulación del viento es la entrada que permite el funcionamiento del sub-módulo del rotor, al igual que el modelo anterior este también posee su configuración para llevar a cabo la modelación de la forma deseada por el usuario.

Modelado del Rotor de la Turbina de Eje Horizontal

El modelo del rotor del aerogenerador de eje horizontal, persigue reproducir la capacidad del rotor de efectuar la transformación de la energía cinética contenida en el viento a energía mecánica que se entrega en el eje.

Es común conseguir en la literatura al menos cuatro tipos de modelos:

- Potencia Constante.
- Polinomios Aproximantes
- Representación por Tablas.
- Funciones Aproximantes.

Dentro del nuevo módulo diseñado se cuenta con un sub-módulo que se encarga de simular el rotor de la turbina de viento. Para la implementación de éste se considero la modelación del rotor haciendo uso de *funciones aproximantes* y *polinomios aproximantes* como se puede ver en la Figura 62, donde se observan tanto las variables de entrada y salida como los parámetros contenidos en la hoja de ExcelTM *Data_Turb*.

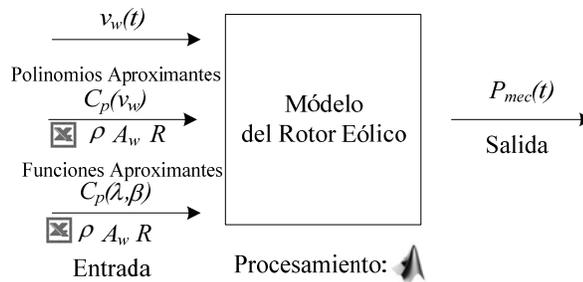


Figura 62. Estructura general del modelo del rotor

A continuación se presenta una breve y pequeña descripción de los pasos desarrollados por el programa para la simulación del rotor eólico. Para llevar a cabo la modelación del rotor primero que todo se debe elegir el tipo de modelado deseado, una vez hecho esto el programa se encarga de llamar todas las constantes correspondientes al caso tratado, no se debe olvidar que la configuración del software se lleva a cabo dentro del archivo de ExcelTM *Load_Data_WECS.xls* que contiene la data de entrada, esto ha sido explicado con mayor detalle anteriormente. A continuación se presentan los procesos que realiza cada tipo de modelación.

Polinomios Aproximantes: se debe indicar aquí el tipo o marca de la turbina que se desea utilizar, para que así queden definidos los coeficientes que conforman el polinomio a utilizar y obtener los resultados deseados por el cliente o usuario. Es valido recordar que mediante este polinomio se obtiene el valor del coeficiente de potencia de la turbina de viento como se observa en la ecuación (112), con el valor calculado el programa procede a hacer el cálculo de la potencia mecánica.

El polinomio característico se construye a partir de la grafica originada por la data proporcionada por el fabricante de la turbina considerando que dicha aproximación es descrita por medio de un polinomio de orden seis tal y como fue descrito en la modelación del módulo implementado.

Es importante aclarar que las curvas de esta investigación fueron aproximadas a un polinomio de 6to grado debido a que este arroja un menor error y esto implica un mejor

ajuste entre la curva aproximada y la curva comercial conseguida a partir de los pares ordenados que han suministrado los fabricantes, de modo que permite la simulación aproximada a los datos reales, con un error aceptable.

En la Tabla 13 se muestra una comparación entre los polinomios de orden inferior y el polinomio usado en el programa, destacando que los de orden superior tenían un error mas pequeño por lo que se acercaban mas a los valores reales, pero solo eran validos para un rango de valores de velocidad menor al permitido para la simulación, lo que resultaba poco aplicable para el uso en simulaciones, por tal motivo se obviaron estos para la comparación de los errores.

Tabla 13. Residuos conseguidos para polinomios de diferente orden

Orden	N60/1300 kW	N62/1300 Kw	S77/1500 kW	S70/1500 kW	N90/2300 kW	N80/2500 kW
4	0.040694	0.085735	0.046273	0.046273	0.049373	0.077413
5	0.034527	0.08525	0.044346	0.044346	0.045475	0.073016
6	0.027475	0.083593	0.038867	0.038867	0.038569	0.061433

En la Figura 63 se puede observar la curva resultante de los datos provenientes de los fabricantes y la construida a partir del polinomio característico. (Los Datos que han permitido la construcción de la curva que se observa en la Figura 63 y las correspondientes a otras turbinas se encuentran en el Anexo H).

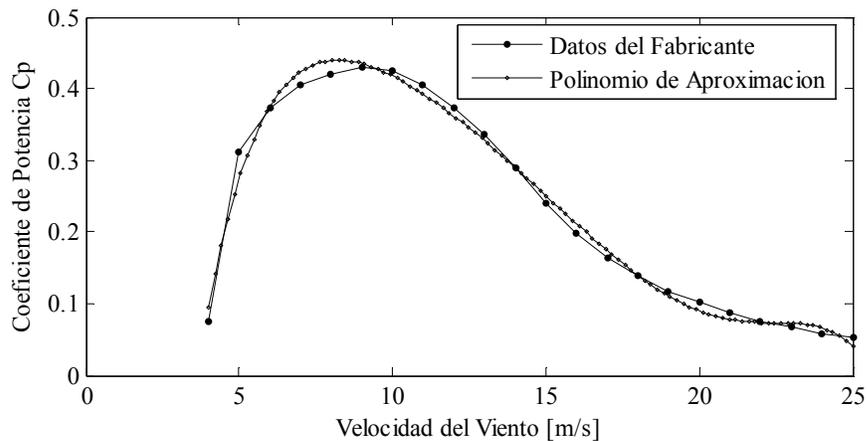


Figura 63. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina N80/2500kW

La ecuación general del polinomio característico viene dado por la ecuación (118) descrita en la modelación del módulo. El valor de cada coeficiente de acuerdo al tipo de turbina deseada a utilizar se puede encontrar en la Tabla 14.

Tabla 14. Polinomio de aproximación de los diferentes tipos de turbina

Modelo	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6	α_7	Residuo
N60/1300 kW	1.4×10^{-7}	-1.3×10^{-5}	0.00048	-0.008	0.006	-0.14	0.29	0.027475
N62/1300 kW	-1.2×10^{-7}	1×10^{-5}	-0.00039	0.0081	-0.099	0.64	-1.2	0.083593
S77/1500 kW	1.5×10^{-7}	-1.3×10^{-5}	0.00045	-0.0067	0.034	0.073	-0.34	0.038867
S70/1500 kW	1.5×10^{-7}	-1.3×10^{-5}	0.00045	-0.0067	0.034	0.073	-0.34	0.038867
N90/2300 kW	1.7×10^{-7}	-1.5×10^{-5}	0.00053	-0.0087	0.034	-0.11	0.22	0.038569
N80/2500 Kw	-2.7×10^{-7}	2.5×10^{-5}	-0.00091	0.018	-0.2	1.1	-2.3	0.061433

Cabe destacar que el cálculo del coeficiente C_p por medio de polinomios es implementado en la ecuación (109), presentada en el modelado por medio de funciones aproximantes.

Funciones Aproximantes: el otro tipo de modelación implementada en el trabajo de investigación desarrollado es la simulación del rotor eólico por medio de *funciones aproximantes*, esta puede ser para velocidad del viento variable o constante, la diferencia existente entre estas es el valor de las constantes que definen la ecuación (109) presentada en el modelado de este sistema, en este trabajo se implemento la turbina de velocidad constante, debido a que el generador de inducción con rotor jaula de ardilla no posee controles.

Para este caso el cálculo del coeficiente de potencia viene dado por la ecuación (109), destacando que β representa el ángulo de paso de la pala y es igual a cero, luego habiendo conocido el coeficiente se procede al cálculo de la potencia mecánica del rotor haciendo uso de la ecuación (111).

La salida de este sub-módulo representa la entradas del sub-módulo del eje y posteriormente esta será transformada y transmitida por el eje llegando finalmente al sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla.

Modelo de Dos Masas del Eje

Al igual que el filtro el sub-módulo del eje es uno de los más sencillos e importantes de los sub-módulo que conforman al módulo en estudio en esta investigación. Su importancia recae principalmente en el hecho de que el modelo del módulo de la turbina de viento de velocidad constante con eje horizontal impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla no posee controles que puedan regular la velocidad de

giro del rotor de la turbina de viento con las diferentes variaciones de la velocidad del viento, por tal razón este sub-módulo tiene la finalidad de amortiguar los cambios repentinos de la velocidad de giro de la turbina por efecto de las variaciones de la velocidad del viento, para que de esta forma los mismos no se vean directamente reflejados en la entrada del sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla semejando este comportamiento mas a la realidad. Es importante recalcar que en la vida real en este tipo de tecnología utilizando una turbina de viento con generador de inducción se emplea este tipo de eje el cual se denomina suave y presenta como característica principal ser poco rígido y maleable de tal forma que en el momento que el mismo sea sometido a perturbaciones repentinas este las absorberá suavizando así estas en la entrada del rotor del generador de inducción

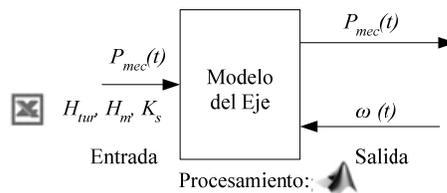


Figura 64. Estructura General del Modelo del eje

Ahora luego de haber observado la importancia y funcionamiento de este sub-módulo de una forma general se procede a describir el proceso mediante el cual se encuentra estructurado el programa.

Primero que todo en el momento en el cual se desee simular este sub-módulo se deben llamar las constante que necesite el programa, entre las que se tiene la constante de inercia de la turbina, el generador y por otro lado el coeficiente de rigidez del eje el cual es el valor mas importante dentro del sub-modulo ya el mismo defina la maleabilidad que posee el eje, es decir entre mayor sea su valor mayor será la rigidez presente en el eje y menor el amortiguamiento. Luego de obtener estos parámetros se procede a realizar el cálculo de las condiciones iniciales a partir de las ecuaciones que definen el comportamiento del mismo.

$$\frac{d\omega_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_S\gamma}{2H_{wr}} \quad (130)$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{K_S\gamma - T_e}{2H_m} \quad (131)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = 2\pi f(\omega_{wr} - \omega_m) \quad (132)$$

Utilizando la ecuación 130, 131, 132 haciendo la derivada igual a cero nos queda

$$\begin{aligned} \frac{d\omega_{wr}}{dt} &= 0 \\ \frac{d\omega_m}{dt} &= 0 \\ \frac{d\gamma}{dt} &= 0 \end{aligned} \quad (133)$$

Obteniendo el valor inicial de γ a partir de la ecuación 130 y la condición que deben cumplir las velocidades de la ecuación 132

$$\gamma = \frac{T_{wr}}{K_S} \quad (134)$$

$$\omega_{wr} = \omega_m \quad (135)$$

Una vez obtenido este valor se procede al cálculo del integrador, el cual se encarga definir el comportamiento de las velocidades de rotación y el ángulo gamma existente entre los dos extremos de eje para cada instante de tiempo dado. Posteriormente se entregan estos resultados en la entrada del sub-módulo del generador.

Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla.

Con lo estudiado anteriormente se puede decir que la turbina de viento y el generador son los elementos mas importantes dentro de un sistema de transformación de energía, ya que por su lado en esta investigación la turbina de viento es la encargada de transformar la energía cinética contenida en el viento a energía mecánica que será transmitida al rotor del generador por medio de un sistema mecánico, una vez que al generador se le suministra esta potencia mecánica el mismo tendrá la función transformarla en potencia eléctrica. Es importante resaltar que en esta investigación se utilizo un generador de inducción con rotor jaula de ardilla, el cual tendrá la función de transformar la potencia mecánica que sale del eje a potencia eléctrica. En la Figura 64 se muestra un modelo genérico de este generador.

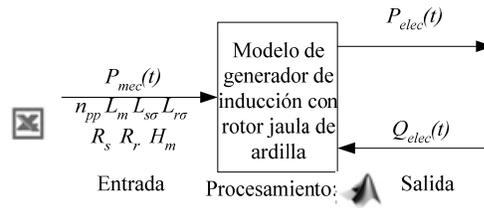


Figura 65. Estructura general del modelo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla.

La estructura que defina a este sub-módulo esta dada por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f_s E' - \frac{1}{T_o} [E' - j(X - X')I_T] \quad (136)$$

Donde se tiene que la constante de tiempo T_o es igual a

$$T_o = \frac{X_r + X_m}{2\pi f_r} \quad (137)$$

$$X = X_s + X_m \quad (138)$$

$$X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r} \quad (139)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{P_{mec} - P_{elec}}{2Hm} \quad (140)$$

Es importante resaltar E_d y E_q son respectivamente:

$$E_d = \text{real} \left(\frac{dE'}{dt} \right) \quad (141)$$

$$E_q = \text{imag} \left(\frac{dE'}{dt} \right) \quad (142)$$

Ahora para conseguir las condiciones iniciales se hacen las derivadas cero

$$\frac{dE'}{dt} = 0 \quad (143)$$

Obteniendo de la ecuación 136 lo siguiente

$$s = \text{real} \left(- \frac{[E' - j(X - X')I_T]}{2\pi f E' T_o} \right) \quad (144)$$

$$E' = E_T - (r_s + jX') \quad (145)$$

Una vez obtenido estos valores se procede al cálculo del integrador, el cual se encarga de definir el comportamiento de las diferentes variables para cada instante de tiempo dado.

4.5.3. Salida

Luego de haber presentado la entrada de datos al programa y el procesamiento de los mismos, se presenta ahora la etapa o punto final del programa como lo es la salida, esta se muestra al usuario de manera ordenada, para lograr un fácil y mejor entendimiento a la hora de interpretar los resultados.

Los resultados de las simulaciones se pueden realizar de dos formas las cuales son escogidas por el usuario en la pantalla de MATLABTM ya que se hacen dos preguntas (ver Figura 66), cada una indicando si desea o no un tipo específico de salida. El primer tipo de salida es almacenar los resultados obtenidos en un archivo de EXCELTM, gracias a esta se logran obtener los datos de las simulaciones en digital para su posterior utilización en cualquier otra aplicación de manera fácil, practica y rápida, la segunda forma de salida es de manera grafica, ya que esta forma es una de las vías más fáciles de comprender el comportamiento de ciertas variables en la presencia de algún fenómeno.

Dando la posibilidad con esta ultima forma de salida el poder establecer comparaciones directas con trabajos realizados anteriormente. Cabe destacar que la subrutina utilizada para la graficación de las variables concernientes al módulo es la implementada en SimSP y lleva por nombre GRAFICADOR.

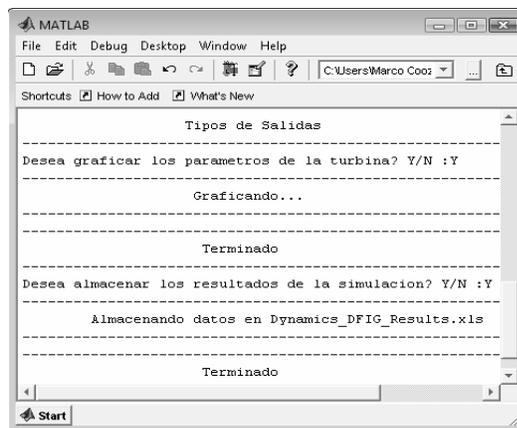


Figura 66. Disposición de las Salidas dentro del Programa GIFA

Almacenamiento de las Variables de Salida

Los resultados tabulados son el medio a través del cual el usuario obtendrá información en forma digital de los valores obtenidos del comportamiento dinámico de la turbina de viento de eje horizontal con generador doblemente alimentado y se almacenan en un archivo de salida.

Esto es posible ya que los resultados de MATLAB™ se pueden exportar a otras aplicaciones como Microsoft™ EXCEL™. A través del comando *diary* para datos de pequeño tamaño, utilizando el comando *save* con la opción *ascii* ó se puede utilizar la función *'xlswrite'* para escribir una matriz *Matrix* en un archivo **.xls* de Excel [88]. Siendo esta última la aplicada para el caso de estas salidas, observándose su estructura sintaxis de aplicación:

```
xlswrite('filename', Matrix, 'sheet', 'range')
```

Donde *filename* es el nombre del archivo en EXCEL™ donde se desean almacenar los valores, *M* es la matriz que contiene dichos valores, *sheet* es el nombre de la hoja de cálculo que se desea crear para que en ella se introduzcan los valores y *range* aquí se indica la celda en la cual se desea empezar a introducir los datos.

Una vez comprendida la forma de creación del archivo **.xls* se presenta a continuación que el nombre del archivo que contiene los resultados obtenidos de las simulaciones es *Dynamics_IG_Results.xls*. El cual debe estar guardado dentro del directorio correspondiente, se puede decir, generalizando, que se debe localizar en la carpeta *C:\Matlab\work* perteneciente a la carpeta de *MATLAB™* de la versión instalada y utilizada.

Por otro lado todos los resultados que se obtengan se almacenan en la hoja de cálculo llamada *Dynamics_Values* (ver Figura 85), cuya estructura interna es definida por el tiempo de simulación ya que el número de filas viene dado por el paso y tiempo de duración de la simulación, a esta cantidad de filas se le suma una fila donde se definen los campos cuyos resultados están siendo expresados. Para este caso se consideran un número de columnas igual a cinco (es la cantidad de campos) distribuidas de la siguiente manera:

- *Time[s]*: cada paso de tiempo de la simulación.
- *Mechanical_Power[p.u.]*: potencia mecánica en cada instante de tiempo.

- *Rotor_Speed[p.u.]*: velocidad del rotor en cada instante de tiempo .
- *Electrical_Power[p.u.]*: potencia eléctrica en cada instante de tiempo .
- *Voltage_in_Terminals[p.u.]*: voltaje en terminales en cada instante de tiempo.

	A	B	C	D	E
1	Times	Mechanical_Power[p.u]	Rotor_Speed[p.u]	Electrical_Power[p.u]	Voltage_in_Terminals[p.u]
2	0,01	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
3	0,02	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
4	0,03	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
5	0,04	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
6	0,05	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
7	0,06	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
8	0,07	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
9	0,08	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1
10	0,09	1,021675786	1,017666667	1,003939521	1

Figura 67. Vista del Archivo *Dynamics_IG_Results.xls*

Todos los valores que contiene cada campo se van almacenando en variables cuya única función dentro del programa es la de ir guardando los valores (potencia mecánica, velocidad del rotor, potencia activa y voltaje en terminales), en función del tiempo, así como también ir colocando cada valor en un vector columna de tal forma que se permita la representación mostrada en la Figura 67, proporcionando una coherencia y entendimiento mucho más amplio de los resultados ya que al expresarlos todos juntos se pueden observar como afectan los cambios de una variable en otra y aun mejor se posee el tiempo en el cual se originan los cambios en cada parámetro.

Es importante destacar que en el software desarrollado al principio de su corrida indica los valores principales de la simulación así como también los modelos que se llaman de acuerdo a lo que el usuario desee. También da opción para que los resultados sean o no graficados al igual que los resultados sean o no almacenados en un archivo *.xls*

Capítulo V

Caracterización y Validación

5.1. Generalidades

En esta investigación con la finalidad de promover el desarrollo de nuevas tecnologías en el país, se realiza la Implementación de un Módulo para la Simulación Digital del comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de eje Horizontal Impulsando Generadores de Inducción, con la ayuda del programa SimSP desarrollado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE) de la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada (UNEFA) el cual presenta como característica principal, la posibilidad de permitir la continua actualización y creación de los módulos que lo conforman, dando así pie al estudio continuo de nuevas tecnologías sin perjudicar el funcionamiento propio del mismo. Por tal razón se utiliza la ayuda de este programa para realizar el estudio del comportamiento del módulo creado en esta investigación.

Este capítulo presenta como objetivo principal validar el pleno funcionamiento del módulo creado en este Trabajo Especial de Grado, realizando la simulación del mismo con la ayuda del programa SimSp. Es importante resaltar que el módulo en estudio se encuentra constituido por una serie de sub-módulos como los son el sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla, el del eje mecánico y la turbina de viento de velocidad constante. Por tal motivo además de modelar el comportamiento de todos los sub-módulos acoplados entre sí para verificar el buen funcionamiento del módulo en estudio, se verificara también el pleno funcionamiento de de cada unos de los sub-módulos por separado para de ese modo ratificar el pleno funcionamiento del módulo creado en este Trabajo Especial de Grado.

Ahora en este caso es necesario validar debido a que la validación es el término que permite obtener la demostración de competencia y eficiencia de la ejecución de los procesos lógicos y sistemáticos a la cual se ha sometido las entradas de los datos, si la misma resulta ser satisfactoria y correcta se da el carácter de norma y seguridad al programa desarrollado.

El proceso de validación debe poseer las siguientes características: *Clara* (Los objetos de evaluación y los procedimientos empleados no deben ser ambiguos), *Completa* (debe

representar todos los escenarios de funcionamiento posibles), *Correcta* (Los resultados obtenidos debe corresponder con los esperados).

A fin de desarrollar este concepto se despliegan los distintos medio comparativos a optar, para posteriormente realizar la selección estratégicamente dependiendo de las disponibilidades de recursos y efectos deseados. La comparación de los resultados puede ser: con resultados obtenidos de simulaciones de otras herramientas ya validadas o con resultados validados que han sido publicados en referencias documentales confiables y serias.

De donde se tiene que en nuestro caso de estudio se utilizaran ambas opciones debido a que en el momento de buscar las herramientas para realizar la validación de los diferentes sub-módulos se encontró que en la actualidad existen muchas investigaciones a cerca de este tema pero poca de la modelación del modulo en estudio, por tal razón la utilización de un paquete de software. Por otro lado para poder ilustrar de una forma cuantitativa el buen funcionamiento del modulo en estudio se buscara el error porcentual de la curva hecha del módulo creado en esta investigación con respecto al la curva patrón.

$$E\% = \frac{V_{patron} - V_{estudio}}{V_{patron}} * 100 \quad (146)$$

Donde se tiene que el valor obtenido en la curva patrón o valor esperado y se denota como V_{patron} , y el valor de la curva en estudio $V_{estudio}$,

Ahora en este momento luego de haber observado los motivos por los cuales se utiliza una herramienta computacional con la finalidad de realizar la validación del modulo en estudio, se plantea el programa SIMULINK, el cual es un paquete de software para modelar, simular y analizar sistemas dinámicos. Este utiliza sistemas lineares y no lineares modelados en tiempo continuo o simple tiempo, y también pueden existir un híbrido de los dos.

Este programa es escogido principalmente por el hecho de que el mismo posee implementado los módulos de los sub-módulos de esta investigación, lo cual es de gran ayuda debido a que nos permite realizar la validación de una forma clara, completa y correcta. Por otro lado también el mismo brinda la posibilidad de permitirle al usuario la implementación de nuevos módulos a partir de los diagramas de bloques del modelo a implementar.

Después de haber realizado una pequeña introducción a cerca del contenido de este trabajo se procede a desarrollar el mismo.

5.2. Sistema de Prueba

El sistema utilizado para las prácticas realizadas al módulo de la turbina de viento de velocidad constante considera como base del sistema, la potencia y el voltaje nominal del generador de inducción con rotor jaula de ardilla. Los valores tratados en el sistema se encuentran en por unidad (p.u.) a excepción de la velocidad del viento que se encuentra en metros por segundo.

El generador de inducción doblemente alimentado se conecta a una barra de potencia infinita mediante una impedancia de línea igual a $Z_{se}=R_{se}+jX_{se}$, destacando que las susceptancias *shunt* de la red no se han considerado.

El esquema representativo de la Figura 68 es utilizado tanto para la caracterización y validación del módulo en estudio, las variables utilizadas para la simulación del modulo en estudio son: velocidad del viento v_w , la velocidad del rotor ω_r , la potencia mecánica P_{mec} , las potencias activa P_{gen} y reactiva Q_{gen} de la maquina, el voltaje en terminales U_T y la corriente en terminales I_T ,

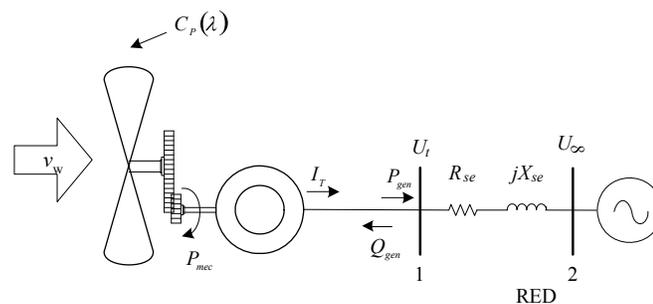


Figura 68 . Circuito representativo de los parámetros de la Simulación

Tabla 15. Parámetros del sistema exterior

Parámetros	Valores
R_{se}	0.01 p.u
X_{se}	0.1 p.u

Luego de haber descrito las condiciones bajo las cuales se realizaran las diferentes pruebas, se realizara la validación de los diferentes sub-módulos.

Con la finalidad de realizar una comparación clara y exacta entre ambas curvas se procederá a tomar algunos puntos de importancia dentro de las curvas para luego sacar la diferencia que existe entre ambas con la finalidad de concluir acerca del funcionamiento del módulo en estudio

5.3. Sub-módulo del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla

Este es una de los más importantes en lo que a conversión de energía respecta, debido a que el mismo tiene la función de tomar la energía mecánica que sale del sub-módulo del eje y convertirla en energía eléctrica.

En este caso se valida el comportamiento dinámico del sub-módulo mencionado en el capítulo anterior con respecto al módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla que se presenta en el programa computacional Simulink, el cual se describe a continuación

Módulo del Generador de inducción con Rotor Jaula de Ardilla Implementado en Simulink

En este caso Simulink presenta un modelo dinámico de la máquina de inducción el cual se muestra en la siguiente Figura 69.

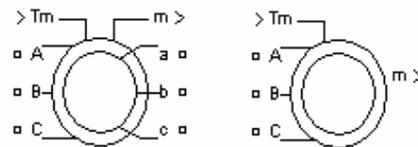


Figura 69 Modelo de la máquina de inducción

Descripción

El bloque de la máquina de inducción opera en modo de generador o motor. El modo de operación es determinado por el signo del torque mecánico T_m : si el torque es positivo la máquina actúa como motor, de lo contrario actúa como generador.

La parte eléctrica de la máquina es representada por un modelo de fourth-order state-space y por su lado la parte mecánica por un sistema de second-order. Todas las variables eléctricas y parámetros son referidas al estator esto es indicado por el primer signo en las ecuaciones mecánicas dadas abajo. Todas las cantidades del estator y rotor son

arbitrariamente referenciadas en un marco de dos eje (eje d y eje q). los subíndices utilizados para definir las ecuaciones son:

Tabla 16. Definición de subíndices	
Subíndices	Definición
d	Cantidades del eje d
q	Cantidades del eje q
r	Cantidades del rotor
s	Cantidades del estator
l	Enlace de inductancias
m	Inductancia de magnetización

Sistema eléctrico

Este sistema es ilustrado con los circuitos que se muestran a continuación

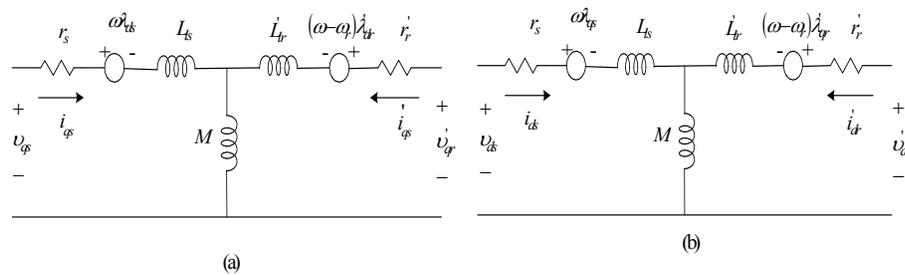


Figura 70 Modelo de la maquina de inducción

$$\begin{aligned}
 V_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega\varphi_{ds} \\
 V_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega\varphi_{qs} \\
 V_{qr}' &= R_r i_{qr}' + \frac{d\varphi_{qr}'}{dt} + (\omega - \omega_r)\varphi_{dr}' \\
 V_{dr}' &= R_r i_{dr}' + \frac{d\varphi_{dr}'}{dt} - (\omega - \omega_r)\varphi_{qr}' \\
 T_e &= 1.5 p (\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds})
 \end{aligned} \tag{147}$$

Donde

$$\begin{aligned}
\varphi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i_{qr}' \\
\varphi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i_{dr}' \\
\varphi_{qr}' &= L_r i_{qr}' + L_m i_{qs} \\
\varphi_{dr}' &= L_r i_{dr}' + L_m i_{ds} \\
L_s &= L_{ls} + L_m \\
L_r &= L_{lr}' + L_m
\end{aligned} \tag{148}$$

Sistema mecánico

$$\begin{aligned}
\frac{d\omega_m}{dt} &= \frac{1}{2H} (T_e - F\omega_m - T_m) \\
\frac{d\theta_m}{dt} &= \omega_m
\end{aligned} \tag{149}$$

Los parámetros del bloque de la maquina de inducción son definidos como (todas las cantidades son referidas al estator):

Tabla 17. Definición de parámetros de la maquina de inducción

Parámetros	Definición
R_s, L_{ls}	Resistencia y inductancia del estator
R_r', L_{lr}'	Resistencia y inductancia del rotor
L_m	Inductancia de magnetización
L_s, L_r'	Inductancia total de estator y rotor
V_{qs}, i_{qs}	Voltaje y corriente del eje q en el estator
V_{qr}', i_{qr}'	Voltaje y corriente del eje q en el rotor
V_{ds}, i_{ds}	Voltaje y corriente del eje d en el estator
V_{dr}', i_{dr}'	Voltaje y corriente del eje d en el rotor
$\varphi_{qs}, \varphi_{ds}$	Flujos de los eje q y d en el estator
$\varphi_{qr}', \varphi_{dr}'$	Flujos de los eje q y d en el rotor
ω_m	Velocidad angular del rotor
θ_m	Posición angular del rotor
p	Numero de pares de polos
ω_r	Velocidad eléctrica angular ($\omega_m p$)
θ_r	Posición angular eléctrica ($\theta_m p$)
T_e	Torque electromagnético
T_m	Torque mecánico del eje
J	Combinación del coeficiente de inercia del rotor y la carga
H	Combinación de la Constante de inercia del rotor y la carga
F	Combinación del coeficiente de fricción del rotor y la carga

Caja de dialogo y parámetros

En esta oportunidad se pueden escoger cualquiera de las dos bloques de la maquina asincrona para especificar los parámetros eléctricos y mecánicos del modelo, usando la caja de dialogo en por unidad o en sistema internacional. Ambos bloque modelan los mismas modelos de las maquinas sincrónicas. Dependiendo de la caja de dialogo se puede escoger el uso, SimPowerSysytems automáticamente convierte los parámetros que se introducen en parámetros por unidad. Debido a que los bloques de los modelos de la maquina sincrónica utilizan los parámetros en por unidad.

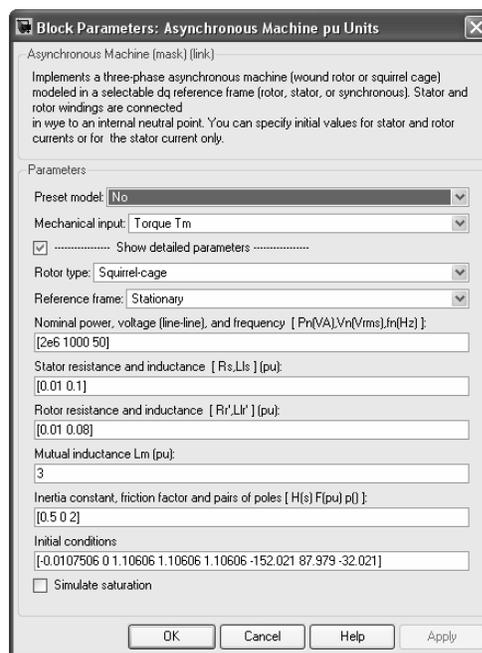


Figura 71 Caja de dialogo

- **Preset model**

Proporcionan un juego predeterminados parámetros eléctricos y mecánicos para las diferentes maquinas asincronas evaluando la potencia en (HP), el voltaje de línea(V), la Frecuencia en (Hz) y la razón de la velocidad en (rpm).

Si se seleccionar uno los presentes modelos se introducirán correspondientemente los parámetros eléctricos y mecánicos en la caja de dialogo. Ahora en caso contrario si se escoge *No*, lo que significa es que el usuario no requiere ninguno de los modelos preestablecidos y va a introducir los parámetros.

Nota: los presentes modelos no incluyen los parámetros de saturación.

Si se selecciona *Show detailed parameters* se pueden mostrar y editar los parámetros asociados con el presente modelo.

- Mechanical input

En este caso se pueden seleccionar introducir a la señal de entrada del bloque de Simulink torque en el eje o velocidad de rotación.

En el caso de seleccionar introducir *Torque mecánico* T_m se especifica, en N.m o p.u. y se cambia la etiqueta de la entrada del bloque a T_m . La velocidad mecánica es especificada por la inercia J (o constante de inercia H) y por la diferencia del torque mecánico y el torque eléctrico interno T_e . La convención de signo indica que si el torque es positivo el modo de trabajo es como motor y si es negativo el modo es de generador.

En el caso de introducir la velocidad se especifica la entrada en *rad/s* o p.u. y se cambia la etiqueta del bloque de entrada para ω , la velocidad mecánica es impuesta y la parte mecánica del modelo (inercia J) es ignorada.

- Show detailed parameters

Si seleccionó, se despliega los parámetros detallados del bloque de la Máquina Asíncrono. Los parámetros detallados pueden modificarse no importa el modelo prefijado que usted seleccionó en la lista Ejemplar Prefijada.

- Rotor type

Especifica la ramificación para los bobinados del rotor

- Reference frame

Específica el marco de referencia que es escogido para convertir las entradas de los voltaje (marco de referencia *abc*) para un marco de referencia *dq*, y las corriente de salida en un marco de referencia *dq* a un marco de referencia *abc*. El usuario puede escoger el marco de referencia con las como sigue

- Rotor (Park transformation)
- Stationary (Clarke or $\alpha \beta$ transformation)
- Synchronous

- Nominal power, L-L volt, and freq.

La potencia nominal aparente $P_n(\text{VA})$, voltage línea a línea RMS en V_n (V), y frecuencia f_n (Hz)

- Stator

La resistencia del estator R_s (Ω o p.u.) y los enlaces de flujo L_s (H o p.u.)

- Rotor

La resistencia del rotor R_r (Ω o p.u.) y los enlaces de flujo L_{lr} (H o p.u.), ambos referidas al estator

- Mutual inductance

La inductancia de magnetización L_m (H o p.u.)

- Inertia, friction factor, and pairs of poles

Para el SI unidades la caja de dialogo: en este caso se tiene el coeficiente de inercia J (kg.m^2), el coeficiente de fricción F (N.m.s), y el numero de pares de polos p . el torque de fricción es proporcional a la velocidad de rotación ($T_f=F.w$)

Para el sistema en p.u. la caja de dialogo: la constante de inercia H (s), coeficiente de fricción F (p.u.) y el número de pares de polos p .

- Initial conditions

Especifica el deslizamiento inicial s , ángulo eléctrico en grados, las magnitudes de las corrientes del estator (A o p.u.) y los ángulos de fase en grados

[slip, θ , i_{as} , i_{bs} , i_{cs} , phase_as, phase_bs, phase_cs]

Para la maquina de inducción con rotor jaula de ardilla, se deben computar por un flujo de carga utilizando el bloque *Powergui*.

- Salidas.

La salida del bloque de SIMULINK es un vector que contiene 21 señales, las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 18. Definición de las salidas del modulo de la maquina de inducción

Señal	Definición	Unidades	Símbolo
1	Corriente Rotor i_{r_a}	A or p.u.	i'_{ra}
2	Corriente Rotor i_{r_b}	A or p.u.	i'_{rb}
3	Corriente Rotor i_{r_c}	A or p.u.	i'_{rc}
4	Corriente Rotor i_q	A or p.u.	i'_{qr}
5	Corriente Rotor i_d	A or p.u.	i'_{dr}
6	Flujo Rotor ϕ_{hir_q}	V.s or p.u.	ϕ'_{qr}
7	Flujo Rotor ϕ_{hir_d}	V.s or p.u.	ϕ'_{dr}
8	Voltaje Rotor V_{r_q}	V or p.u.	V'_{qr}
9	Voltaje Rotor V_{r_d}	V or p.u.	V'_{dr}
10	Corriente estator i_{s_a}	A or p.u.	i_{sa}
11	Corriente estator i_{s_b}	A or p.u.	i_{sb}
12	Corriente estator i_{s_c}	A or p.u.	i_{sc}
13	Corriente estator i_{s_q}	A or p.u.	i_{qs}
14	Corriente estator i_{s_d}	A or p.u.	i_{ds}
15	Flujo estator ϕ_{his_q}	V.s or p.u.	ϕ_{qs}
16	Flujo estator ϕ_{his_d}	V.s or p.u.	ϕ_{ds}
17	Stator voltage v_{s_q}	V or p.u.	V_{qs}
18	Voltaje estator v_{s_d}	V or p.u.	V_{ds}
19	Velocidad del rotor	Rad/s	ω_m
20	Torque electromagnetico T_e	N.m or p.u.	T_e
21	Angulo del rotor θ_{tam}	Rad	θ_m

Después de haber descrito el modulo implementado en Simulink, se procede a realizar la validación del sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla creado en esta investigación con respecto al modelo patrón.

Los parámetros de la maquina de inducción en estudio son los siguientes

Tabla 19. Parámetros del Generador de Inducción

Características del Generador	Value
Numero de polos p	4
Velocidad del Generador	1517 RPM
Inductancia Mutua L_m	3 p.u.
Enlace de Flujo del Estator $L_{s\sigma}$	0.1 p.u.
Enlace de Flujo del Rotor $L_{r\sigma}$	0.08 p.u.
Resistencia del Estator R_s	0.01 p.u.
Resistencia del Rotor R_r	0.01 p.u.
Capacitor de Compensación	0.5 p.u.
Constante de Inercia	0.5 s

Pruebas Realizadas al Sub-módulo del Generador de Inducción con Rotor Jaula de Ardilla.

En este caso el sub-módulo del generador de inducción es sometido a diferentes condiciones de funcionamiento con la finalidad de comparar las respuestas obtenidas bajo estas circunstancias con las de las curvas patrón, entre las que se tiene un estudio en régimen permanente, aumento y disminución de la potencia mecánica, y cortó circuito.

Para poder constatar que la maquina de inducción presenta un buen funcionamiento en régimen estable se procedió a realizar las curvas características del generador de inducción con la finalidad de obtener algunos valores y compararlos con los obtenidos del modelo del generador de inducción implementado en Simulink bajo las mismas condiciones.

Por otro lado las pruebas de cambio de potencia consisten principalmente en realizar un cambio brusco (0.05 p.u.) en la magnitud de la potencia mecánica, con la finalidad de observar el comportamiento natural que posee la maquina bajo estas circunstancias. En nuestro caso en particular se presentaran dos situaciones, la primera es una disminución en la magnitud de la potencia mecánica que se introduce en la maquina de inducción que va desde un valor de -1 p.u. hasta -0.95, y la segunda consiste en aumentar la magnitud de la potencia mecánica desde -1 hasta un valor de 1.05 p.u

La prueba de corto circuito consiste inicialmente en suponer que el generador de inducción se encuentra funcionando a $P_{mec} = 1$ p.u, y en $t = 1$ s, se impone una falla por cortocircuito trifásico en la barra U , el cual es exitosamente despejado en un tiempo de $1+0.5/60$ s.

Curvas Características en Estado Estacionario de la Maquina de Inducción

Se puede obtener el modelo de la maquina de inducción operando en régimen permanente, a partir del modelo transitorio, particularizando las variables correspondientes en este estado. Esta nueva apariencia más simple no debe hacer olvidar el hecho de que las nuevas variables son vectores espaciales variables en el tiempo y no simples variables instantáneas.

Las curvas características son de gran importancia debido a que las mismas nos permiten identificar el punto de operación de la maquina a partir de un deslizamiento o una velocidad dada. En esta investigación se encontraran dichas curvas a partir del deslizamiento s , el cual es una variable muy importante en la modelación de las maquinas

de inducción y representa la velocidad relativa entre el campo producido en el estator y la posición del rotor, en por unidad de la velocidad de este campo.

La importancia del deslizamiento recae principalmente en el hecho de que la maquina de inducción es un convertidor electromagnético de energía que puede operar como motor, generador o freno, y para cada una de estas condiciones o zonas de operación corresponden rangos diferentes de deslizamiento.[76]

Zona de Motor: en este caso la maquina entrega par y potencia en el eje mecánico, consumiendo potencia de la red en el eje eléctrico. Manteniendo un rango de deslizamientos como el que se muestra en la Tabla 19 [76]

Zona de Generador: En la situación de generador ocurre la situación inversa, se absorbe potencia y par del eje mecánico, entregando potencia y par a la red por el eje eléctrico. Manteniendo un rango de deslizamientos como el mostrado en la Tabla 19[76]

Zona de Freno: en la condición de freno ambos ejes introducen potencia al convertidor la cual es quemada en pérdidas. Manteniendo un rango de deslizamientos como se muestra en la Tabla 20. [76]

Tabla 20. Condición de operación según rangos de deslizamiento.

Zona de Operación	Rango de Deslizamiento
Motor	$0 < s < 1$
Generador	$s < 0$
Freno	$s > 1$

Como se ilustra en la siguiente figura par deslizamiento:

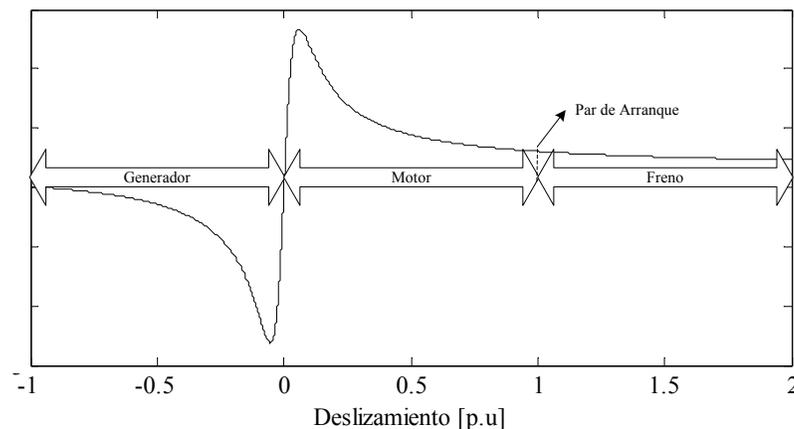


Figura 72 Zona de operación como generador, motor y freno de la maquina de inducción

Ahora luego de haber definido las diferentes zonas de operación de la maquina de inducción en general se procederá a presentar mediante una serie de graficas el comportamiento de los diferentes variables de la maquina con cambios de tensión en terminales, los cuales están comprendidos entre los valores de 0.8 p.u. y 1.1 p.u. con un paso de variación de 0.1 p.u., para los diferentes rangos de deslizamientos mencionados anteriormente en la Tabla 20.

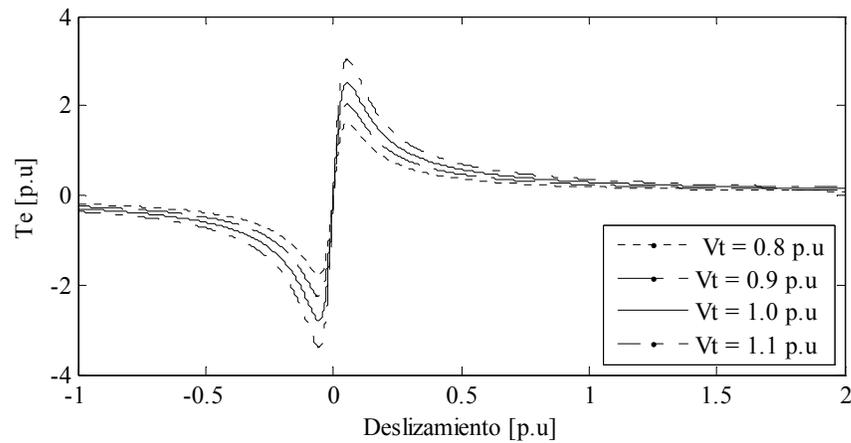


Figura 73. Corriente en terminales deslizamiento para diferentes valores de tensión.

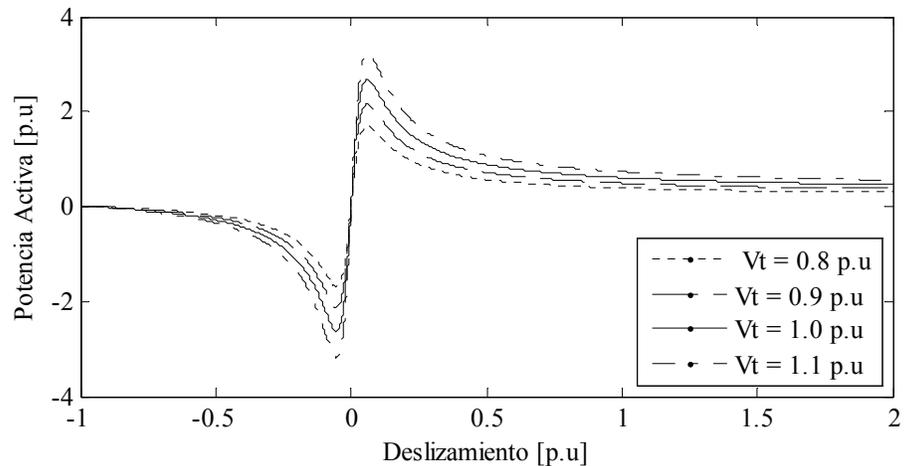


Figura 74. Potencia activa deslizamiento para diferentes valores de tensión

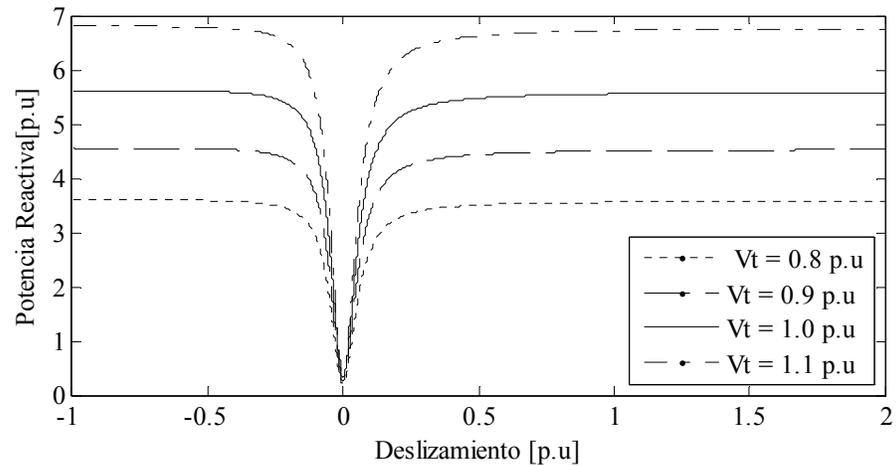


Figura 75. Potencia reactiva deslizamiento para diferentes valores de tensión

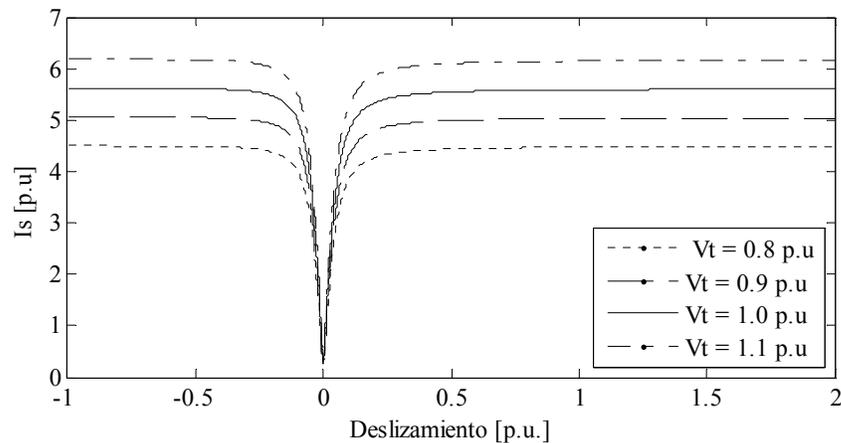


Figura 76. Corriente en terminales deslizamiento para diferentes valores de tensión

Ahora a partir de estas curvas se tomaron una serie de puntos de operación de interés para 100, 75, 50, 25 % de la potencia mecánica que se introduce a la maquina, los cual se pueden observar en la Tabla 21 y 22, estos valores son comparados con los obtenidos del programa Simulink con la finalidad de validar el pleno funcionamiento de del submódulo del generador de inducción en régimen estable. Para obtener los valores que proporciona Simulink se deben colocar los parámetros de la maquina con los valores bajo los cuales se quiere conseguir las condiciones de trabajo, en este caso se colocan los parámetros de la maquina y se varia la potencia mecánica, luego de esto se utiliza la opción *Powergui* donde se observara una pantalla como la mostrada en la Figura 77 con

los diferentes valores de operación que serán tomados y comparados con los del sub-modulo en estudio. Esta comparación se realiza de la siguiente forma, primero que todo se toman los puntos de operación de interés que fueron obtenidos de las curvas en estudio los cuales se muestran en las Tablas 21 y 22, y luego los resultados de la Tabla 23 y 24 que fueron obtenidos con el programa SIMULINK.

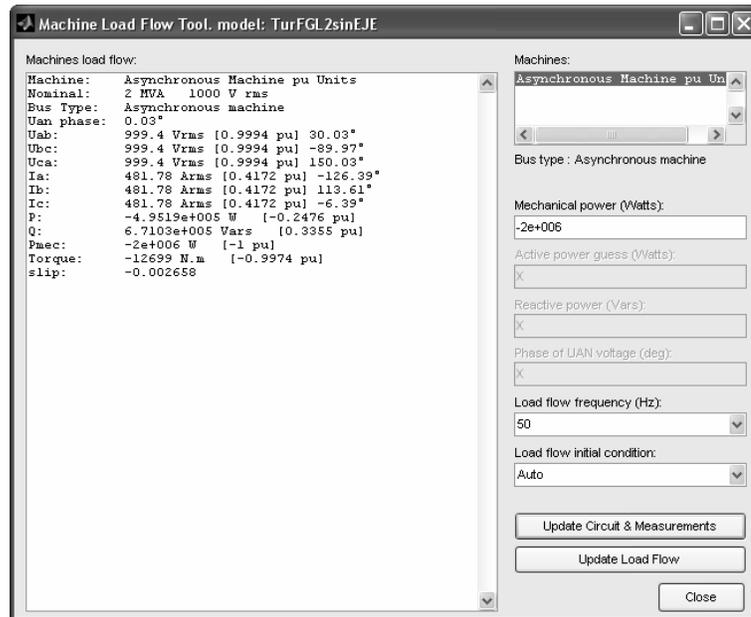


Figura 77. Pantalla donde se muestran los puntos de operación de la maquina de inducción para diferentes cambios de potencia.

Por ultimo con los valores mencionados anterior mente se buscan los errores porcentuales utilizando la ecuación (145) para los diferentes puntos de operación de interés y cada una de las variables, de esa forma consiguiendo los resultados que se muestran en la Tabla 25y 26.

Valores obtenidos a partir de las curvas características de la maquina en estudio

Tabla 21. Cambios de potencia mecánica en régimen de motor

$P_{mec}[p.u]$	$s [p.u]$	$T_{elec}[p.u]$	$P_{elec}[p.u]$	$Q_{elec}[p.u]$	$W_{gen}[RPM]$
1	1.14805e-2	1.01161	1.02483	0.52131	1482.78
0.75	8.38069e-3	0.75634	0.76402	0.42973	1487.43
0.5	5.47379e-3	0.50275	0.50667	0.36797	1491.79
0.25	2.69631e-3	0.25068	0.25242	0.33291	1495.96

Tabla 22. Cambios de potencia mecánica en régimen de Generador

$P_{mec}[p.u.]$	$s [p.u.]$	$T_{elec}[p.u.]$	$P_{elec}[p.u.]$	$Q_{elec}[p.u.]$	$W_{gen}[RPM]$
-1	-1.07336e-2	-0.98938	-0.97716	0.51665	1516.10
-0.75	-7.98495e-3	-0.74406	-0.73676	0.43238	1511.98
-0.5	-5.30485e-3	-0.49736	-0.49354	0.37242	1507.96
-0.25	-2.65505e-3	-0.24934	-0.24760	0.33589	1503.98

Valores obtenidos con la ayuda de SIMULINK, para diferentes puntos de operación.

Tabla 23. Cambios de potencia mecánica en régimen de motor

$P_{mec}[p.u.]$	$s [p.u.]$	$T_{elec}[p.u.]$	$P_{elec}[p.u.]$	$Q_{elec}[p.u.]$
1	0.01152	1.012	1.025	0.5211
0.75	0.0084	0.7564	0.7641	0.4293
0.5	0.005484	0.5028	0.5067	0.3675
0.25	0.0027	0.2507	0.2524	0.3324

Tabla 24. Cambios de potencia mecánica en régimen de Generador

$P_{mec}[p.u.]$	$s [p.u.]$	$T_{elec}[p.u.]$	$P_{elec}[p.u.]$	$Q_{elec}[p.u.]$
1	-0.01075	-0.9894	-0.9771	0.5165
0.75	-0.007996	-0.7441	-0.7367	0.4321
0.5	-0.005311	-0.4974	-0.4935	0.3721
0.25	-0.002658	-0.2493	-0.2476	0.3355

Donde se tiene que los errores porcentuales obtenidos entre las diferencias de de los resultados obtenidos con el programa en estudio y SIMULINK son:

Tabla 25. Errores conseguidos bajo cambios de potencia mecánica en régimen de motor

Variables	Error [%] entre las curvas con diferentes valores de $P_{mec}[p.u.]$			
	1	0.75	0.5	0.25
s	0.348432	0.230411	0.186524	0.136667
T_{elec}	0.038552	0.007933	0.009945	0.007978
P_{elec}	0.016585	0.01047	0.005921	0.007924
Q_{elec}	0.0402990	0.100163	0.127891	0.150421

Tabla 26. Errores conseguidos bajo cambios de potencia mecánica en régimen de Generador

Variables	Error [%] entre las curvas con diferentes valores de $P_{mec}[p.u.]$			
	1	0.75	0.5	0.25
s	0.152558	0.138194	0.115797	0.110986
T_{elec}	0.002021	0.005376	0.008042	0.016045
P_{elec}	0.006141	0.004072	0.008105	0.016045
Q_{elec}	0.029042	0.0648	0.085998	0.116244

Después de haber observado los resultados finales en la Tabla 25 y 26 se puede decir que el sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla presenta un buen funcionamiento en régimen estacionario debido a que las diferencias existentes entre ambas curvas presentan un error menor a 0.4%.

Cambio de Potencia Mecánica

En las siguientes figuras se muestran las curvas de algunas variables de la maquina de inducción como potencia eléctrica, potencia reactiva, deslizamiento velocidad entre otros bajo diferentes cambios de potencia, en este caso disminución y aumento. Estos cambios se realizan con la finalidad de observar los comportamiento de la maquina de inducción y poderlos comparar con los del modelo patrón con la finalidad de ratificar su buen funcionamiento.

Por ultimo es importante resaltar que para la comparación entre ambas curvas se tomaran tres puntos de interés entre los que se tiene valor inicial, final y sobre impulso.

Valor_inicial: este se comprende como el valor que se obtiene en estado de régimen permanente antes del cambio de potencia.

Valor_final= este se comprende como el valor que se obtiene en estado de régimen permanente depuse del cambio de potencia y del estado de régimen transitorio (el régimen estable luego del transitorio se tomara en el momento en el cual la curva tome un valor del 5% del sobre impulso)

Sobre_impulso= es el máximo valor alcanzado por la curva luego de la perturbación.

Disminución de Potencia Mecánica

En este caso se lleva a cabo la prueba realizando una disminución en la potencia mecánica de una magnitud de 0.05 [p.u.] en un tiempo de 0.5 s, en la entrada del modelo del generador de inducción que se tomo como patrón en Simulink y el sub-módulo en estudio, este valor disminuira desde -1 p.u. hasta -0.95 p.u. La disminución de potencia se realiza en el sub-módulo creado con la finalidad de observar los diferentes comportamientos que se pueden presentar en algunas variables de interés debido al las características propias de la maquina como la potencia eléctrica, potencia reactiva, velocidad, deslizamiento y compararlos con los resultados obtenidos de las curvas patrón para ratificar el buen funcionamiento del sub-módulo.

Potencia Mecánica

Al observar la curva de la Figura 78 se puede identificar un escalón que representa la disminución de potencia mecánica en la entrada del modulo patrón de Simulink y el submódulo de Matlab, el cual posee una amplitud de 0.05 [p.u.] que va desde -1 [p.u.] hasta -0.95 [p.u.], es importante resaltar que el signo de estos valores es negativo debido a que la maquina de inducción en el momento en el cual trabaja como generador absorbe energía mecánica y la misma es negativa, caso contrario a cuando trabaja como motor ya que esta entrega energía mecánica y es positiva.

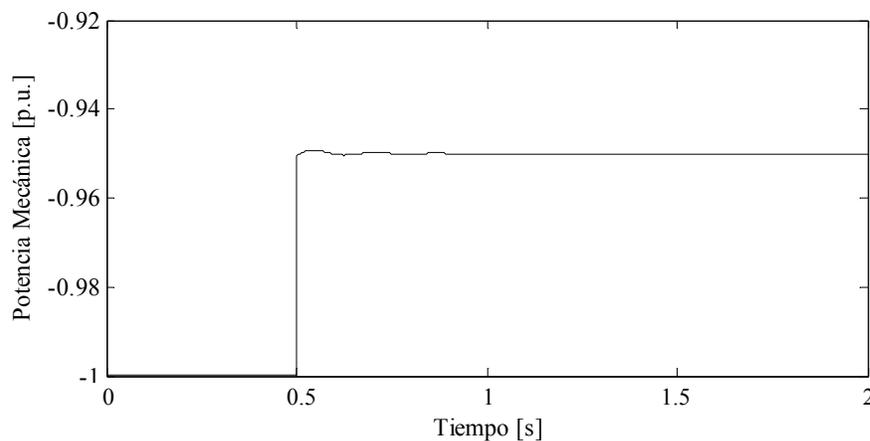


Figura 78 Cambio de potencia mecánica (disminución).

Potencia Eléctrica

Esta curva es de suma importancia debido a que en la misma se puede observar el comportamiento que la potencia eléctrica presenta ante diferentes situaciones, en este caso por el cambio de potencia mecánica se tiene un estado de régimen transitorio sub-amortiguado que posee un tiempo de duración de aproximadamente 0.43 s.

En la Figura 79 se observan dos curvas, las cuales representan el cambio de potencia eléctrica en la curva patrón y en la creada en esta investigación. Comparar los resultados obtenidos en Simulink y Matlab en el periodo de tiempo que vas desde 0 a 1 s se podría decir que el comportamiento de ambas curvas, tanto el de la patrón como la creada en esta investigación son muy semejantes. Por otro lado se consiguieron diferentes valores que ratifican el buen funcionamiento del sub-módulo creado, donde se tiene que la potencia eléctrica inicial del modulo patrón en la Figura 78 es de aproximadamente de 0.977 p.u. en un tiempo que va desde (0 a 0.5 s) el cual es muy parecido al valor que se presenta la

curva creada en esta investigación el cual es de 0.9771 p.u. bajo el mismo periodo de tiempo con una error porcentual existente entre ambas curvas de aproximadamente 0.010235% .

En el periodo de tiempo que va desde (0.5 a aproximadamente 0.93 s), el cual es el periodo transitorio se observa que la curva patrón presenta un comportamiento sud-amortiguado y alcanza una amplitud mínima de 0.9057 p.u. debido al sobre impulso en un periodo de tiempo de aproximadamente 0.1 s luego que se presenta el cambio de potencia, y al este valor ser comparado con el valor de la amplitud mínima alcanzada con la curva creada con el sub-módulo de esta investigación se observa un resultado muy cercano igual a 0.9047 p.u. dando un error de 0.110412%. Por lo cual se puede concluir que los resultados obtenidos al realizar la comparación de los valores de la curva patrón y los de la curva del sub-módulo creado en este Trabajo Especial de Grado presentan una gran aproximación ratificando el buen funcionamiento del sub-módulo del generador de inducción.

Después de culminar las oscilaciones naturales del modelo del generador de inducción las cuales presentan un periodo de tiempo de aproximadamente 0.43 s se da un estado de régimen estable en ambas curvas lo cual termina de ratificar el comportamiento similar del submódulo creado en esta investigación en comparación con el modelo patrón.

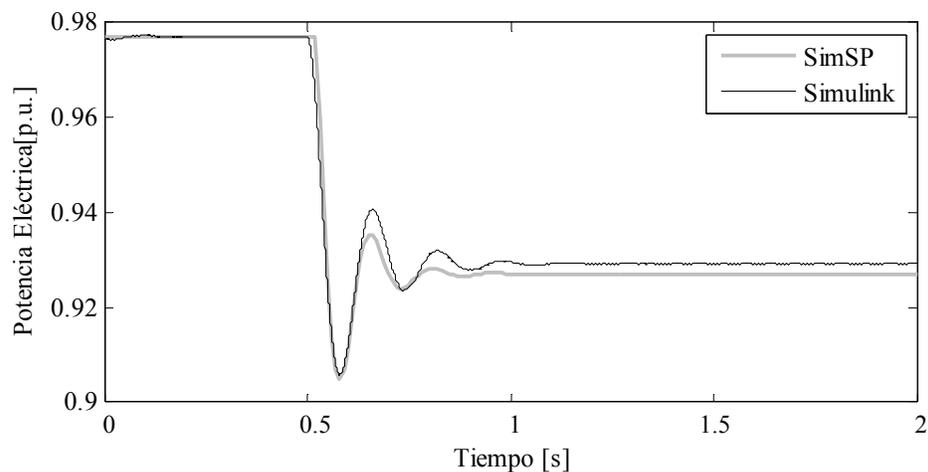


Figura 79 Potencia Eléctrica (Disminución Potencia Mecánica).

Potencia Reactiva

Luego al transcurrir el tiempo de 0.5 s se puede observar que debido a la disminución de potencia mecánica la potencia reactiva disminuye también presentando el mismo

comportamiento de la curva patrón, por tal motivo se podría decir que el funcionamiento del submódulo creado es el esperado. Por otro lado se pueden verificar las diferencias existentes entre ambas curvas observando el valor del error porcentual en los diferentes tramos de la curva, el cual siempre es menor de 0.6% como se muestra en la Tabla 29, por tal motivo se puede decir que el sub-módulo presenta un buen funcionamiento

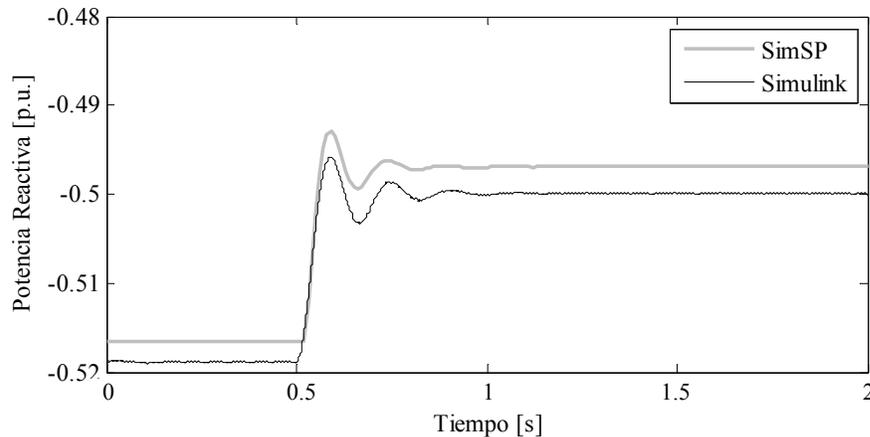


Figura 80 Potencia Reactiva (Disminución Potencia Mecánica).

Deslizamiento

El deslizamiento es uno de los principales indicadores de la zona de funcionamiento de una maquina de inducción, ya que dependiendo del valor absoluto que este posea y el signo del mismo se puede identificar el régimen de trabajo de la maquina de inducción, ya sea régimen de motor, generador o freno. Es importante destacar que para el funcionamiento de la maquina de inducción en régimen de generador el signo del deslizamiento debe ser negativo.

Ahora al observar la las curvas de la Figura 81 se puede decir que la maquina se encuentra trabajando como generador debido a que el signo que presenta el deslizamiento es negativo, por otro lado observando ambas curva se debe notar que las dos poseen el mismo comportamiento.

En el momento en el cual se produce la disminución de potencia mecánica también se da una disminución del deslizamiento en ambas curvas debido a que disminuye el par mecánico aplicado T_{mec} y por su parte también el par eléctrico T_{elec} , pasando por un régimen transitorio sub-amortiguado que presenta un tiempo de duración de aproximadamente 0.43 s. Por ultimo luego de pasar este periodo transitorio se cae de

nuevo en un régimen estable que presenta una magnitud menor debido a la disminución de potencia mecánica siguiendo siempre el mismo comportamiento. Por tal motivo se señala el buen funcionamiento del sub-módulo en estudio, lo cual se puede verificar cuantitativamente observado los que los resultados obtenidos son muy semejantes a los esperados en las tablas que se muestran a bajo.

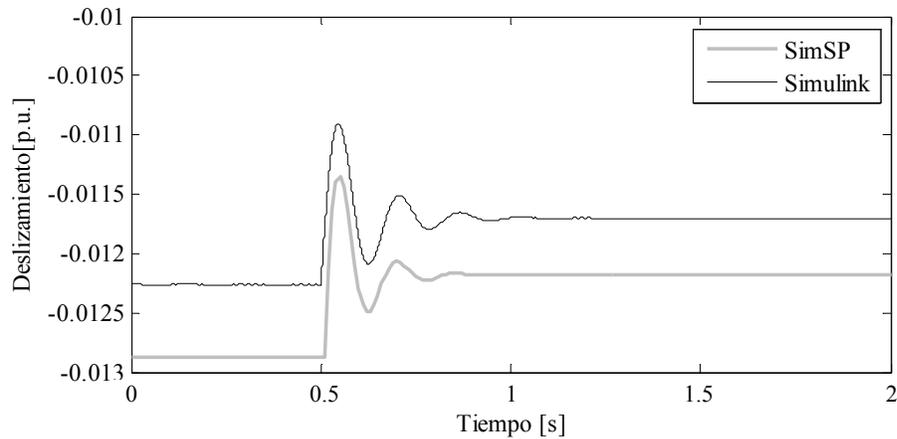


Figura 81 Deslizamiento (Disminución Potencia Mecánica).

Velocidad

El comportamiento de la velocidad es muy parecido al del deslizamiento debido a que esta depende del mismo, si el deslizamiento aumenta en magnitud la velocidad también lo hará y si ocurre lo contrario es decir que el deslizamiento disminuya su magnitud este cambio de disminución también se verá reflejado en la curva de la velocidad

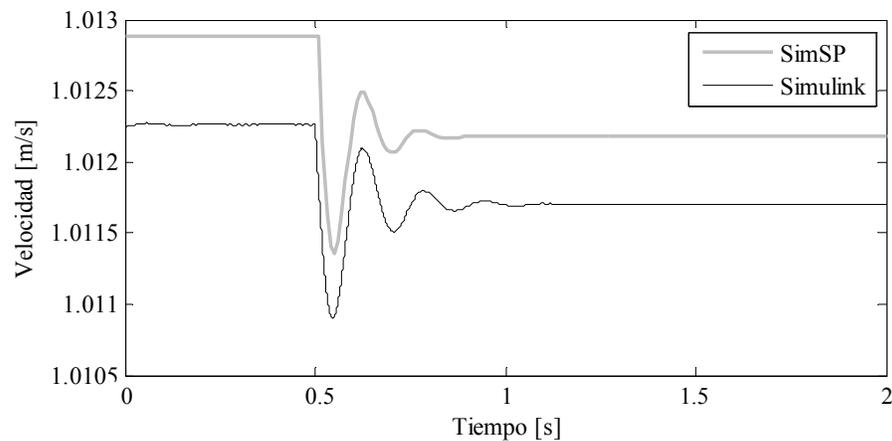


Figura 82 Velocidad (Disminución Potencia Mecánica).

Esto se puede constatar debido a que en el momento el cual se calculan los resultados de las diferencias entre los valores de la curva patrón en estado estacionario y transitorio estos fueron muy parecidos a los resultados obtenidos con el deslizamiento.

En las siguientes tablas se muestran los valores obtenidos a partir de las curvas patrón y las creadas en esta investigación con la ayuda de SIMULINK y MATLAB

Tabla 27. Valores obtenidos de la curva patrón de SIMULINK

Variables	Valores obtenidos de Simulink			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
$P_{elec} [p.u.]$	0.977	0.9293	0.9057	0.43
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.5189	-0.4998	-0.4957	0.43
$s [p.u.]$	-0.01225	-0.01169	-0.01089	0.43
$V [m/s]$	1.0123	1.0117	1.0109	0.43

Tabla 28. Valores obtenidos de las curvas en estudio de MATLAB

Variables	Valores obtenidos de Matlab			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
$P_{elec} [p.u.]$	0.9771	0.9271	0.9047	0.43
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.5166	-0.4969	-0.4929	0.43
$s [p.u.]$	-0.1288	-0.01218	-0.01135	0.43
$V [m/s]$	1.0129	1.0122	1.0113	0.43

Tabla 29. Diferencia existente entre las curvas de SIMULINK y las creadas con MATLAB.

Variables	Error (%)			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
Potencia Eléctrica	0.010235	0.2367	0.110412	0.43
Potencia Reactiva	0.443245	0.580232	0.564858	0.43
Deslizamiento	0.059271	0.049422	0.039563	0.43
Velocidad	0.059271	0.049422	0.039563	0.43

Aumento de Potencia Mecánica

En este caso se realiza la misma prueba que en la parte anterior con la diferencia que se introduce un aumento de potencia de 0.05 [p.u.], al igual que antes se tiene como principio verificar el buen funcionamiento del sub-módulo creado en este Trabajo Especial de Grado.

Potencia Mecánica

Ahora en la Figura 83 se puede identificar un escalón que representa el aumento de potencia mecánica en la entrada del módulo patrón de Simulink y el sub-módulo de Matlab, el cual posee una amplitud de 0.05 [p.u.] que va desde -1 [p.u.] hasta -1.05 [p.u.] aproximadamente.

Este aumento de potencia se realiza con la finalidad de terminar de constatar el pleno funcionamiento del sub-módulo del generador de inducción creado en esta investigación y su reacción ante diferentes situaciones, en este caso aumento de la potencia.

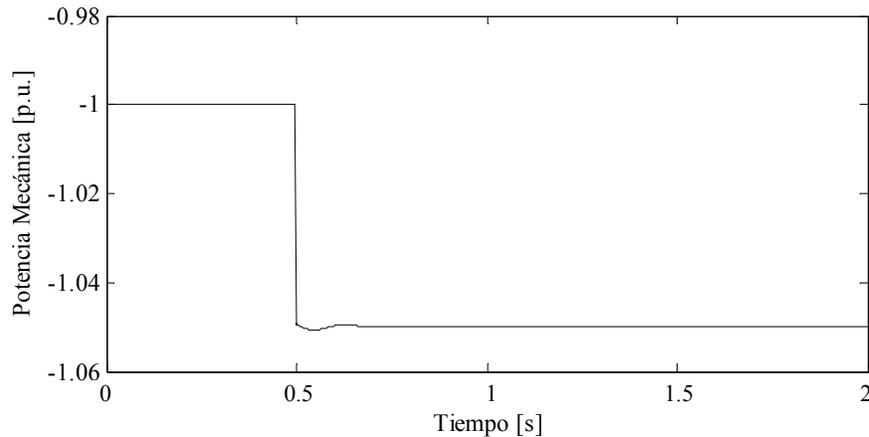


Figura 83 Cambio de potencia mecánica (aumento).

Potencia Eléctrica

En la Figura 84 se observa un aumento de potencia eléctrica en el mismo instante de tiempo en el cual se efectúa el aumento en la potencia mecánica, luego de esto se produce un estado de régimen transitorio sub-amortiguado el cual tiene un tiempo de duración de aproximadamente 0.45 s y una magnitud máxima en un tiempo de aproximadamente 0.1 s después de la perturbación.

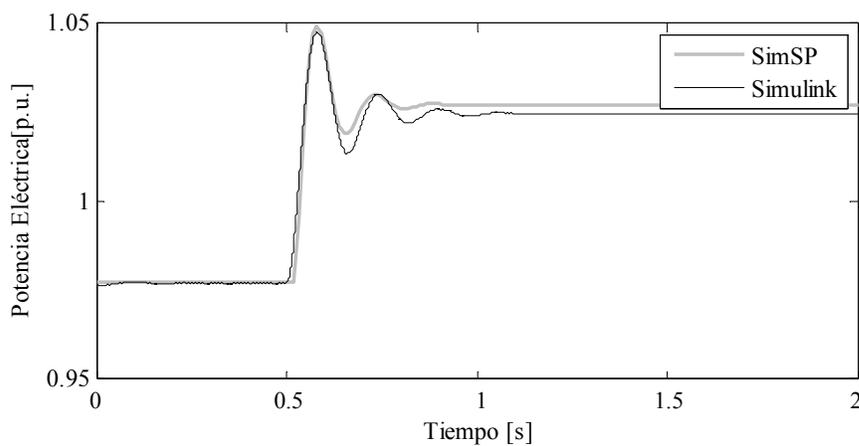


Figura 84 Potencia Eléctrica (Aumento de Potencia Mecánica).

Luego de ese periodo transitorio se presenta un periodo de régimen estable, con el cual se termina de constatar el buen funcionamiento del sub-módulo creado en esta

investigación debido a que se verifica que el comportamiento del modulo patrón de SIMULINK y el de la curva creada en MATLAB presentan las mismas características.

Por tal motivo se puede concluir que el funcionamiento del sub-módulo creado es el esperado

Potencia Reactiva

Al observar las curvas de la Figura 85 se puede notar que las mismas presentan más o menos el mismo comportamiento que las curvas de la Figura 80 con la diferencia que en este caso se presenta una situación contraria de un aumento en la potencia reactiva en ves de una disminución. Las diferencias presentes entra ambas curvas son mínimas presentando errores por debajo de los 0.5% y un comportamiento muy similar, por tal razón se puede ratificar el buen funcionamiento del sub-módulo en estudio.

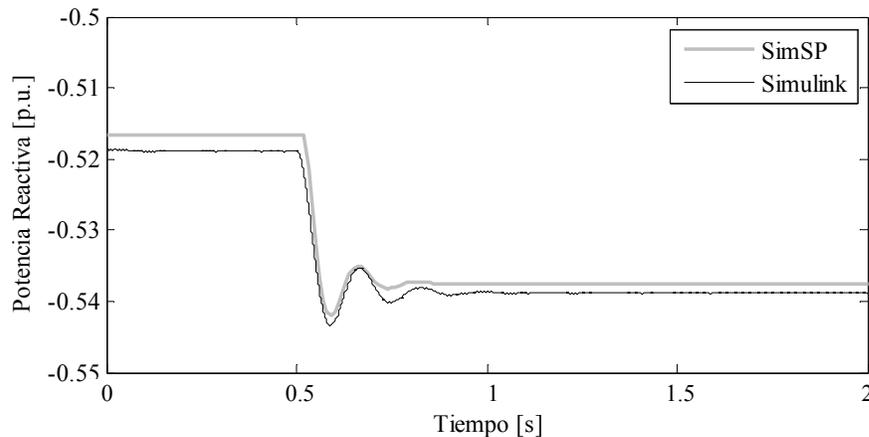


Figura 85 Potencia Reactiva (Aumento de Potencia Mecánica).

Deslizamiento

Como se dijo anteriormente el deslizamiento es una de las variables más importantes de las maquinas de inducción, debido a que dependiendo del valor del valor absoluto del mismo y de su signo se puede saber la zona de operación de la maquina. En este caso al observar ambas curvas se puede decir que en el momento en le cual se produce el aumento de la potencia mecánica el deslizamiento tiende a aumentar trayendo como consecuencia posteriormente el aumento en la velocidad de rotación del rotor de la maquina.

Ahora si se observan los resultados de la Tabla 32 se pude constatar que el funcionamiento del sub-módulo creado en MATLAB es aceptable debido a que el error porcentual existente entre la curva patrón y la creada en esta investigación es menor a 0.08%.

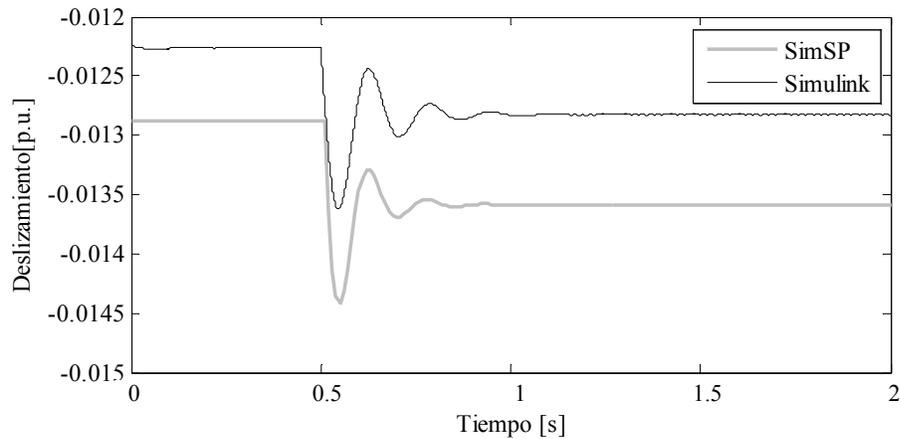


Figura 86 Deslizamiento (Aumento de Potencia Mecánica).

Velocidad

Debido a que la velocidad depende plenamente del deslizamiento se puede observar que estas curvas tienen características similares a las curvas anteriores. Por tal razón se ratifica el pleno funcionamiento.

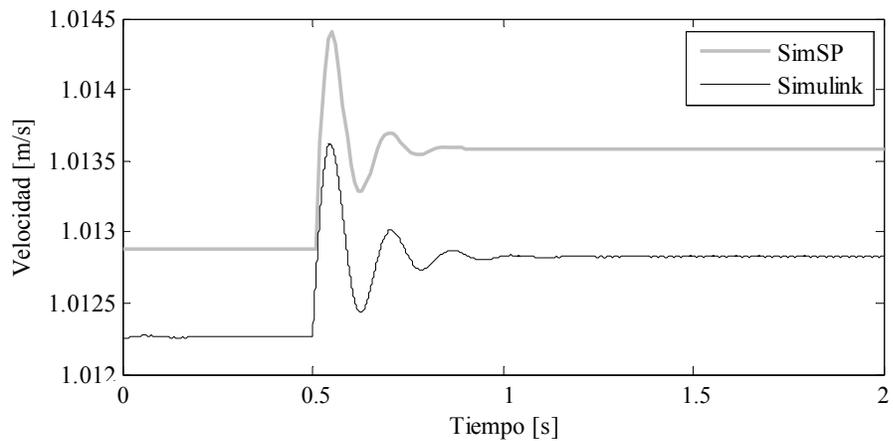


Figura 87 Velocidad (Aumento de Potencia Mecánica).

Abajo se presentan una serie de tablas con los resultados obtenidos de esta prueba

Tabla 30. Valores obtenidos de las curvas patrón de SIMULINK

Variables	Valores obtenidos de SIMULINK			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
$P_{elec} [p.u.]$	0.977	1.025	1.048	0.45
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.5189	-0.5387	-0.5434	0.45
$s [p.u.]$	-0.01225	-0.01281	-0.01359	0.45
$V [m/s]$	1.0123	1.0128	1.0136	0.45

Tabla 31. Valores obtenidos con las curvas en estudio de MATLAB

Variables	Valores obtenidos de MATLAB			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
$P_{elec} [p.u.]$	0.9771	1.027	1.049	0.45
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.5166	-0.5375	-0.5421	0.45
$s [p.u.]$	-0.01288	-0.01359	-0.01441	0.45
$V [m/s]$	1.0129	1.0136	1.0144	0.45

Tabla 32. Diferencia existente entre las curvas de SIMULINK y las creadas con MATLAB

Variables	Error (%)			
	Valor _ inicial	Valor _ final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
Potencia Eléctrica	0.010235	0.195122	0.09542	0.45
Potencia Reactiva	0.443245	0.222758	0.239234	0.45
Deslizamiento	0.059271	0.078989	0.078927	0.45
Velocidad	0.059271	0.078989	0.078927	0.45

Prueba de corto circuito

Inicialmente se ha supuesto que el generador de inducción se encuentra funcionando a $P_{mec} = 1$ p.u, en $t = 1$ segundos, se impone una falla por cortocircuito trifásico en la barra U , el cual es exitosamente despejado en un tiempo de $1+0.5/60$.

Antes de observar las curvas es importante resaltar que existe una pequeña diferencia en las magnitudes de las mismas, lo cual es debido a que en el modelo de la maquina de inducción que se implementa en Simulink toma en consideración los transitorios del estator y el modelo implementado en esta investigación no, es decir Simulink implementa un modelo mas exacto.

En primer lugar en la Figura 88 se observa el comportamiento que adquiere la corriente luego del cortocircuito, esta toma un valor de aproximadamente 5.5 veces la corriente nominal lo cual es aceptable.

Por otro lado si observamos la curva que representa comportamiento del voltaje en terminales se tiene que el mismo llega hasta cero y luego retoma su valor de origen, es importe aclarar que en este caso no se obtiene transitorio debido a que para poder simular este cortocircuito se realizaron cambios bruscos en la tensión en terminales.

Ahora prestando atención en las curvas restantes se puede observar que al ser comparadas con las obtenidas de Simulink estas presentan un comportamiento muy similar con la salvedad de que los magnitudes son un poco diferentes por lo anteriormente mencionado.

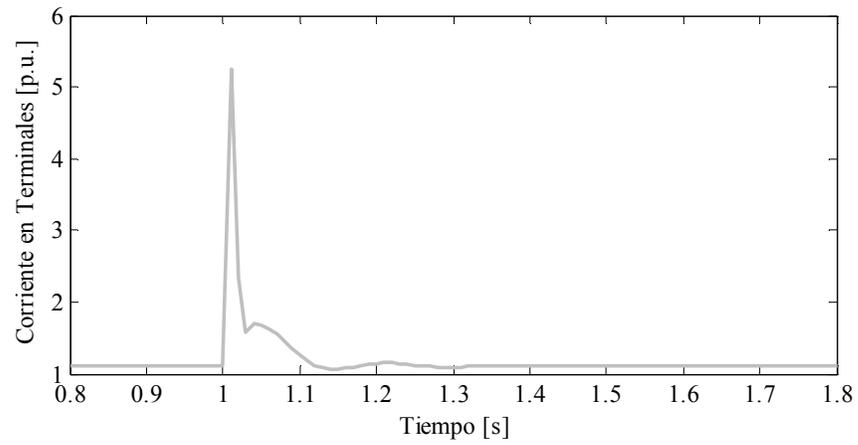


Figura 88 Corriente en Terminales del Corto Circuito.

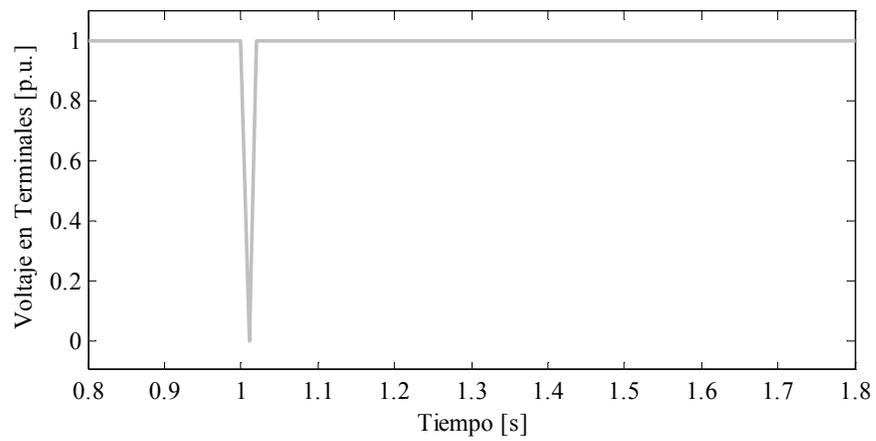


Figura 89 Voltaje en Terminales del Corto Circuito.

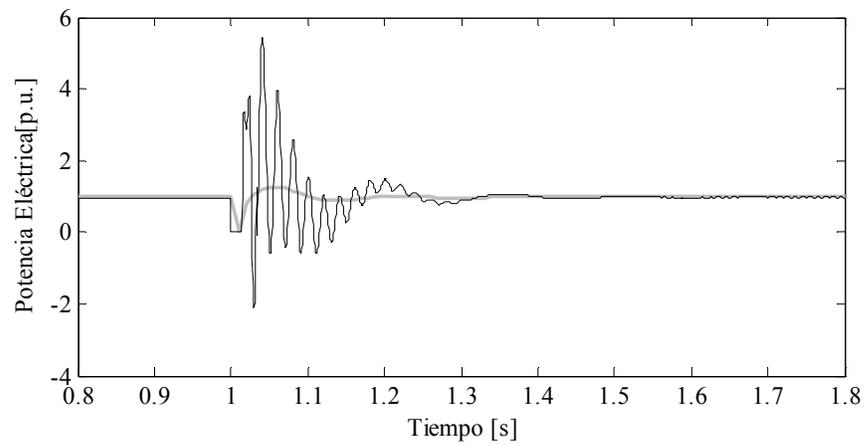


Figura 90 Potencia Eléctrica del Corto Circuito.

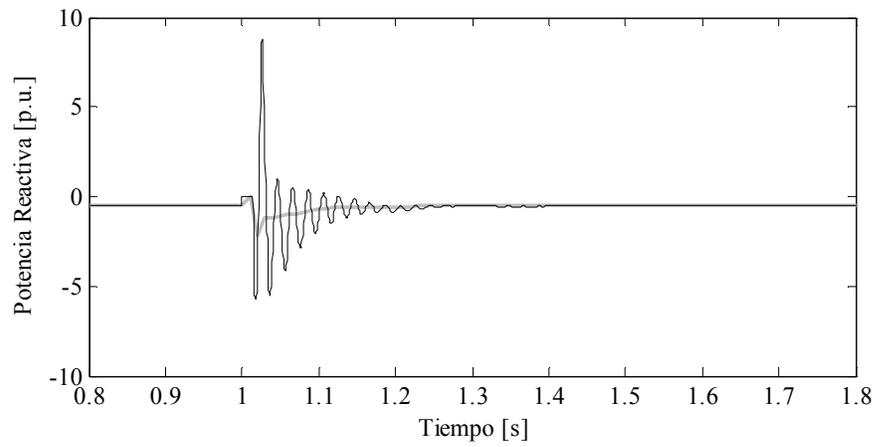


Figura 91 Potencia reactiva del Corto Circuito.

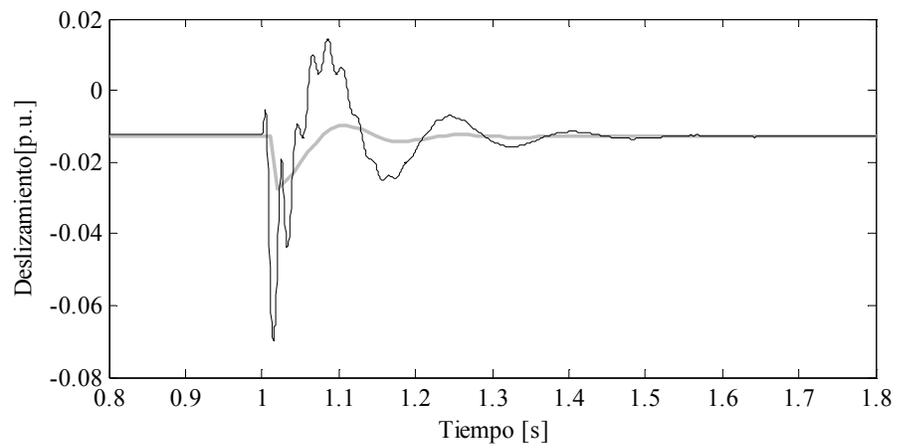


Figura 92 Deslizamiento del Corto Circuito.

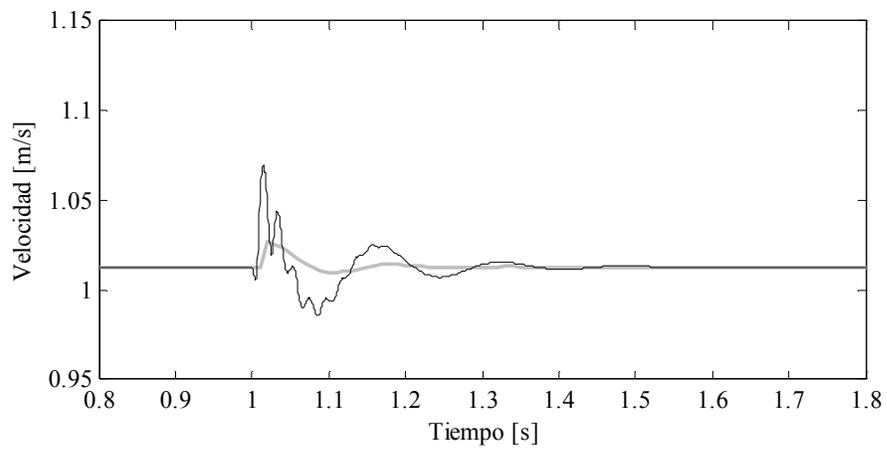


Figura 93 Velocidad del Corto Circuito.

5.4. Sub-Módulo del eje

El sub-módulo del eje es uno de los más importantes dentro de los que conforman el Módulo para la Simulación Digital del comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de eje Horizontal Impulsando Generadores de Inducción, que se desarrollo en este Trabajo Especial de Grado.

La importancia de este sub-módulo se da principalmente debido al hecho de que el modelo del modulo que se desarrolla en esta investigación no posee controles que regulen la velocidad de giro del rotor de la turbina de viento de velocidad constante ante los cambios repentinos de la velocidad del viento y a su a ves los cambios de potencia, por tal razón el eje juega un papel importante ya que al no existir estos controles dentro del modelo completo, este tiene como función amortiguar los cambios bruscos de la potencia mecánica que sale del sub-módulo de la turbina de viento de velocidad constante con la finalidad de que los mismos no se vean reflejados directamente en el sub-módulo del generador.

A continuación se mostrara el modelo del eje implementado en Simulink

Modelo del Eje Implementado en Simulink

El torque transmitido en la salida del modelo a través del eje es conseguido con respecto a las diferencias entre las velocidades a ambos lados del eje

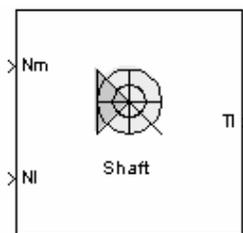


Figura 94. Bloque Representativo del Eje

El torque transmitido T_l es dado por la siguiente ecuación:

$$T_l = K \int (\omega_m - \omega_l) dt + B(\omega_m - \omega_l) \quad (150)$$

Donde se tiene que K es el coeficiente de rigidez y esta dado en (N.m), B es el amortiguamiento interno en (N.m.s), ω_m y ω_l son las velocidades en (rad/s) del lado del impulsor y de la carga. La siguiente figura muestra el esquema del modelo.

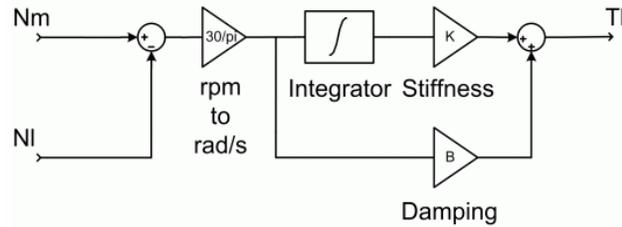


Figura 95. Diagrama Esquemático del Modelo del Eje.

Ahora luego de analizar este modelo nos podemos dar cuenta que el mismo esta formado por la ecuación dinámica del torque, la cual se consigue a partir de las velocidades del impulsor y la carga, por tal razón no se podría implementar este modelo directamente para validar nuestro sub-módulo ya que el mismo no presenta las características adecuadas, debido a que en nuestro sub-módulo la ecuación dinámica de la velocidad del impulsor se encuentra incluida dentro del modelo del eje. Motivo por el cual surge la necesidad de incluir el modelo del eje al programa SIMULINK

Ahora con la necesidad anteriormente presentada y lo oportunidad que nos brinda el programa SIMULINK de poder incluir modelos que no se encuentren predeterminados dentro de su librería se procedió a realizar el diagrama de bloque del sub-módulo en estudio y se implemento dentro de SIMULINK como se muestra en la Figura 95 y 96.

Principalmente en la Figura 96 se presenta el modelo dinámico de la velocidad de la turbina de viento, presentando como entradas el torque mecánico que sale de la turbina de viento y el torque que sale final mente del modelo completo del eje. Teniendo como salida la velocidad de la turbina.

Por otro lado en la Figura 97 se presenta el modelo dinámico del torque del eje, al cual le entran la velocidad de la turbina y del generador teniendo como variable de salida, el torque del eje que se introduce al sub-módulo del generador.

Nota: el modelo dinámico de la velocidad del generador no es incluido debido a que este se encuentra dentro del modulo del generador de inducción.

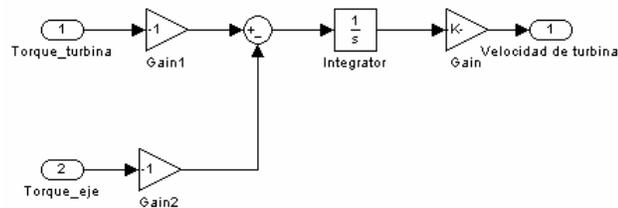


Figura 96. Diagrama Esquemático del Modelo Dinámico de la Velocidad de la Turbina de Viento.

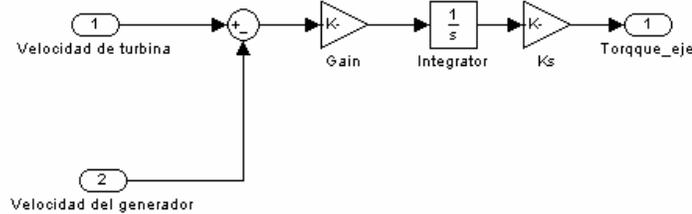


Figura 97. Diagrama Esquemático del Modelo Dinámico del Torque del Eje.

Luego de haber aclarado los modelos con los cuales se va a trabajar se procede a realizar una serie de pruebas que ratifiquen que el sub-módulo del eje que se encuentra en estudio en nuestro programa presentan un buen funcionamiento al compararlo con el implementado en SIMULINK.

Pruebas realizadas en el modelo del eje.

En esta oportunidad se realizarán unas pruebas que consistirán en introducir cambios de potencia mecánica o torque, en el modelo patrón de SIMULINK y en el sub-módulo del eje acoplado con el sub-módulo del generador de inducción creados con la ayuda del programa MATLAB, con la finalidad de contrastar los resultados obtenidos en ambos programas para ratificar el pleno funcionamiento del sub-módulo del eje creado en este Trabajo Especial de Grado. Es importante resaltar que esta prueba se realiza acoplando el sub-módulo del eje con el del generador de inducción debido a que este necesita para funcionar un impulsor que en este caso será una entrada de torque mecánico y una carga que la representara el generador de inducción.

Ahora se presentan los parámetros tanto del modelo del eje como los del generador de inducción:

Tabla 33. Parámetros del Eje

Características del eje	Value
Constante de inercia de la Turbina	2.5 s
Constante de inercia del Generador	0.5 s
Coefficiente de Rigidez	0.3 p.u./el.rad

Tabla 34. Parámetros del Generador de Inducción

Características del Generador	Value
Numero de polos p	4
Velocidad del Generador	1517 RPM
Inductancia Mutua L_m	3 p.u.
Enlace de Flujo del Estator $L_{s\sigma}$	0.1 p.u.
Enlace de Flujo del Rotor $L_{r\sigma}$	0.08 p.u.
Resistencia del Estator R_s	0.01 p.u.
Resistencia del Rotor R_r	0.01 p.u.
Capacitor de Compensación	0.5 p.u.
Constante de Inercia	0.5 s

Es importante resaltar que el coeficiente de la rigidez del eje es uno de los más importantes debido a que el mismo nos indica el tipo de eje con el cual estamos trabajando, por ejemplo en nuestro caso lo estamos haciendo con un eje suave debido a que el mismo posee la propiedad de absorber cambios de potencia bruscos producto de la variación de la velocidad por tal motivo el bajo valor de este, pero si estuviésemos trabajando con una turbina a gas en la cual los cambios de velocidad son mínimos es decir que idealmente la potencia se mantiene constante se utilizaría un eje rígido donde el valor del coeficiente de rigidez sería mucho mayor con un valor alrededor de 30 o 40s

Disminución de Potencia Mecánica

En este caso se lleva a cabo la prueba realizando una disminución en la potencia mecánica de una magnitud de 0.05 [p.u.] en la entrada del modelo del eje acoplado con el generador de inducción que se tomó como patrón en SIMULINK y en los sub-módulo acoplados realizado en MATLAB, los cuales son objeto de estudio en este Trabajo Especial de Grado. Esta disminución de potencia se realiza en los sub-módulo creados con la finalidad de observar los diferentes comportamientos que se pueden presentar en algunas variables de interés como la potencia eléctrica, potencia reactiva, velocidad, deslizamiento y compararlos con los resultados obtenidos de las curvas patrón para ratificar el buen funcionamiento de estos sub-módulo acoplados.

Potencia Mecánica

La curva de la Figura 98 representa el cambio de potencia mecánica amortiguado que sale del eje y entra al generador, esta es de gran importancia debido a que los cambios de la potencia mecánica que entran al sub-módulo del generador se ven reflejados directamente en los valores que se obtiene en las variables de interés como potencia eléctrica, potencia reactiva, deslizamiento, velocidad entre otras.

Al principio la curva presenta un estado estable, que cambia en un tiempo de 1 s, momento en el que se produce la disminución de potencia que tiene una magnitud de 0.05 [p.u.] y va desde un valor de -1 [p.u.] hasta -0.95 [p.u.]. Luego de ese instante se observa un periodo transitorio sub-amortiguado con un tiempo de duración de aproximadamente 7.35 s, para llegar a un periodo de régimen estable.

Es importante resaltar que este comportamiento de la potencia mecánica es debido a la naturaleza del eje que se encarga de cumplir su función de suavizar los cambios bruscos de potencia mecánica que entra al generador.

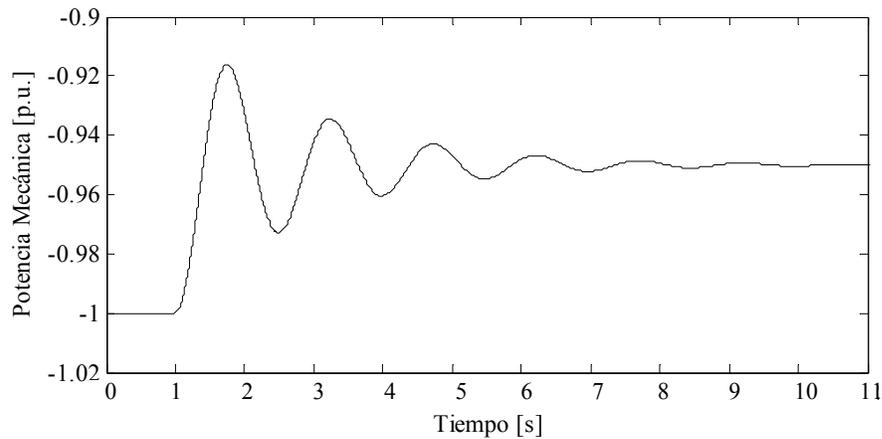


Figura 98 Cambio de Potencia Mecánica (disminución).

Potencia Eléctrica

Al observar las curvas de la Figura 99 se puede decir que el comportamiento de estas es muy semejante, ratificando así el buen funcionamiento de los dos sub-módulos acoplados. Ahora tomando los valores iniciales tanto de la curva patrón como de las curvas creadas en esta investigación se tiene que los valores en estado estable antes del transitorio son 0.977 p.u. para la curva patrón y 0.977 p.u. para la curva en estudio, dando un error de diferencia entre ambos de aproximadamente 0.010235% y luego del transitorio 0.9291 p.u. y 0.9271 obteniéndose una diferencia de 0.2152%.

Durante el periodo transitorio el cual posee una duración de aproximadamente 7.35 s siendo un poco mayor que el de la potencia mecánica debido a al comportamiento natural de la maquina, se tiene una amplitud mínima de 0.8967 p.u. en la curva patrón y 0.8982 p.u. en la curva creada con los sub-módulos acoplados, presentando una diferencia de 0.16728%.

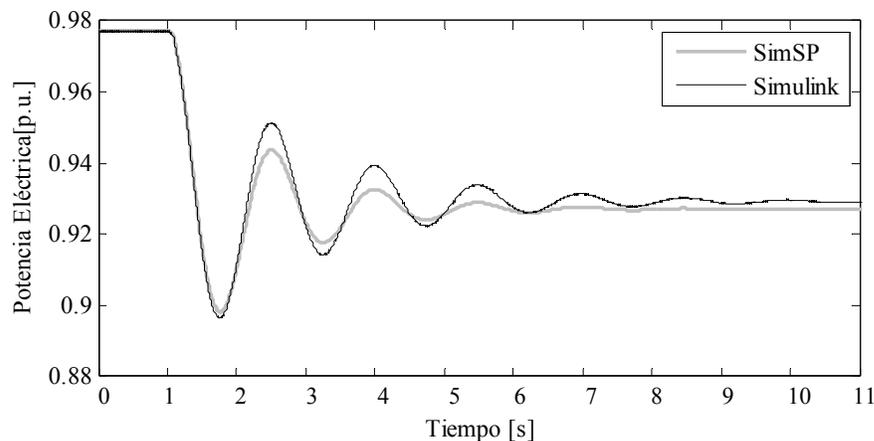


Figura 99 Potencia Eléctrica (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).

Potencia Reactiva

Cuando se observan las curvas de la Figura 100, al igual que en la parte anterior se puede ratificar el buen funcionamiento de los sub-módulos creados en esta investigación acoplados, debido a la gran semejanza en el comportamiento de ambas curvas. Por otro lado al tomar algunos valores en condiciones iniciales, en el primer sobre impulso del estado transitorio y en estado estable luego de haber pasado el transitorio se obtiene que el error existente en la diferencia de ambas curvas es de 0.366442%, 0.368852% y 0.580232%.

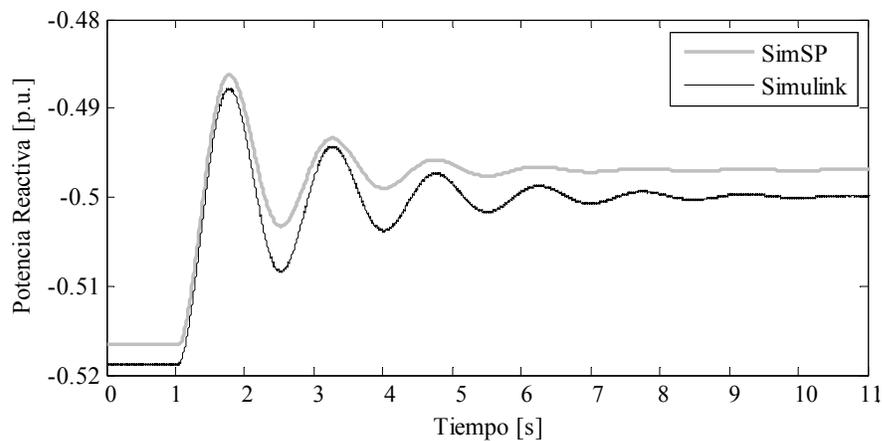


Figura 100 Potencia Reactiva (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).

Deslizamiento

Al igual que en las partes anteriores se compararon las curvas de la Figura 101 trayendo como resultado una gran concordancia entre los comportamientos de ambas, lo cual da fe del buen funcionamiento de estos sub-módulos acoplados. Sacando la diferencia existente entre ambas curvas para diferentes puntos se tiene que en condición estable antes del transitorio la diferencia es de aproximadamente 0.059%, y en condición estable luego del transitorio presentan una diferencia de 0.049422%.

Por último al observar el estado transitorio sub-amortiguado se tiene que el mismo presenta un tiempo de duración de 7.35 s con una diferencia entre las magnitudes mínimas de aproximadamente 0.049441%.

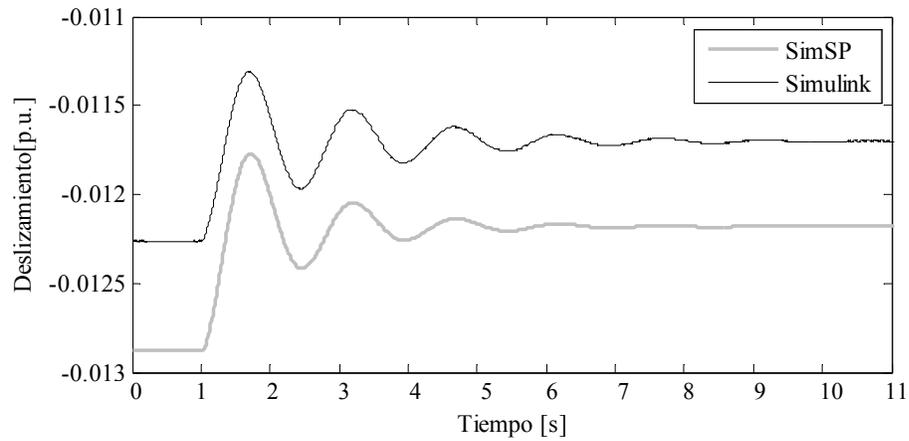


Figura 101 Deslizamiento (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).

Velocidad

Debido a que la velocidad depende directamente del deslizamiento es posible afirmar que tanto los comportamientos como las diferencia entra ambas curvas son muy semejantes, esto se puede constatar al observar que la diferencia en estado estable entre las curva de la Figura 102 son muy parecidas dando un valor de 0.059%, por tal razón se podría afirmar el buen funcionamiento de estos sub-módulos. Al observar la Tabla 37, se puede verificar que los resultados obtenidos en el deslizamiento son iguales a los de velocidad.

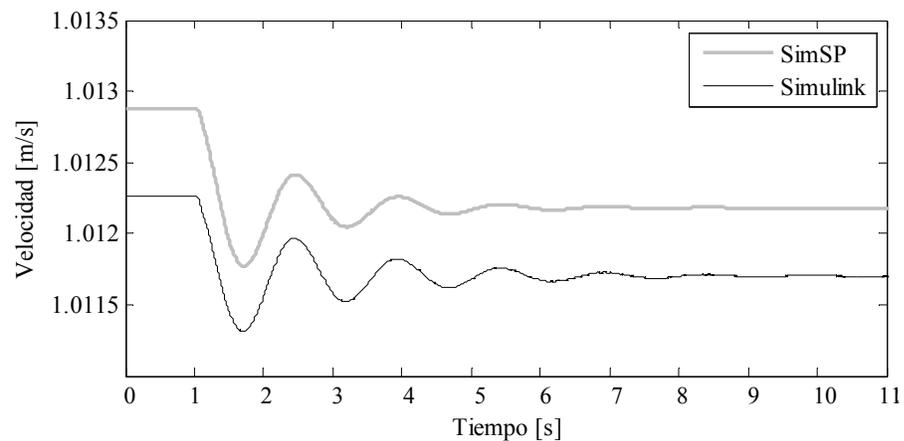


Figura 102 Velocidad (Disminución de Potencia Mecánica con Eje).

Tabla 35. Valores obtenidos de SIMULINK

Variables	Valores obtenidos de SIMULINK			
	Valor inicial	Valor final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
P_{elec} [p.u.]	0.977	0.9291	0.8967	8
Q_{elec} [p.u.]	-0.5185	-0.4998	-0.488	8
s [p.u.]	-0.01225	-0.01169	-0.0113	8
V [m/s]	1.0122	1.0117	1.0113	8

Tabla 36. Valores obtenidos de MATLAB

Variables	Valores obtenidos de MATLAB			
	Valor _ inicial	Valor _ final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
P_{elec} [p.u.]	0.9771	0.9271	0.8982	8
Q_{elec} [p.u.]	-0.5166	-0.4969	-0.4862	8
s [p.u.]	-0.01288	-0.01218	-0.01177	8
V [m/s]	1.0129	1.0122	1.0118	8

Tabla 37. Diferencia Existente entre las Curvas de SIMULINK y las Creadas con MATLAB

Variables	Error (%)			
	Valor _ inicial	Valor _ final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
Potencia Eléctrica	0.010235	0.215262	0.16728	8
Potencia Reactiva	0.443245	0.580232	0.368852	8
Deslizamiento	0.059271	0.049422	0.049441	8
Velocidad	0.059271	0.049422	0.049441	8

Aumento de Potencia Mecánica

En este caso se realiza la misma prueba que en la parte anterior con la diferencia que se introduce un aumento de potencia de 0.05 [p.u.], esta al igual que las pruebas anteriores tiene como principio verificar el buen funcionamiento de los dos sub-módulo creado en este Trabajo Especial de Grado.

Potencia Mecánica

Las curvas que se presentan en la Figura 103 representan el cambio de potencia mecánica amortiguado que sale del eje y entra al generador.

Al principio la curva presenta un estado estable, que cambiara en un tiempo de 1 s, momento en el que se produce el aumento de potencia que tiene una magnitud de 0.05 [p.u.] y va desde un valor de -1 [p.u.] hasta -1.05 [p.u.]. Luego de ese instante se observa un periodo transitorio sub-amortiguado con un tiempo de duración de aproximadamente 8 s, para llegar a un periodo de régimen estable.

También es importante resaltar que el comportamiento de la potencia mecánica es debido a la naturaleza del eje que se encarga de cumplir su función de suavizar los cambios bruscos de potencia mecánica que entra al generador.

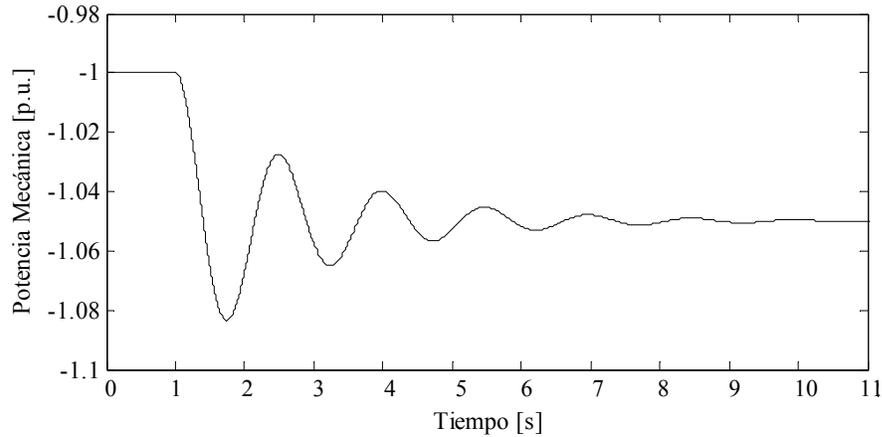


Figura 103 Cambio de Potencia Mecánica (aumento).

Potencia Eléctrica

Si se observa el comportamiento de ambas curvas se puede decir que es similar, presentando una pequeña diferencia la cual se puede constatar al ir a los resultados de la Tala 40,

Al igual que en la parte anterior esta curva presenta un periodo de tiempo estable, transitorio y estable al final del transitorio. Es importante resaltar que en comparación con las curvas de potencia eléctrica en las cuales se encontraba el sub-módulo del generador de inducción solo el periodo de tiempo del transitorio en esta oportunidad es mucho mas largo.

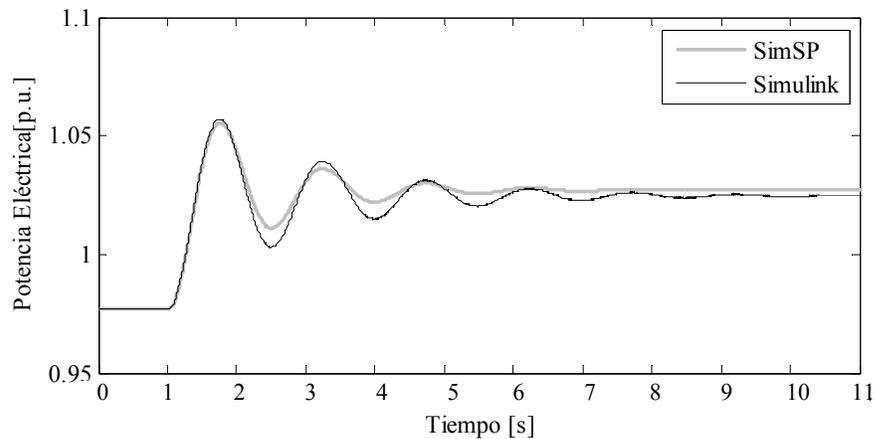


Figura 104 Potencia Eléctrica (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).

Potencia reactiva

En este caso, si se observa la Figura 105 se puede constatar que ambas curvas tanto la patrón, como la que resulta del acople de los dos sub-módulos son semejante dando fe del pleno funcionamiento de estos sub-módulos.

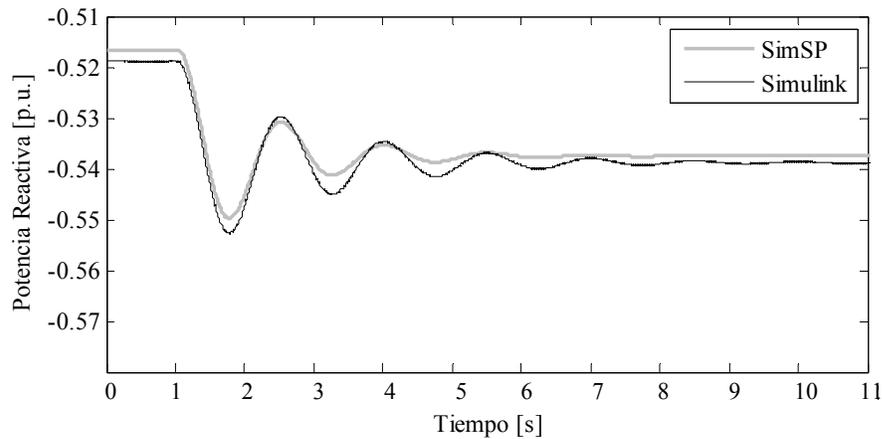


Figura 105 Potencia Reactiva (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).

Deslizamiento

Como se dijo anteriormente el deslizamiento es una de las variables más importantes de la máquina de inducción, debido a que el mismo nos puede indicar la zona en la cual se encuentra trabajando. En este caso se busca ratificar el buen funcionamiento de los dos sub-módulos acoplados comparándolos con el modelo de Simulink. Por otro lado si se observa la Figura 106, se puede notar que ambas curvas presentan el mismo comportamiento, lo cual se puede constatar al observar los valores de las diferencias en la Tabla 40.

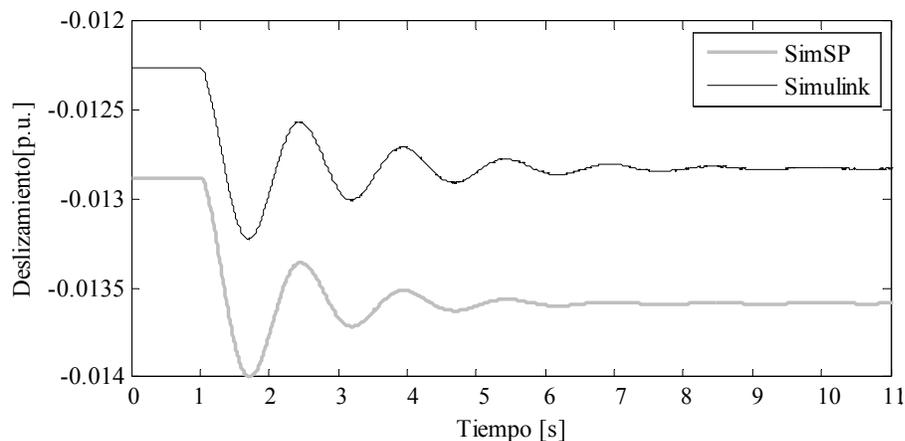


Figura 106 Deslizamiento (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).

Velocidad

La velocidad depende directamente del deslizamiento, por tal motivo se podría decir que al igual que en el deslizamiento los valores de la velocidad también ratifican el pleno comportamiento de los dos sub-módulos acoplados.

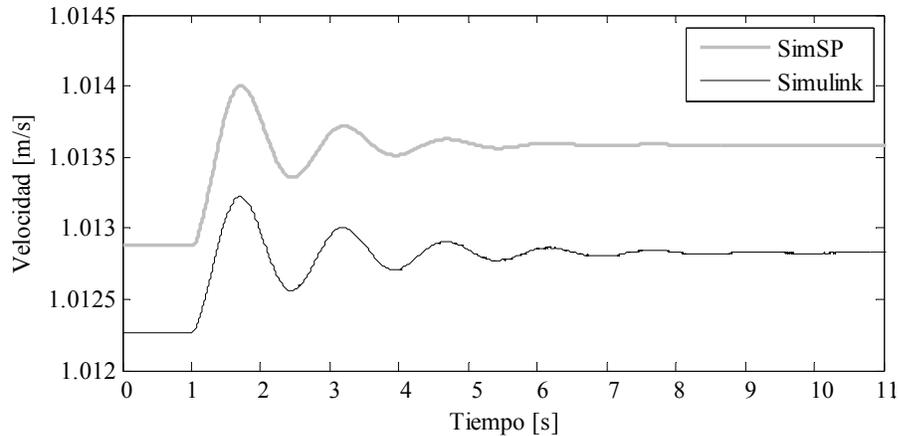


Figura 107 Velocidad (Aumento de Potencia Mecánica con Eje).

En las siguientes tablas se presentan los valores en diferentes puntos de las curvas en estudio y las obtenidas con SIMULINK. Los puntos más relevantes son: régimen de estado estable antes del cambio de potencia mecánica, el régimen de estado estable luego de la perturbación y por ultimo sobre impulso en régimen de estado transitorio después de la perturbación.

Tabla 38. Valores Obtenidos de SIMULINK

Variables	Valores obtenidos de SIMULINK			
	Valor_inicial	Valor_final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
P_{elec} [p.u.]	0.977	1.025	1.0573	8
Q_{elec} [p.u.]	-0.5185	-0.5389	-0.5529	8
s [p.u.]	-0.01225	-0.01282	-0.01322	8
V [m/s]	1.0123	1.013	1.0132	8

Tabla 39. Valores obtenidos de MATLAB

Variables	Valores obtenidos de MATLAB			
	Valor_inicial	Valor_final	Sobre impulso	Tiempo Transitorio
P_{elec} [p.u.]	0.9771	1.027	1.056	8
Q_{elec} [p.u.]	-0.5166	-0.5375	-0.5497	8
s [p.u.]	-0.01288	-0.01359	-0.014	8
V [m/s]	1.0129	1.0136	1.014	8

Tabla 40. Diferencia existente entre las curvas de SIMULINK y las creadas con MATLAB

Variables	Error (%)			
	Valor inicial	Valor final	Pico Máximo	Tiempo Transitorio
Potencia Eléctrica	0.010235	0.195122	0.122955	8
Potencia Reactiva	0.443245	0.259788	0.578767	8
Deslizamiento	0.059271	0.05923	0.078958	8
Velocidad	0.059271	0.05923	0.078958	8

5.5. Sub-módulo de Turbina de Viento Velocidad Constante

La turbina de viento es una de las partes mas importantes de todo el módulo en lo que a transformación de energía respecta, debido a que esta tiene como función tomar la energía cinética contenida en el viento y transformarla en energía mecánica. Es importante resaltar que no toda la energía contenida en el viento es transformada en energía mecánica debido a que existen perdidas, es decir solo se puede transformar una fracción de la energía contenida en el viento y esa fracción es denominada coeficiente de potencia C_p .

Modelo Implementado en SIMULINK

Este modelo es basado en un estudio de estado estable con las características de la potencia de la turbina. La rigidez del tren es infinita, el factor de fricción y la inercia de la turbina deben ser combinadas con las del generador acoplado. La potencia de salida de la turbina es dada por la siguiente ecuación.

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_{wind}^3 \quad (151)$$

Donde

- P_m : Potencia mecánica que sale de la turbina
- c_p : Coeficiente de potencia de la turbina
- ρ : Densidad del aire (kg/m^3)
- A : Área barrida por el rotor de la turbina (m^2)
- v_{wind} : Velocidad del viento
- λ : Relación de velocidad de punta
- β : Angulo de paso

La ecuación anterior debe ser normalizada en por unidad para este modelo

$$P_{m_pu} = k_p c_{p_pu} v_{wind_pu}^3 \quad (152)$$

- P_{m_pu} : Esta es la potencia en por unidad para valores particulares de ρ y λ
- c_{p_pu} : coeficiente de potencia en p.u. del máximo valor de c_p
- v_{wind_pu} : velocidad del viento en pu de la base de la velocidad del viento
- k_p : Ganancia de potencia para $c_{p_pu}=1$ $V_{wind_pu}=1$, k_p es menor o igual a 1

Una ecuación genérica es usada en este modelo $c_p(\lambda, \beta)$. Esta ecuación es basada en la modelación características de Heier.

$$c_p(\lambda, \beta) = c1 \left(\frac{c2}{\lambda_i} - c3\beta - c4 \right) e^{\frac{-c6}{\lambda_i}} + c6\lambda \quad (153)$$

Con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (154)$$

Los coeficientes van desde c1 a c6 y presentan los siguientes valores c1=0.5176, c2 = 116, c3 = 0.4, c4 = 5, c5 = 21 y c6 = 0.0068. Las características de c_p - λ para diferentes valores de β , se representan en la Figura E . El máximo valor de c_p ($c_{pmax}=0.48$) logrado para $\beta=0$ grados y $\lambda=8.1$. Este particular valor de λ es definido como un valor nominal.

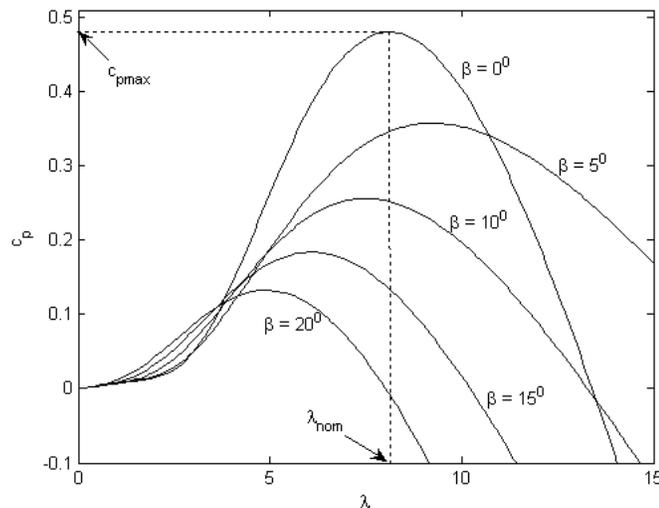


Figura 108 Coeficiente de Potencia Versus Razón de Velocidad de Punta

Al analizar el modelo presentado en SIMULINK nos podemos dar cuenta que este es un modelo normalizado bajo unos valores de la razón de velocidad de punta y coeficiente de potencia ya preestablecidos, por tal razón no cumple con las condiciones del sub-modulo creado en esta investigación, además de trabajar también con las constantes de Heder las cuales se podría decir que no son aplicables debido a que en la actualidad existen unos valores que aproximan mas el modelo de la turbina de viento a la realidad. Por ende se propone la implementación de este modelo en el programa SIMULINK.

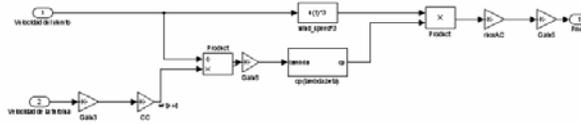


Figura 109. Modelo de la Turbina de Viento Implementado en SIMULINK

Pruebas realizadas en el modelo de la turbina de viento de velocidad constante.

Para caracterizar el pleno comportamiento de la turbina de viento ante diferentes situaciones se realizan una serie de pruebas las cuales consisten principalmente en realizar las curvas del coeficiente de potencia versus la razón de velocidad de punta, y someter el sub-módulo de la turbina a diferentes cambios de la velocidad del viento.

Las características de la turbina de viento de velocidad constante son

Tabla 41. Características para la Simulación de una Turbina de Viento

Características de la turbina de viento	Valores
Velocidad del Rotor	17 RPM
Diámetro del Rotor	75 m
Área Cubierta por el Rotor	4418 m ²
Potencia Nominal	2 MW
Velocidad Nominal del Viento	15 m/s
Relación de la Caja Convertidora	1:89
Constante de Inercia	2.5 s

Curvas características de la turbina de viento de velocidad constante

En la Figura 110 se representa el coeficiente de potencia en función de la razón de velocidad de punta. Ahora observando la curva se puede decir que la máxima potencia absorbida desde el viento se encuentra cuando los valores de la razón de la velocidad de punta están comprendidos entre 8 a 10 veces la velocidad del viento que entra en la turbina de viento.

Por tal motivo el funcionamiento del sub-módulo de la turbina de viento es aceptable debido a que los valores mas altos del coeficiente de potencia son típicamente obtenidos para valores de la razón de velocidad en el rango de 8 a 9 veces la velocidad del viento entrante en la turbina de viento[22].

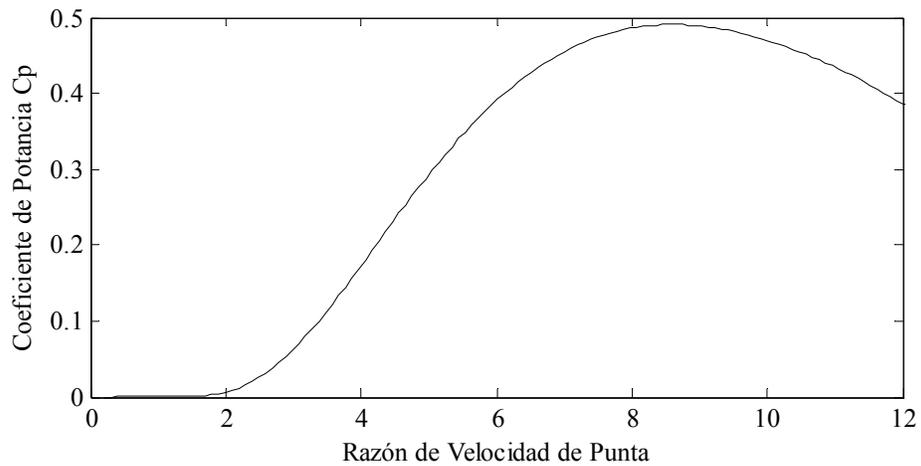


Figura 110 Coeficiente de Potencia C_p Versus Razón de Velocidad de Punta λ de la Turbina de viento de Velocidad Constante en Estudio.

Después de mostrar las curvas características de la turbina de viento se procede a realizar unos cambios en la velocidad del viento con la finalidad de observar el comportamiento de la turbina conectada con el generador.

Disminución de la velocidad del viento

En este caso se procederá a realizar un cambio en la velocidad del viento que va desde un valor de 15 m/s hasta 13.75 m/s , el cual se representa en la Figura 111.

Luego en la Figura 112 se observa una pequeña distorsión depuse del cambio de la velocidad del viento, lo cual es atribuido a la inercia de la turbina.

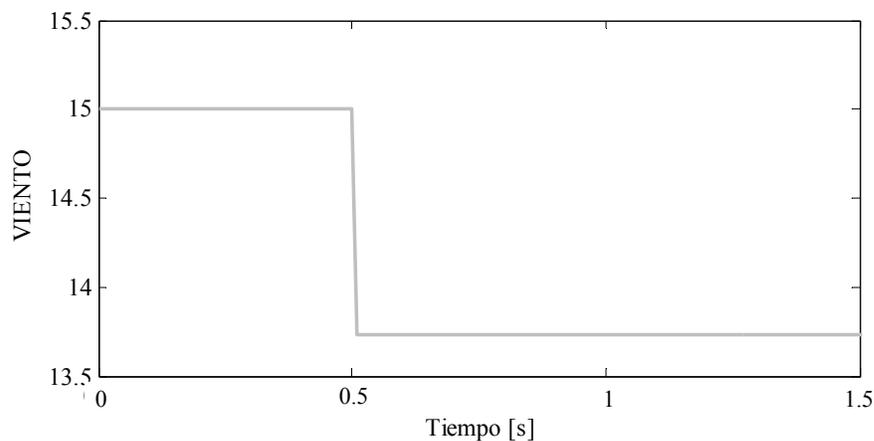


Figura 111 Cambio en la Velocidad del Viento (Disminución).

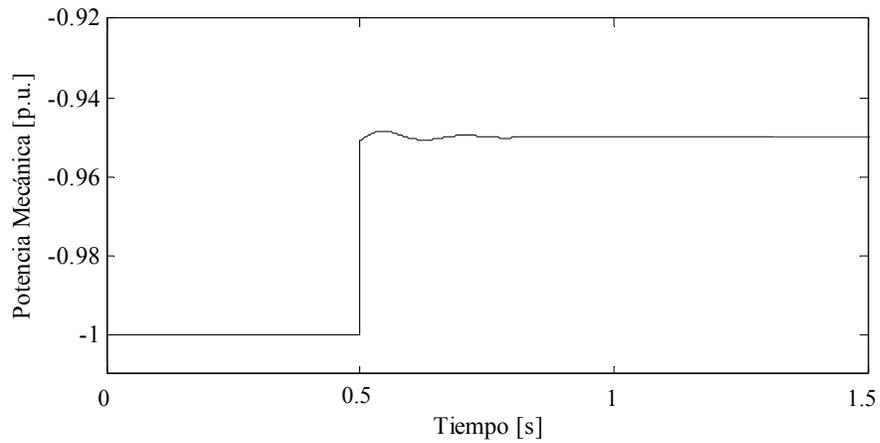


Figura 112 Potencia Mecánica (Disminución de la Velocidad del Viento).

Al observar la Figura 112 se puede verificar el comportamiento que tiene la turbina de viento de velocidad constante al ser sometida a cambios de la velocidad del viento, en este caso al disminuir la velocidad del viento automáticamente también lo hace la potencia mecánica que sale de la turbina.

Aumento de la velocidad del viento

En esta oportunidad se realiza un aumento de la velocidad del viento que va desde un valor de 13.75 m/s a 15 m/s, como se puede observar en la Figura 113

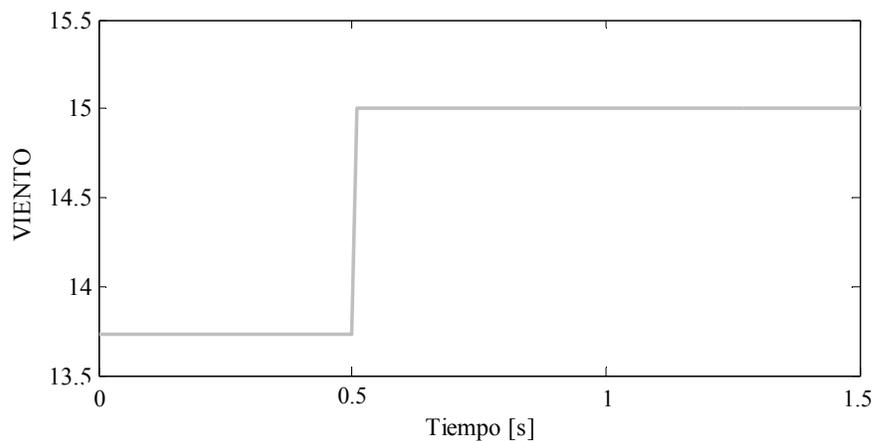


Figura 113 Cambio en la Velocidad del Viento (Aumento).

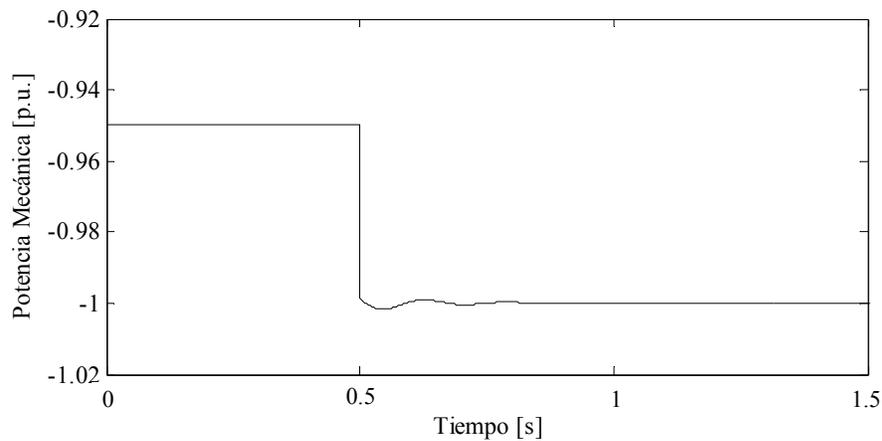


Figura 114 Potencia Mecánica (Aumento de la Velocidad del Viento).

Al aumentar la velocidad del viento desde un valor menor al nominal hasta el valor nominal automáticamente la potencia también lo hace.

Observar estas curvas se podría decir que la turbina de viento presenta un buen comportamiento, y a su vez se encuentra funcionando en buen estado.

5.6. Validación del Módulo en estudio

Ahora luego de haber estudiado el funcionamiento de todos los sub-módulos por separado se procede a verificar el desenvolvimiento de los mismos en el momento en el cual se procede a acoplarlos.

Para este estudio tanto el modelo se SIMULINK como el creado en esta investigación son sometidos a una serie de cambios de la velocidad del viento en la entrada de del sub-módulo de la turbina, con la finalidad de verificar el buen desempeño de todos los sub-módulos en estudio acoplados.

Al observar la curva de la Figura 115 se visualizan una serie de cambios repentinos en la velocidad del viento, los cuales se deberían ver reflejados directa mente en las variables de salida de este módulo.

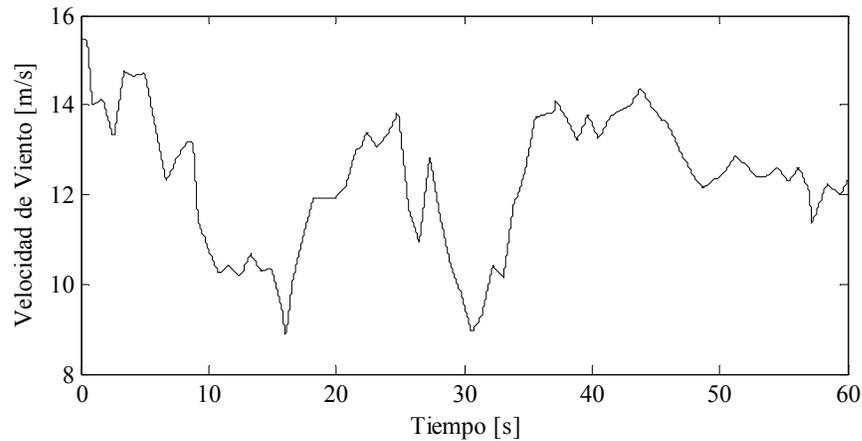


Figura 115 Serie de tiempo de la velocidad del viento conseguida a partir de la Tesis Doctoral denominada ‘Modelling and Impact on Power System Dynamics’

Ahora si observamos las siguientes figuras se podría decir que módulo se encuentra funcionando bien ya que al los resultados obtenidos con el modulo en estudio son muy semejante a los del programa SIMULINK, una de las principales características que se presentan en estas curvas es el funcionamiento del eje el cual como se ve en la Figura 116 suaviza totalmente los cambios de potencia mecánica que se van a introducir al generador de inducción.

Para realizar la comparación entre las dos curvas se tomaron cuatro puntos críticos dentro de la simulación en determinados tiempos:

Tabla 42. Puntos Críticos Tomados en las Graficas

Puntos	Tiempo
Punto 1	16.84 s
Punto 2	25.43 s
Punto 3	33.58 s
Punto 4	45.63 s

En estos puntos se tomaron los valores de la curva patrón y la creada en este Trabajo Especial de Grado para luego sacar el error porcentual existente entre ambas curvas.

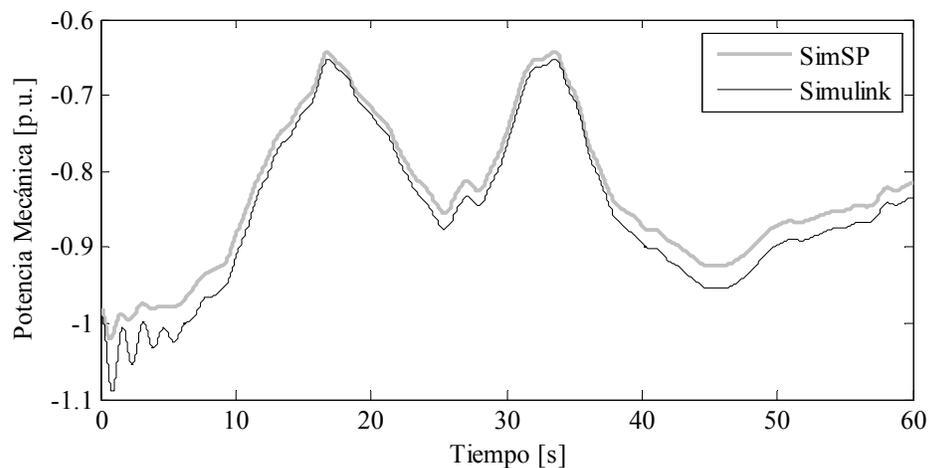


Figura 116 Potencia mecánica

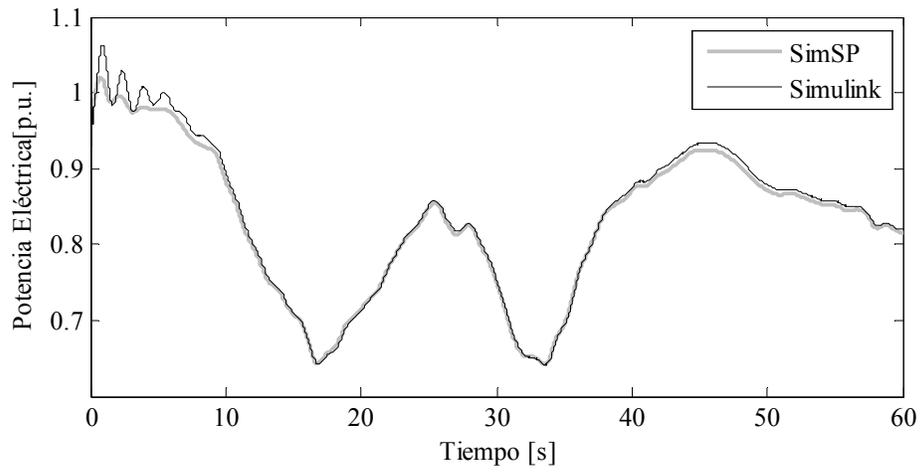


Figura 117 Potencia Eléctrica

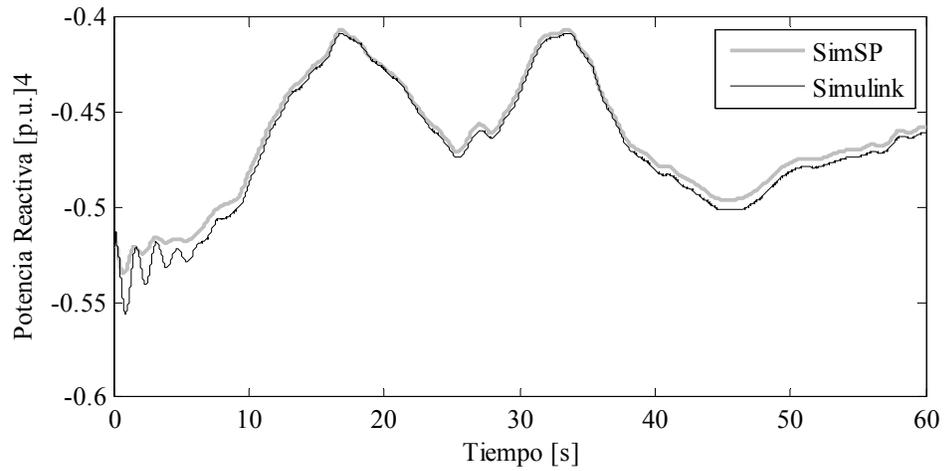


Figura 118 Potencia Reactiva

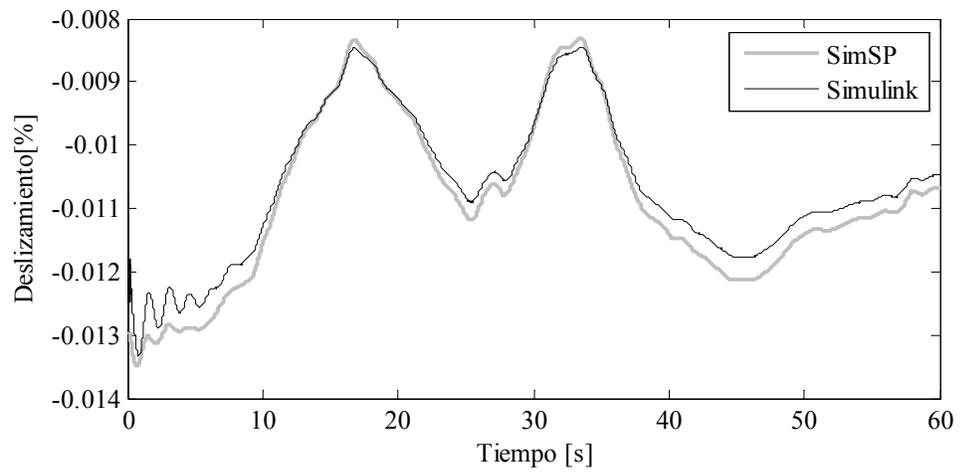


Figura 119 Potencia deslizamiento

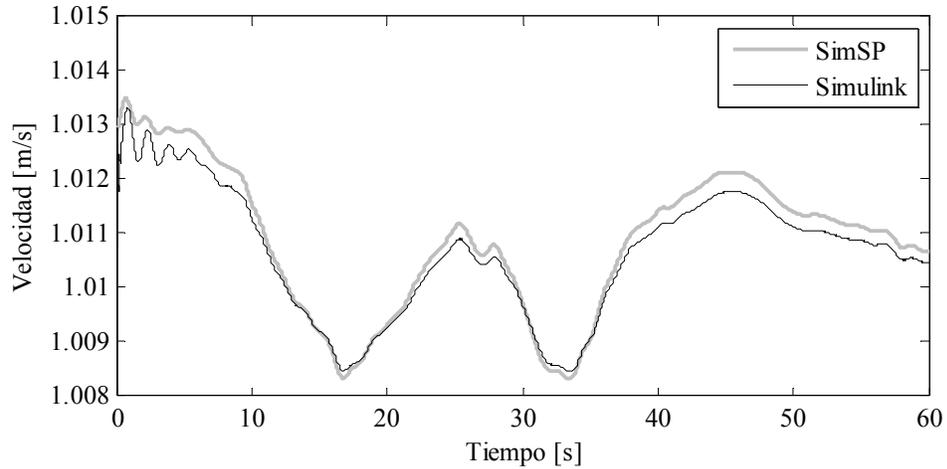


Figura 120 Potencia deslizamiento

Continuación se presentan los valores obtenidos en las curvas para los diferentes puntos mencionados arriba

Tabla 43. Valores Obtenidos de las Curvas de Creadas con SIMULINK

Variables	Valores encontrados con las curvas de SIMULINK en los diferentes puntos			
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4
$P_{mec} [p.u.]$	-0.6529	-0.8766	-0.6524	-0.9543
$P_{elec} [p.u.]$	0.6425	0.8587	0.642	0.9333
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.409	-0.4749	-0.4088	-0.5025
$s [p.u.]$	-0.008754	-0.0112	-0.008749	-0.01206
$V [m/s]$	1.009	1.011	1.009	1.012

Tabla 44. Valores Obtenidos con las Curvas Creadas en MATLAB

Variables	Valores encontrados con las curvas de MATLAB en los diferentes puntos			
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4
$P_{mec} [p.u.]$	-0.6427	-0.8552	-0.642	-0.9235
$P_{elec} [p.u.]$	0.6427	0.8552	0.6419	0.9235
$Q_{elec} [p.u.]$	-0.4063	-0.4706	-0.4061	-0.4956
$s [p.u.]$	-0.008329	-0.01119	-0.008318	-0.01213
$V [m/s]$	1.008	1.011	1.008	1.012

Tabla 45. Error Obtenido de la Curva Patrón con Respecto a la Creada en esta Investigación

Variables	Error (%) encontrado en los diferentes puntos			
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4
P_{mec}	1.56226	2.44125	1.59411	3.2275
P_{elec}	0.031128	0.407593	0.015576	1.05004
Q_{elec}	0.660147	0.905454	0.66047	1.37313
s	0.099108	0	0.099108	0
V	0.099108	0	0.099108	0

Ahora por ultimo luego de haber constatado el pleno funcionamiento del un Módulo para la Simulación Digital del comportamiento Dinámico de Turbinas de Viento de eje Horizontal Impulsando Generadores de Inducción se utilizara como referencia documental la tesis doctoral denominada ‘*Modelling and Impact on Power System Dynamics*’ con la finalidad de comparar y validar el modulo en estudio.

Es importante resaltar que en este caso en particular se tubo que incluir el efecto que causa la sombra de la torre sobre la potencia mecánica que sale de la turbina, para poder validar completamente el modulo.

Este efecto son unas pequeñas fluctuaciones en la potencia que se dan a partir del paso de la pala por el frente de la torre donde existe un pequeño vació de la energía cinética contenida en el viento, y la frecuencia de estas pulsaciones se obtiene a partir del numero de palas de la turbina de viento y la velocidad de giro de la misma.

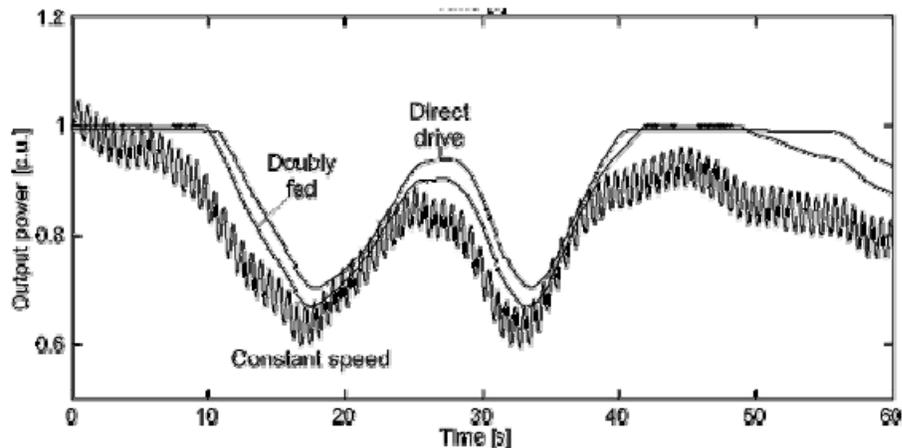


Figura 121 Curvas de Potencia Patrón

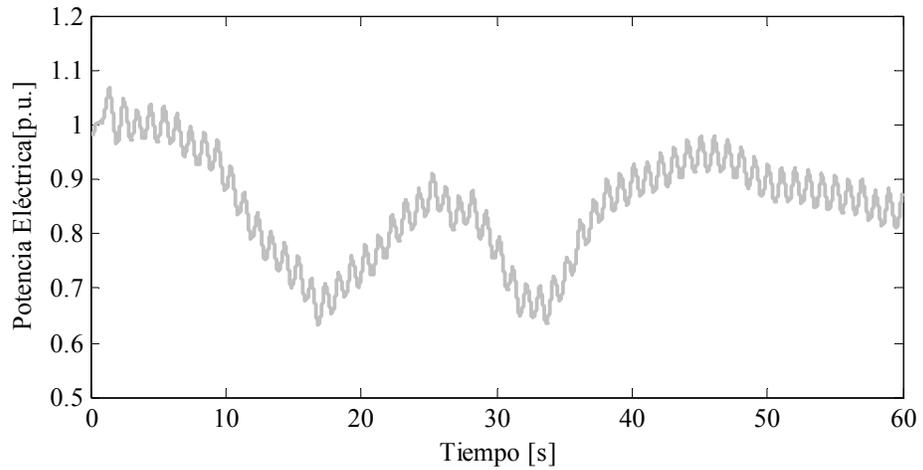


Figura 122 Efecto de Sombra Sobre la Potencia Eléctrica

Al comparar las diferentes curvas se podría decir que el modulo de una turbina de viento de velocidad constante con eje horizontal impulsando un generador de inducción se encuentra funcionando en optimas condiciones debido a que las diferencias que se presentan entre las curvas que se utilizaron como patrón y las creadas con el modulo en estudio son pequeñas aunado al hecho de que los comportamiento que siguen las misma es semejante.

Capítulo VI

Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

6.1.1. Generalidades

Durante la investigación elaborada se ha desarrollado inicialmente el estudio de los diferentes elementos que conforman al aerogenerador en estudio, lo que permite posteriormente la implementación de elementos dentro del programa SimSP. Para llevar a cabo estos procesos se debieron tomar en cuenta una serie de factores como la capacidad que tienen las turbinas de viento de suministrar energía al sistema de potencia, considerando la disponibilidad que tiene la energía proveniente del recurso eólico.

Otro factor importante que se debió tomar en cuenta es que las turbinas de viento no complican el balance de los sistemas a corto plazo, es decir ellas no presentan grandes fluctuaciones en la potencia eléctrica que se suministra a la red en el servicio a corto plazo.

El equilibrio a largo plazo es relativamente problemático debido a las constantes variaciones en la velocidad del viento que continuamente originan cambios en la potencia entregada por parte del aerogenerador, esto ocurre debido a que la energía generada por las turbinas de viento depende de la velocidad del viento. Este equilibrio o balance está íntimamente relacionado con los controles que posee el aerogenerador debido a que gracias a estos se logra un mejor aprovechamiento de la energía.

Una vez conocidos los diferentes fenómenos y consideraciones para llevar a cabo el estudio del aerogenerador de velocidad variable se procedió a realizar su implementación, caracterización y finalmente la validación del módulo desarrollado en la investigación.

Cumpliendo de manera satisfactoria todos los objetivos planteados inicialmente, ya que se lograron desarrollar de manera correcta la modelación e implementación del módulo computacional que permite realizar el análisis dinámico a generadores de inducción doblemente alimentado acoplado a turbinas de viento de velocidad variable de eje horizontal dentro del programa SimSP, como también se realizó con éxito la validación del mismo obteniéndose resultados excelentes ya que concordaron en gran

manera con establecidos por las curvas patrón que se han utilizado como referencia. Además de esto se han presentado una serie de aportes que no se encontraban dentro de los objetivos establecidos en el trabajo logrando también resultados muy satisfactorios.

Para profundizar aun mas en los aspectos de mayor relevancia que se han obtenido con el desarrollo de la investigación, se debe hacer hincapié en la modelación, implementación y validación, debido a que estos definieron la estructura del trabajo realizado.

6.1.2. Modelación e Implementación

Programa *SimComp2V*

La modelación de la turbina de viento de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado, generó la necesidad de desarrollar un modelo correspondiente a la velocidad del viento, lo que originó la implementación del simulador *SimComp2V* vital para obtener el comportamiento de la fuente primaria de energía (el comportamiento de la velocidad del viento).

El programa *SimComp2V* se efectúa de manera separada a SimSP, debido a que solo representa el comportamiento de la velocidad del viento el cual no es una variable que este directamente vinculada con el comportamiento dinámico del sistema de potencia, por tal razón los resultados de esta herramienta son entregados en forma de una serie de tiempo que es almacenada en un archivo de ExcelTM, para posteriormente ser utilizados como entradas en otros modelos.

Esta herramienta no se limita solamente para aplicaciones en turbinas de viento, ya que también puede ser utilizada para estudios en sistemas que requieran una serie de tiempo real de la velocidad del viento.

El programa *SimComp2V* tiene la capacidad de realizar la simulación de la velocidad viento mediante varios modelos: velocidad constante, por series de tiempos tabuladas y por medio de dos modelos estocásticos del viento que dependen de la escala de tiempo que se desee simular. Gracias a los diversos modelos implementados en la herramienta *SimComp2V*, se asegura que puede suplir cualquier necesidad que tenga el usuario. Además permite reducir el tiempo empleado para el calculo de esta clase de variable, logrando ampliar el estudio de otros sistemas que necesiten la velocidad del viento para su desarrollo (considerando en un segundo plano a la velocidad del viento), así como

también permite generar gran cantidad de series de tiempo sin contar con una amplia base de datos ya que se cuenta con un modelo estocástico que no posee grandes requerimientos en lo que a parámetros respecta.

Módulo GIJA

El desarrollo de la turbina de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla, trajo consigo el desarrollo de una serie de submódulos que conforman el módulo GIJA los mismos se dividen en: rotor eólico, eje mecánico y generador de inducción con rotor jaula de ardilla.

El modelo del rotor eólico necesitó de un análisis muy particular para comprender su comportamiento ante las distintas condiciones de viento que se presenten en el sistema, debido a que se puede tener velocidades de viento constantes o variables, así como variaciones del ángulo de paso que se encargan de mantener el valor de la potencia mecánica en su punto óptimo.

Para el estudio de estas condiciones se consideraron los modelados del rotor de la turbina de viento por medio de: funciones aproximantes y polinomios aproximantes. Presentándose que la aplicación de funciones aproximantes permite el desarrollo de diversas clases de turbinas con un menor requerimiento de datos, caso contrario es el establecido por los polinomios aproximantes debido a que los mismos requieren de una amplia base de datos para el desarrollo de las aproximaciones concernientes a la determinación de los coeficientes que conforman el polinomio.

La modelación por polinomios aproximantes se caracteriza por que la misma puede ser ampliada a medida que se agreguen datos para aquellas turbinas que no se han considerado en la investigación y permitir así construir el polinomio con el cual se pueda aproximar su comportamiento.

Ambas clases de modelación contemplan que su uso no está limitado solo a generadores de inducción con rotor jaula de ardilla sino que también puede ser implementado junto a cualquier otra clase de generador.

Debido a que se requiere una simulación más precisa y detallada del comportamiento de la turbina eólica resultó necesario la modelación e implementación de un filtro pasabajo cuya función radica en disminuir las fluctuaciones existentes en la velocidad del viento trayendo consigo a que se considere dicho filtro como una aproximación real de la

inercia del aerogenerador. Esta aseveración es valida debido a que en realidad el rotor eólico gracias a su inercia no permite cambios extremos en la potencia mecánica ya que absorbe gran parte de las fluctuaciones existentes en la velocidad del viento.

En el caso del sub-módulo del eje, se puede decir que este es uno de los mas importantes ya que el mismo se encarga de amortiguar los cambios bruscos de la potencia mecánica, que se presentan en la salida de la turbina debido a las diferentes variaciones de la velocidad del viento con la finalidad de que los mismos no se vean reflejados directamente en la entrada del generador. La principal finalidad del modelo del eje al igual que el filtro pasabajo es la de asemejar mas a la realidad el comportamiento del modulo creado en esta investigación.

Para el caso concerniente al sub-módulo del generador de inducción con rotor jaula de ardilla se realizaron una serie de consideraciones en lo referente a las escalas de tiempo tratadas, lo cual trajo consigo que los transitorios del estator fuesen obviados debido a que en primer lugar la red es modelada como una matriz admitancia y se omiten los transitorios de la red además de esto su rango de influencia se encuentra fuera de la escala de tiempo considerada para el estudio. Otro inconveniente tomado en cuenta son los tiempos de computo necesarios para realizar una simulación considerando estos transitorios, porque implican un aumento en la duración de la simulación. Partiendo de esta última premisa se debe considerar que no seria factible simular grandes sistemas de potencia considerando los transitorios de estator y de la red.

Esto motivo el estudio de un modelo que en su mayoría presento un enfoque de carácter estacionario,

Posterior para desarrollo de este módulos se procedió a acoplarlos todos los sub-módulos para que interactuaran y por ende se conformo la turbina de viento de velocidad fija con eje horizontal impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla dando origen así al módulo GIJA. De esta manera se pudo desarrollar la implementación del módulo que funciono de forma tal que permitió ubicar y depurar rápidamente los errores e inconvenientes que se presentaron mientras se llevaba a cabo.

6.1.3. Validación

Uno de los objetivos más importantes de esta investigación fue llevar a cabo la validación del programa desarrollado, lo que permitió demostrar el correcto funcionamiento del módulo.

Destacando que la confiabilidad de los resultados obtenidos ante los diversos cambios y variaciones a las que fue expuesto el módulo dentro de SimSP, se realizó la reproducción de las simulaciones realizadas con el programa computacional Simulink, y resultados efectuados en la simulación del comportamiento dinámico de esta turbina realizado en el trabajo doctoral de P.h.D. J.G. Slootweg.

Al realizar la comparación de los resultados obtenidos con el módulo en estudio y las curvas patrón se observó que los mismos eran muy parecidos, dando errores por debajo de 0.9%, por tal razón se puede decir que la implementación módulo de una turbina de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla fue exitosa.

Por otro lado cuando se observaron los resultados obtenidos por Slootweg, en su tesis doctoral se pudo constatar el pleno funcionamiento del módulo creado en esta investigación debido a que los resultados obtenidos presentaban los mismos comportamientos y amplitudes.

Especial mención tiene el hecho que en la referencia usada en la validación solo se cuenta con la graficas de velocidad del viento y potencia. Destacándose que no se dispuso de la serie de tiempo de la velocidad del viento empleada por el autor, sino que se debió efectuar una digitalización aproximada de la misma, de modo que se admite una aproximación inicial, que por supuesto colabora con las pequeñas discrepancias encontradas en los resultados.

Por otra parte, un aporte muy importante efectuado en esta investigación fue incluir una caracterización de la operación en forma detallada y en mayor número de variables del comportamiento del sistema compuesto por la turbina de viento de velocidad constante de eje horizontal impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla.

Esta caracterización tiene un doble propósito: el primero es verificar que los resultados parciales y en variables intermedias del modelo funcionan, respondiendo a la naturaleza

del fenómeno estudiado, y el segundo es ilustrar el funcionamiento de los diferentes sub-módulos por separado ya que en la mayor parte de la literatura no se cuenta con esta información.

La integración de esta clase de generación a los sistemas de potencia es algo totalmente factible y viable (como se observa hoy en día en Europa). Esta aseveración se realiza debido a que los resultados obtenidos en este trabajo dan a entender que es una clase de generación que puede solventar la necesidad de energía en muchos lugares así como también contribuye directamente en la protección del medio ambiente. Aunque no se deben obviar todas las variaciones que se introducen en los sistemas de potencia debido a que la velocidad del viento no es constante, por ende se debe motivar a seguir realizando estudios en la dinámica de estos sistemas.

6.2. Recomendaciones

A continuación se presentan un conjunto de recomendaciones que se pueden llevar a cabo con el fin de mejorar la investigación desarrollada.

- Emplear la herramienta computacional GIJA para el estudio y comprensión del comportamiento dinámico de las turbinas de viento de velocidad constante impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla, de manera que se permita un fácil entendimiento de todos los posibles cambios en la estabilidad del sistema así como también las diversas reacciones ante los cambios realizados en alguno de sus parámetros.
- Se recomienda realizar estudios a futuro con el módulo GIJA en los cuales se tenga como objetivo principal implementar un cambio de velocidades en el modulo de la turbina de viento de velocidad constante y que es posible que este tipo de turbina presente dos y hasta tres velocidades, lo cual se podría hacer implementando un sistema para variar el ángulo de paso de las palas o por el cambio de la conexión de los devanados del estator aumentando el número de pares de polos.
- Que se motive esta clase de trabajos, no solo por parte de los profesores sino que también por parte de la empresas privadas y del gobierno con la finalidad de fomentar el desarrolla de la ciencia y la tecnología en el país logrando una independencia tecnológica.

6.3. Trabajos a Futuro

Tomando en cuenta el presente trabajo como un módulo que permite desarrollar simulaciones dinámicas de la turbina de viento de velocidad constante con eje horizontal impulsando un generador de inducción con rotor jaula de ardilla, se presentan a continuación una serie de trabajos a futuro:

- Añadir a la herramienta *SimComp2V* una opción que permita separar las componentes de un viento ya preestablecido. Gracias a esto se podrían obtener las componentes de ráfaga, rampa, constante y turbulencia, promoviendo con esto el estudio de vientos en zonas donde se disponga de una base de datos de la velocidad del viento.
- Desarrollo del modelo del aerogenerador estudiado para diferentes tipos comerciales.
- Realizar el estudio para la implementación del aerogenerador en estudio con dos o tres velocidades distintas
- Realizar el estudio para la implementación del aerogenerador a potencias distintas con el cambio del número de pares de polos del estator.

Referencias Documentales

- [1] Roberti Luis A. "Factibilidad Técnica y Económica de Generadores Eólicos como Fuente Alternativa de Energía Eléctrica", *I Congreso Iberoamericano Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, I CIBELEC*, Mérida, 2004.
- [2] P. Ledesma. "Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica". Tesis doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés, 2001.
- [3] González Longatt, F. "Dynamic Model of variable Speed WECS: Attend of Simplification". In proceeding of Fifth International Workshop on Large-Scale of Offshore Wind farm.7-8 April, 2005, Glasgow, Scotland, 2005.
- [4] F. González-Longatt, F. Guillen, A. Hernández, R. Terán, C. Peraza, "Estado Actual y Perspectivas de Investigación y Desarrollo para Fuentes Alternas de Energía en la UNEFA". *I Congreso Venezolano de Enseñanza de la Ingeniería* 2006. Maracaibo, Venezuela, 13-16 Junio 2006.
- [5] European Wind Energy Association EWEA, Wind Energy-Clean Power for Generations. European targets-time to be more ambitious? Wind Directions, 19(6), September 2000. (On line). Disponible en: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WD/EWEA_WD_advertising2006.pdf
- [6] Comisión Europea. Propuesta de directiva del Parlamento Europeo y del Consejo Relativa a la Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interno de la Electricidad, Mayo 2000.Documentoelectrónico/Disponibleen:http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=ES&numdoc=52000PC0884&model=guichett
- [7] J. Méndez y R. Villasana. "Análisis de Pre-Factibilidad Técnica-Comercial para el desarrollo de una Granja de Viento en la Isla de Margarita, Venezuela". Maracay. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista, UNEFA. Maracay, Venezuela. 2006
- [8] "Energía Alternativa viene en Camino". Artículo de prensa. Diario el universal, Domingo 30 de Octubre de 2005. Cuerpo 2: Disponible en: http://www.eluniversal.com/2005/10/30/eco_art_30201a.shtml.
- [9] PDVSA. Proyectos Eólico de PDVSA. Península de Paraguaná, 2004.
- [10]Fernández I. (2005). "Proyecto Jurijurebo. Península de Paraguaná". Encuentro sobre Oportunidades de Negocios para Empresas Latinoamericanas de la Industria de la Construcción "Construir sin Fronteras". 20 y 21 de Abril de 2005, Caracas Venezuela. Disponible en: www.iberpymeonline.org/CSF0405/IleanaFernandez.pdf
- [11]González Longatt, F. "Dynamic Model of variable Speed WECS: Attend of Simplification". Fifth International Workshop on Large-Scale of Offshore Wind Farm.7-8 April, 2005, Glasgow, Scotland, 2005.
- [12]J. G. Slotweg. "Wind Power. Modeling and Impact on Power System Dynamics". PhD Thesis. University of Delft. Netherland. December, 2003.

- [13]González Longatt F. “Turbinas de Vientos: Caracterización de Operación”. II Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica, II CIBELEC, Puerto La Cruz, Venezuela, Abril 2006.
- [14]T. Petru, “Modeling of Wind Turbines for Power System Studies”, Licentiate Thesis, Chalmers University of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, Technical Report No. 391L, Göteborg, Sweden, May 2001..
- [15]N. Hatziargyriou, M. Donnelly, S. Papathanassiou, J.A. Pecos Lopes et al. “Modeling of New Forms of Generation and Storage”. CIGRE Technical Brochure TF 38.01.10, November 2002.
- [16]P.G. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi. “The History and The State of The Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology”. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory NREL/TP-500-28607, Feb. 2001 (On-Line) Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy01osti/28607.pdf>
- [17]Acosta Pérez, M. “Impacto da la Compensación Reactiva en el comportamiento de la Generación Eólica. Caso de Estudio: Isla de Margarita”, Tesis de Maestría, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Caracas. Octubre, 2005.
- [18]Chacón F, “Diseño e Implementación de una Herramienta Computacional en Matlab™ para el calculo de Flujo de Potencia en Redes de Distribución con Generación Distribuida”. Trabajo especial de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista, UNEFA, Maracay, Venezuela. 2006.
- [19]Bolívar O., Manuel A. y Gavorskis S. “Implementación de un Programa para el Cálculo de Flujo de Potencia que incluya los Modelos para la simulación de Granjas de Viento”. Trabajo especial de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista, UNEFA, Maracay, Venezuela. 2006.
- [20]González Longatt F. “Sistemas para la Conversión de la Energía del Viento: Generalidades”. I Jornada ELECTRICOM. Maracay, Venezuela, 2005.
- [21]González Longatt F. “Fuentes de Energía Distribuidas: Tecnologías Disponibles”. Conferencia magistral y artículo en las memorias de las III Jornadas de Ingeniería Eléctrica 2003. Puerto Ordaz, Estado Bolívar, Venezuela 2-4 de Julio de 2005.
- [22]Thomas Ackermann, Wind Power in Power Systems. John Wiley & Sons, Ltd Stockholm, Sweden, 2005.
- [23]P. Krause, O. Wasynchuzuk, S. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery, IEEE Press, New York, 1995.
- [24]F. Farret, M. Godoy Simões, Renewable Energy System. Design and Analysis with Induction Generators. CRC Press. EE.UU, 2004
- [25]Ernesto A. Rodríguez E., *Toolbox Numérico con Matlab*. Fondo Editorial UNET, Venezuela, Noviembre de 2002.
- [26]Universidad Pedagógica Experimental Libertador, Manual de Metodología de la Investigación de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador. Upel, Maracay, Venezuela, 1995.

- [27]M. Varela. Progreso. Polos de desarrollo endógenos fundamentados en la energía eólica y solar. Crear conciencia nacional del ahorro energético. Ministerio de Comunicación e Información. Republica Bolivariana de Venezuela, 17 de Noviembre 2006. (On Line) Available at: <http://www.minci.gov.ve/noticias-prensa-presidencial/28/>
- [28] Sala de Prensa de PDVSA. En Paraguaná PDVSA promueve proyecto de energía eólica.17/11/2006.(On-line)Available at: http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=3255&newsid_temas=1
- [29]F. Gonzalez-Longatt, J. Mendez, R. Villasana, “Preliminary Evaluation of Wind Energy Utilization on margarita Island, Venezuela”. Sixth International Workshop on large-Scale of Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, Netherlands. 26-28 October, 2006.
- [30]F. Gonzalez-Longatt, E. Gavorskis, M. Bolívar O, F. Guillen, A. Hernández. “Impacto de la Variabilidad de los Vientos y la carga en Granjas de viento Conectadas una Red de Distribución”. Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería, UCV. Caracas, 27 Oct-02Nov 2006.
- [31]J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Diaz, S. Arnalte Gomez, *Sistemas Eolicos de Producción de Energia Electrica*, Editorial Rueda S.L., Madrid, 2003.
- [32]M. Tiedtke, “The general problem of parametrization”, *Meteorological Training Course Lecture Series*, 2002.
- [33]Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins y Ervin Bossanyi,*Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, England, 2001
- [34]ESDU. ‘Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. Part II: Single point data for strong winds (neutral atmosphere).’ ESDU 85020 (amended 1993), Engineering Sciences Data Unit, UK. 1985.
- [35]DS 472. ‘Code of practice for loads and safety of wind turbine constructions.’ DS 472, The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers. 1992.
- [36]IEC, (1999). ‘Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements.’ International Standard 61400-1, Second Edition. International Electrotechnical Commission
- [37]H.A. Panofsky, J.A. Dutton, *Atmospheric turbulence; models and methods for engineering applications*, US: John Wiley & Sons, Inc., New York, 1984
- [38]E. Simiu, R.H. Scanlan, *Wind effects on structures; an introduction to wind engineering*, US: John Wiley & Sons, Inc., 2nd edition, New York, 1986
- [39]Germanischer Lloyd. ‘Rules and regulations IV – Non-marine technology, Part 1 – Wind Energy,’ (supplemented 1994, 1998). Germanischer Lloyd, 1993
- [40]Petersen, E. L. et al., (1998). ‘Wind power meteorology. Part I: Climate and turbulence.’ *Wind Energy*, 1, 1, 2–22
- [41]ESDU, (1975). ‘Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. Part III: Variations in space and time for strong winds (neutral atmosphere).’ ESDU 75001, Engineering Sciences Data Unit, UK

- [42]Harris, R. I., (1990). ‘Some further thoughts on the spectrum of gustiness in strong winds.’ *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn*, 33, 461–477.
- [43]Eurocode, (1997). ‘Eurocode 1: Basis of design and actions on structures – part 2.4: Actions on structures – Wind actions’
- [44]Pedro Rosas. “Dynamic Influences of Wind Power on the Power System”, PHD Thesis, Orsted Institute, Riso National Laboratory & Brazilian Wind Energy Centre Denmark, March 2003
- [45]M. Gunaratnam, D.W. Novotny, “The effects of neglecting stator transients in induction machine modelling”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.99, n.6., pp.2050-2059, Nov./Dec 1980
- [46]Christina Nichita, Dragos Luca, Brayima Dakyo y Emil Ceanga “Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, no. 4, December 2002.
- [47]Normas IEC: 61400-1, “Wind Turbine Generator Systems”, Part 1: Safety Requirements, 1998.
- [48]Danish Wind Industry Association. [Página web en línea]. Disponible: <http://www.windpower.org> [Consulta: Frecuente].
- [49]Gary, I. Johnson. *Wind Energy Systems*. Prentice Hall, EE.UU, 2001.
- [50]Belén A (2003). Impacto Dinámico y Estrategias de Regulación de Potencia Generada por los Parques Eólicos de la Red Eléctrica Peninsular. Tesis doctoral. Universidad Tecnológica de Madrid, Madrid, España.
- [51]Henrik Stiesdal, Claus Nybroe, John Furze, Hugh Piggott. “*Bonus Info: The Wind Turbine Components and Operation*”, 1999
- [52]Jose Luís Rodríguez Amenedo. “*Análisis Dinámico y Diseño del Sistema de Control de Aeroturbinas de Velocidad Variable con Generador Asíncrono doblemente alimentado*”. Tesis doctoral, Universidad Carlos III. Madrid, 2000.
- [53]Moshe Idan and David Lior. “Continuous variable speed wind turbine:Transmission concept and robust control”. *Wind Engineering*. 24(3):151-167, 2000
- [54]O. Waszyneuk, D. T. Man, and J. P. Sullivan. “Dynamic behavior of a class of wind turbine generator during random wind fluctuations”. *IEEE Trans. On Power Apparatus and System*, PAS-100 (6): 2837-2845, Junio 1981
- [55]C. Veganzones, A. Alonso, A. Crespo, R. Gómez, J. C. Burgos, J. L. Rodríguez, P. Ledesma, M. Martínez, and R. Rodríguez. “Wind park impact evaluation program”. In *Proceedings of the EWEC99*, Abril 1999.
- [56]Carlos Vegazones Nicolás. “*Modelos para el análisis dinámico y optimización operacional de sistemas eólicos de paso fijo con generadores de inducción con cascada retórica supersíncrona.*” Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid., 1990
- [57]P. M. Anderson, and Anjan Bose. “Stability simulation of wind turbines systems”. *IEEE Trans. On Power Apparatus and System*, PAS102(12:3791-3795, Diciembre 1983.

- [58] S.A. Papathanassiou and M.P. Papadopoulos. "Dynamic behavior of variable speed wind turbines under stochastic wind". *IEEE Trans. On Energy Conversion*, Vol 14, No. 4, pp. 1617-1623, Diciembre 1999.
- [59] E.N. Hinrichsen and P.J. Nolan. "Dynamics and stability of wind generators". *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, PAS-101(8), Agosto 1982.
- [60] C. Counan, P. Juston, and G. Testaud. "Funcionamiento dinámico de aerogeneradores conectados a un sistema eléctrico". *EDF Bulletin de la Direction des Études et Recherches*. 3:41-59, 1986
- [61] P. Bongers, W. Sturn, I. Kraan, S. Dijkstra, and O. Bosgra. "Control options for wind energy conversion systems". In *European Community Wind Energy Conference*, pp.534-537, Marzo 1983
- [62] M. González, L. Rouco, M. Alonso, J.R. Diago, and F.J. Pérez. "Modelos de aerogeneradores para estudios de estabilidad en sistemas eléctricos". In *Quintas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, pp. 1211- 1218, Julio 1997
- [63] V. Akhmatov, H. Knudsen, and A. H. Nielsen, "Advanced simulation of windmills in the electric power supply". *Electrical Power and Energy Systems*. 22:421-434, 2000
- [64] N. Herrero, J.A. Sanchez, C. Veganzones, and J. R. Wilhelmi Ayza. "Simulación de parques eólicos conectados a la red. Influencia de los parámetros del tren de transmisión". En *Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 2001
- [65] P.B. Malatestas, M.P. Papadopoulos, and G. Stavrakakis. "Modeling and identification of diesel-wind turbines systems for penetration assessment". *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 8, No. 3. Agosto 1993.
- [66] M. Maureen Hand and Mark, J. Balas, "Systematic controller design methodology for variable speed wind turbines". *Wind Engineering*, No 24, vol. 3, pp. 169-187, 2000
- [67] Francisco M. González-Longatt, "Modelo de Sistemas de Turbinas de Viento Parte I: Rotor y Tren Mecánico", *II Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica II CIBELEC 2006*. Puerto La Cruz, Venezuela, 2006.
- [68] S. Heier." *Grid integration of wind energy conversion systems*". Chichester, UK: JohnWiley & Sons Ltd., 1998
- [69] "Cajas multiplicadoras para aerogeneradores" The energy balance of modern wind turbines", *Wind Power Notes*, Danish Wind Industry Association, Abril 1997 (On line) Available at: <http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/powtrain.htm>
- [70] V. Akhmatov, "Development of Dynamic Wind Turbine Model in the electric power supply". M. Sc. Thesis, Dep. of Electrical Power Engineering. Technical University of Denmark, 180p., in Danish 1999.
- [71] V. Akhmatov, H. Knudsen, and A. H. Nielsen, "Electromechanical interaction and stability of power grids with windmill ". In *LAESTED International Conference on Power and Energy Systems*. Marbella, Spain, pp.398-405. 2000(b).

- [72]P. M. Anderson, and Anjan Bose. "Stability simulation of wind turbines systems". IEEE Trans. On Power Apparatus and System, PAS102(12:3791-3795, December 1983.
- [73]V. Akhmatov, H. Knudsen, "Modeling of windmill induction generators in dynamic simulation programs ". In internacional IEEE Power Tech. Conference, Budapest, Hungary, Paper BPT99-243-12. 1999.
- [74]V. Akhmatov, "Variable-speed wind turbine with doubly-fed induction generators". Part III. Model with the back-to-back convertes, Wind Enginieerring. Vol. 27, no. 2pp.79-91 2003(a)
- [75]Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk, Scott D. Soudhoff, ANALYSIS OF ELECTRIC MACHINERY, McGraw-Hill, 1989
- [76]UNIVERSIDAD SIMON BOLIVAR, Dpto de Conversión y Transporte de Energía, Sección de Maquinas Eléctricas, "Maquinas Eléctricas Rotativas. Introducción a la Teoría General"
- [77]M. Patel, " Wind and Solar Power Sisten"
- [78]Universidad Pedagógica Experimental Libertador, Manual de Metodología de la Investigación de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador, Venezuela. 1995.
- [79]L. van der Sluis, Transients in power systems, Chicester: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [80]N. Mohan, T. Undeland, W.P. Robbins, Power electronics, New York: John Wiley & Sons, Inc. 2nd edition, 1995.
- [81]G. Dany, Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Band 71, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2000 (*in German*).
- [82]P.M. Anderson, B.L. Agrawal, J.E. van Ness, Subsynchronous resonance in power systems, New York: IEEE Press, 1990.
- [83]P. Kundur, Power system stability and control, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [84]P.C. Krause, F. Nozari, T.L. Skvarenina, "The theory of neglecting stator transients", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.98, n.1, Jan./Feb. 1979, pp.141-148.
- [85]T. Thiringer, J. Luomi, "Comparison of reduced-order dynamic models of induction machines", IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.1, Feb. 2001, pp.119-126.
- [86] T. Krüger, B. Andresen, "Vestas OptiSpeed-advanced control strategy for variable speed wind turbines", European Wind Energy Conference, Copenhagen, Denmark, July 2-6, 2001, pp.983-986.
- [87] Benedicto Medina, V "Curso Básico Introductorio a MATLAB™ ", IUT Agro-Industrial Región los Andes, Departamento de Electrónica Industrial San Cristóbal, Enero 2003
- [88]Facendo P, Alexdander E, "Caracterización del Comportamiento Eléctrico de una Planta de Celda de Combustible como Fuente de Generación de

Electricidad”. *Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista presentado en la Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional*, Maracay, Venezuela. 2007.

- [89]L. Burden, J. Faires, *Analisis Numerico*, Septima Edicion, Edit. Thomson Learning 2002.
- [90]Francisco M. Gonzalez-Longatt, “Entendiendo la Transformación de Park”, Junio Maracay, Venezuela 2004
- [91]P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Vol. 1, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- [92]Peter W. Sauer and M.A. Pai. *Power System Dynamic and Stability*. Prentice Hall. Upper Saddle River, new Jersey. 1998.
- [93]Electric Power Research Institute. EPRI-EL 0484. Power System Dynamic Análisis, Phase I, Julio 1977.
- [94]Interactive Power Flow (IPFLOW). Final Report TR-103643, May 1994.
- [95]PowerWorld Corporation Web Site (On Line) Available at: <http://www.powerworld.com>

Anexos

ANEXO A

Variaciones a Largo Plazo y Turbulencia

A 1. Variaciones a Largo Plazo y Turbulencia. Valores Medios

Una de las características más relevantes del viento es su variabilidad, situación esta que se presenta tanto en el espacio como en el tiempo, y en un amplio rango de escalas. Si se examinan en un lugar fijo las medidas que se obtienen desde un anemómetro, se observa que su variación es aleatoria e incluye múltiples frecuencias que van desde periodos correspondientes a 0.1 s (10 Hz) hasta varios años. Hay variaciones con muy alta frecuencia totalmente aleatorias y que se le suelen demonizar *turbulentas*. Hay variaciones con cambios apreciables a partir de días. Mientras que hay variaciones estacionales o mensuales del viento.

Así como hay meses que son más ventosos también se reconocen años de más viento, o hasta décadas, aunque estas variaciones a tan largo plazo sean menos predecibles, lo que en algunos casos puede dar lugar a problemas a la hora de calcular la rentabilidad económica de un parque eólico.

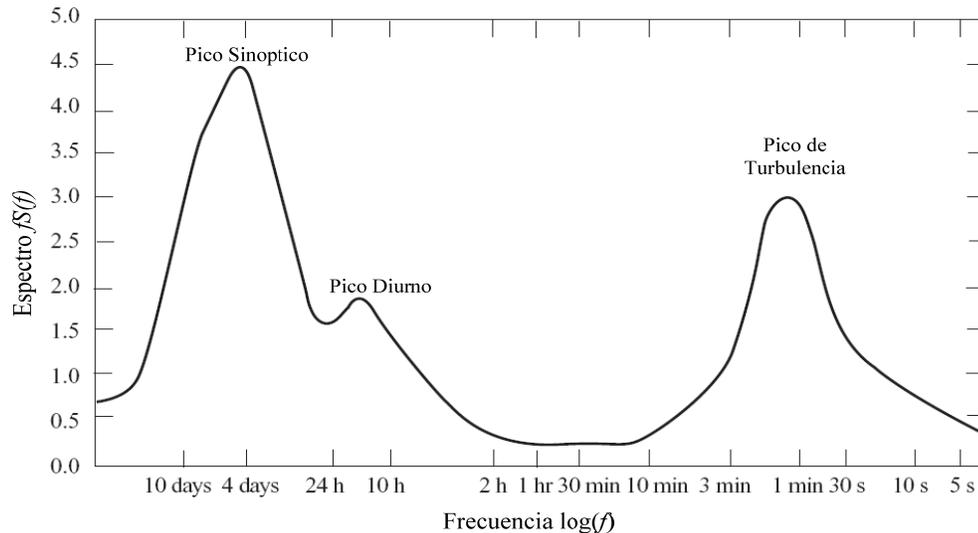


Figura A.1. Espectro de Velocidad Horizontal del Viento Trazado por Van Der Hoven (1957)

En la Figura A.1 se muestra el espectro de la energía cinética del viento por unidad de masa, medido en el laboratorio Nacional de Brookhaven. La información incluida en la Figura A.1 naturalmente cambia de un lugar a otro aunque el comportamiento cualitativo no es muy diferente.

En abscisas aparece el logaritmo de la frecuencia y en ordenadas el producto de la frecuencia por el espectro. Esta curva indica cómo se distribuye la energía cinética del viento para las distintas frecuencias. El área debajo de la curva es la energía cinética media durante todo el periodo. Se observa que hay un pico alrededor de periodos cercanos a un minuto debido a la turbulencia, y otro correspondiente a las variaciones diarias del viento. Existe un tercer pico, alrededor de cuatro días que representa el paso de frentes o núcleos de altas o bajas presiones.

Dado que las fluctuaciones turbulentas son aleatorias y requieren un tratamiento estadístico, es aconsejable separarlas de las variaciones de tiempo diarias o estacionales. La forma de hacer esto es considerar el valor medio de la velocidad durante un periodo apropiado de tiempo, T , y suponer superpuestas al mismo las fluctuaciones turbulentas. Dicho valor medio para la velocidad queda dado por la siguiente expresión:

$$V_T(t_0) = V_{Tx}(t_0) = \frac{1}{T} \int_{t_0 - \frac{T}{2}}^{t_0 + \frac{T}{2}} v_x(t) dt \quad (\text{A.1})$$

donde la coordenada x se define como la dirección media del viento, que para terreno plano estaría en un plano horizontal. La velocidad instantánea se denomina v . La coordenada z es la vertical y la coordenada y perpendicular a las otras dos. Los valores medios de v_y y v_x se considerarán consecuentemente cero. En la Figura A.1 se puede observar que en el intervalo comprendido entre los periodos $T = 10$ min. y 5 horas, el contenido energético del viento es muy pequeño. A este intervalo se le conoce con el nombre de ventana o valle espectral (*spectral gap*).

De acuerdo con ello, el valor apropiado para T en la ecuación (A.1) sería de 10 min. (o de un orden de magnitud semejante) por las siguientes razones:

- El valle espectral separa claramente lo que son variaciones turbulentas del viento de lo que son variaciones diarias.
- El valor de $T = 10$ min. es mucho menor que el día (o cuatro días) correspondientes a los picos que aparecen a la izquierda en la Figura A.1. Esto quiere decir que las variaciones del viento medio dado en la ecuación (A.1), para escalas del orden del día, estarían bien representadas por una curva continua, tal como indica la Figura A.2(A).
- Las variaciones del viento asociadas a periodos ligeramente superiores a 10 min. aparecerían representados por una función discontinua en forma de escalera, tal como la indicada en la Figura A.2(B), pero dichas variaciones serían muy pequeñas, ya que caerían dentro de la ventana espectral. El viento variaría muy poco en esas escalas.
- Los tiempos de respuesta de los sistemas eléctricos o de control, así como los asociados a las frecuencias propias de los distintos elementos mecánicos, son menores que los diez minutos y deben ser estudiados como respuesta a la componente turbulenta del viento.
- En cambio, la mayor parte de la energía que se extrae del viento estará asociada a periodos mayores de diez minutos, y por tanto se obtendrá a partir de los valores medios dados en la ecuación (A.1). Aunque una pequeña parte de la energía que hay en el espectro en la parte turbulenta, en el intervalo comprendido entre el minuto y los diez minutos, puede ser extraída por la aeroturbina.

Las dos últimas consideraciones indican que se necesita información acerca de las características turbulentas del viento.

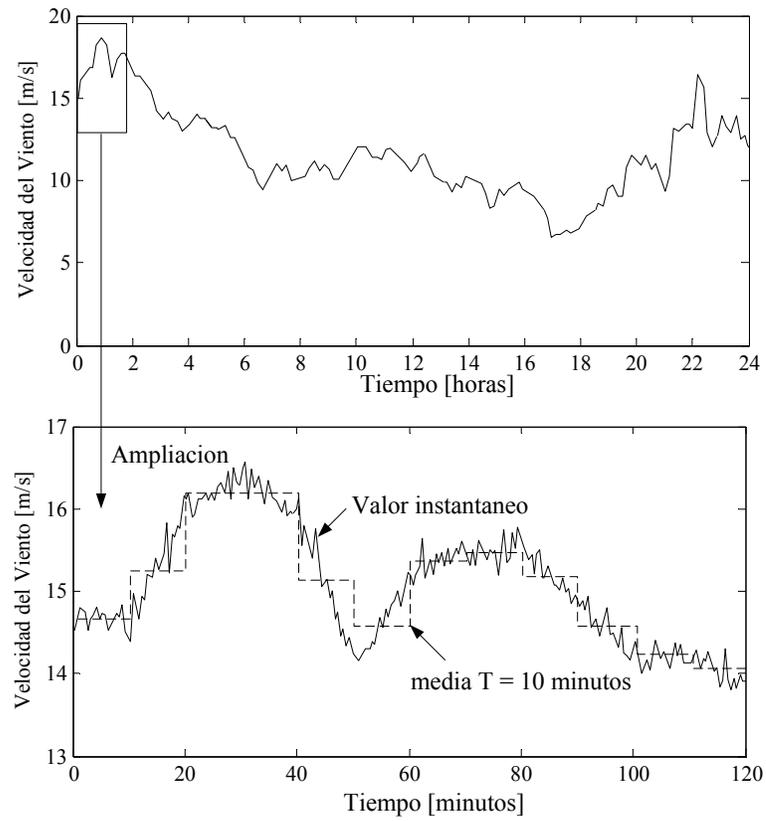


Figura A.2. Variación de la velocidad media del viento. (A) Intervalo de medida 1 día (B) Representación detallada de la velocidad instantánea y de su valor medio durante las dos primeras horas de la figura (A). Medias realizadas cada 10 minutos

ANEXO B
Transformada de Park

B.1. Transformada de Park

En el año 1920s, R. H. Park introduce una nueva aproximación del análisis de la maquina eléctrica. El formula un cambio de variables que, en efecto, reemplaza las variables (voltajes, corrientes y flujo del entrehierro) asociadas con el devanado del rotor de una maquina sincrónica con variables asociadas con devanados ficticios rotando con el rotor. En otras palabras, el transforma, o refiere variables del estator para el rotor. La transformada de Park, que revoluciono el análisis de la maquina eléctrica, tiene la única propiedad de eliminar todas las inductancias variables en el tiempo de las ecuaciones de voltaje de la maquina sincrónica que ocurre debido a un circuito eléctrico en relativo movimiento y dos circuitos eléctricos variando reluctancias magnéticas [libro profesor verde finito].

En el año 1930s, H. C. Stanley empleo un cambio de variables en el análisis de maquinas de inducción. El mostraba que las inductancias variables en el tiempo en las ecuaciones de voltaje de una maquina de inducción debido a circuitos eléctricos en relativo movimiento puede ser eliminado para transformar las variables asociadas con el devanado del rotor (variables rotor) para variables asociadas con devanados estacionarios ficticios. En este caso las variables del rotor son transformadas para un marco de referencia fija en el estator [84].

G. Kron introduce un cambio variables que elimina las inductancia variables en el tiempo de una maquina de inducción simétrica transformando las variables del rotor y el estator para una referencia rotando en sincronismo con el campo magnético de rotación [84].

D. S Brereton. Empleo un cambio de variables que también elimina la inductancia variable en el tiempo de una maquina de inducción simétrica transformando las variables del estator al rotor. Esto es esencialmente la transformada de park aplicada a la maquina de inducción [krause].

Park, Stanley, Kron, y Brereton. Cada uno desarrollo cambios de variables que parecían satisfacer una sola aplicación. Consecuentemente cada transformación fue derivada y tratada separadamente en literatura hasta que fue notado en 1965 que todos conocieron la transformación real usadas en el análisis de maquinas de inducción, son contenidas en una transformación general que elimina todas las inductancias variables en el tiempo que se refieren a variables del rotor y estator para un marco de referencia que puede rotar para varias velocidades angulares o régimen estacionario. Todos conocen que las transformaciones reales pueden ser obtenidas simplemente asignando un valor apropiado de la velocidad de rotación, esto es llamado arbitrariamente marco de referencia. Luego, fue notado que las variables del estator de la maquina sincrónica pueden ser referida a un marco de referencia arbitral. Sin embargo, se encontrara que las inductancia variable en el tiempo de una maquina sincrónica son eliminada únicamente si la referencia del marco es fija en el rotor (transformada de Park); consecuentemente el marco de referencia arbitrario no ofrece una ventaja en el análisis de la maquina sincrónica [84].

Transformada de Park

A continuación se presenta una generalización y extensión realizada por Park a partir del trabajo de Blondel, Dreyfus, y Doherty y Nickle, y establece métodos generales para calcular corriente, potencia, y torque en maquinas sincrónicas de polos saliente y de rotor liso tanto en condiciones de estado estacionario como transitorio [90].

- Una transformación desde el sistema coordenado estacionario trifásico (abc) a un sistema coordenado estacionario denominado $\alpha\beta$.

$$f_{\alpha\beta} = P(0)f_{abc} \quad (\text{B.1})$$

Donde la matriz de transformación $P(0)$ viene dado por:

$$\mathbf{P}(0) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 1 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

$f_{\alpha\beta}$ contiene tres componentes, f_{ω} , f_{β} y f_o y representa la descomposición de cada una de las componente del f_{abc} en sobre los ejes $\alpha\beta$. [90]

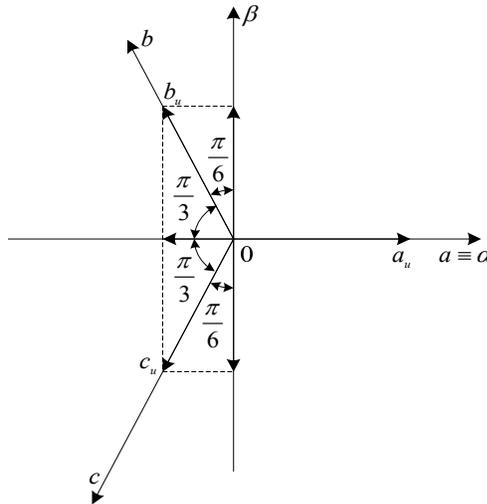


Figura B.1. Transformación del eje coordenado abc al $\alpha\beta$

- Una transformación desde el sistema coordenado estacionario $\alpha\beta$ al sistema giratorio $dq0$.

$$f_{0dq} = R(\theta_r) f_{\alpha\beta} \quad (\text{B.2})$$

Siendo $R(\theta_r)$, la matriz que permite la transformación al eje giratorio [90].

$$\mathbf{R}(\theta_r) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \theta_r & -\sin \theta_r \\ 0 & \sin \theta_r & \cos \theta_r \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

Donde $\theta_r = \omega_r + \frac{\pi}{2} + \delta$

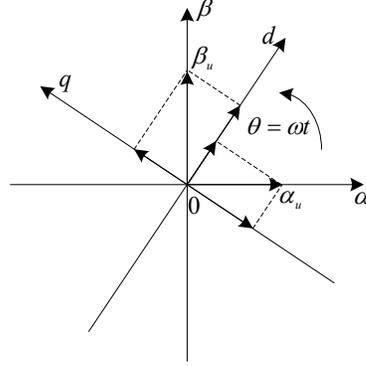


Figura B.2. Transformación del eje coordenado $\alpha\beta$ al $dq0$

$$P_r(\theta_r) = R(\theta_r)P(0) \quad (B.4)$$

Se tiene:

$$f_{0dq} = P(\theta_r)f_{abc} \quad (B.5)$$

$$\begin{bmatrix} f_0 \\ f_d \\ f_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}\theta_r & \text{sen}\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (B.6)$$

Donde:

$$\mathbf{P}(\theta_r) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\theta_r & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}\theta_r & \text{sen}\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (B.7)$$

La inversa de la Transformada de Park: [90]

$$\mathbf{P}(\theta_r)^{-1} = \mathbf{P}(\theta_r)^T \quad (B.8)$$

$$\mathbf{P}(\theta_r) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\theta_r & \text{sen}\theta_r \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta_r - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) & \text{sen}\left(\theta_r + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (B.9)$$

B.2. Simulaciones

En la Figura B.3 se muestra un sistema de voltajes simétricos balanceados de 3300 Voltios RMS línea a línea, a 60 Hz.

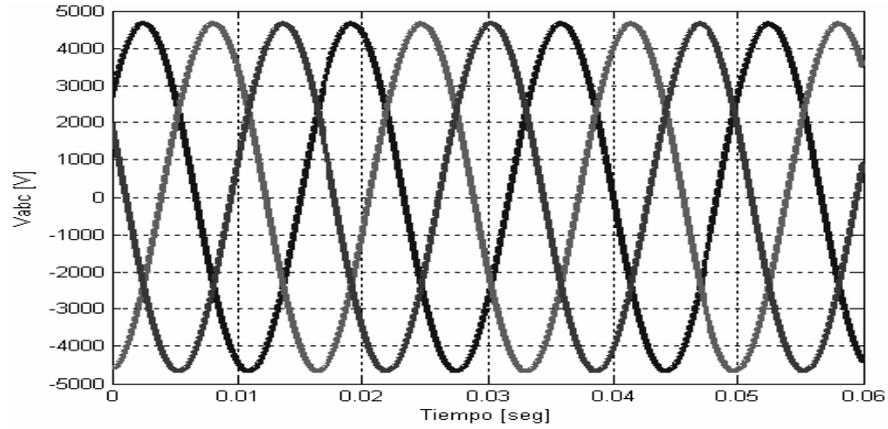


Figura B.3. Voltajes simétricos balanceados

En la Figura B.4 se muestran los voltajes de la Figura B.3 transformados a un eje de referencia estacionario y en la Figura B.5 son transformados al eje giratorio.

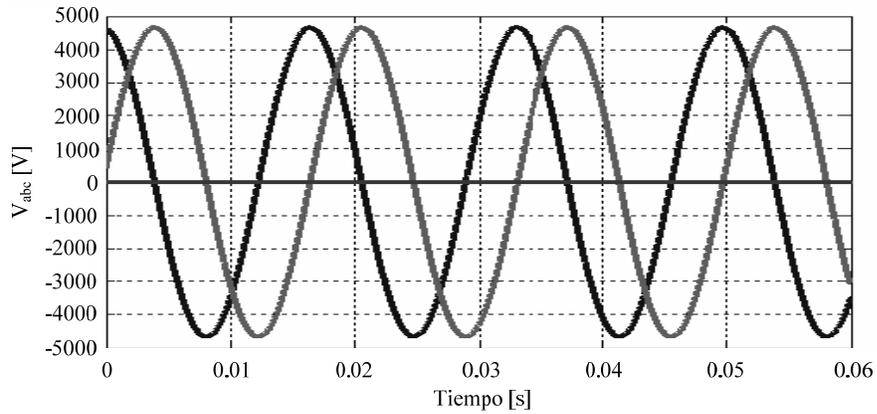


Figura B.4. Voltajes transformados al sistema coordenado estático

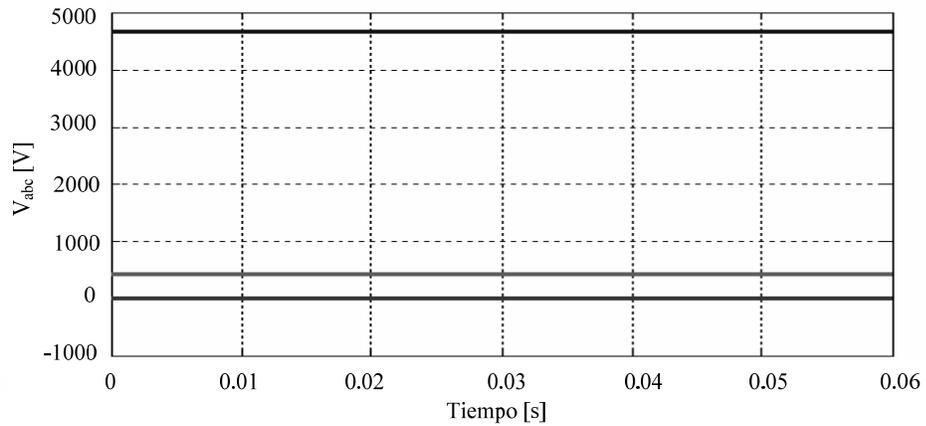


Figura B.5. Voltajes simétricos balanceados en el eje de referencia giratorio

El sistema de referencia estacionario debe producir dos voltajes desplazados 90 grados y en el eje giratorio debe producir voltajes DC. Esto es lo que se muestra en forma exacta en las Figuras B.4 y B.5. Ahora los voltajes son desbalanceados, en la Figura B.6 se muestra una de los voltajes de fase que ha sido aumentado un 20%.

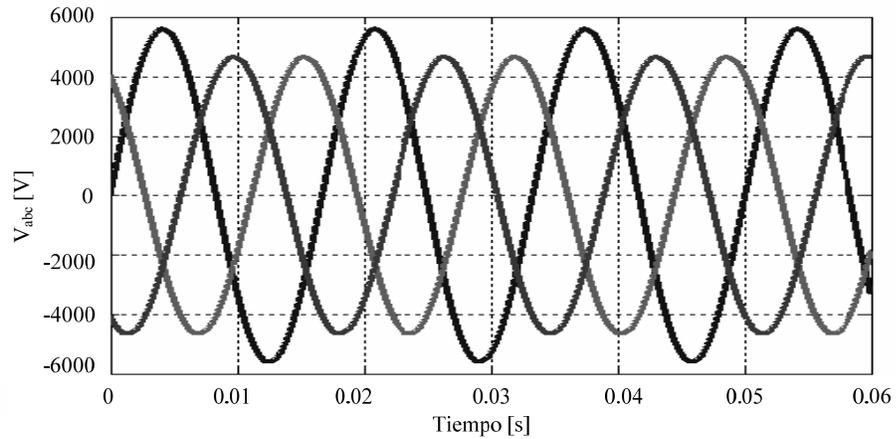


Figura B.6. Voltajes desbalanceados

En la Figura B.7 los voltajes la Figura 6 son transformados al eje de referencia estacionario y en la Figura B.8. estos voltajes son transformados al eje giratorio.

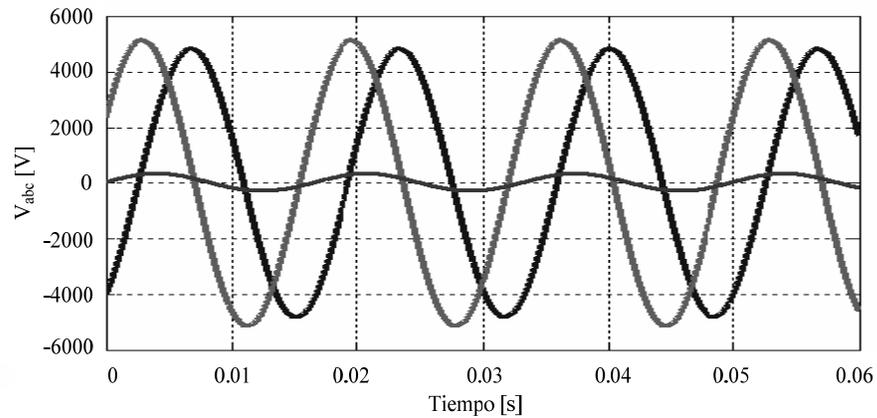


Figura B.7. Voltajes transformados al sistema coordenado estático

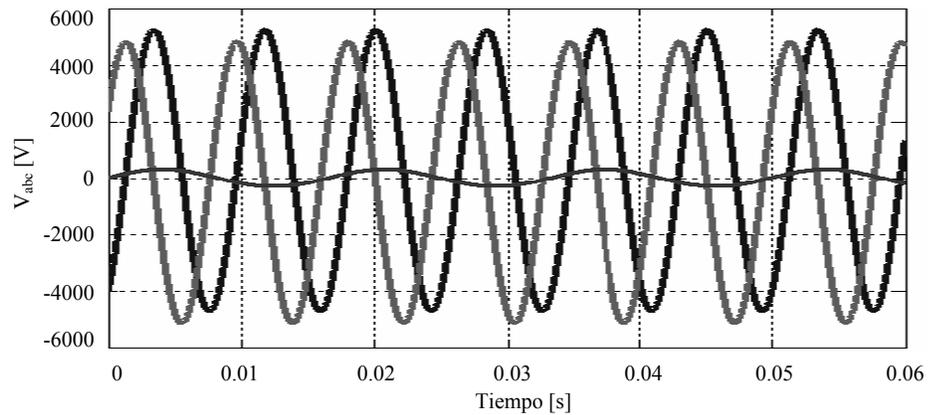


Figura B.8. Voltajes simétricos balanceados en el eje de referencia giratorio

Como se ha mostrado, el resultado es diferente que el caso balanceado. Se debe hacer notar la presencia de un voltaje cero, el cual es el mismo para las dos transformaciones. Se debe notar también que existe una componente de frecuencia en todos los voltajes y la frecuencia de la secuencia cero es diferente de las otras frecuencias.

ANEXO C.

Estructura de Datos de SimSP

C.1. Estructura de Datos del Caso: *Name_Data_Case*

En la estructura de datos se encuentra la hoja de datos de cálculo *Data_Case*, la cual se presenta a continuación, esta estructura tiene los siguientes cinco (5) campos: *Date*, *Originator_Name*, *Case_Identification*, *Year* y *MVA_Base*. Todos estos campos se visualizaran en la Figura C.1 que se muestra a continuación [88].

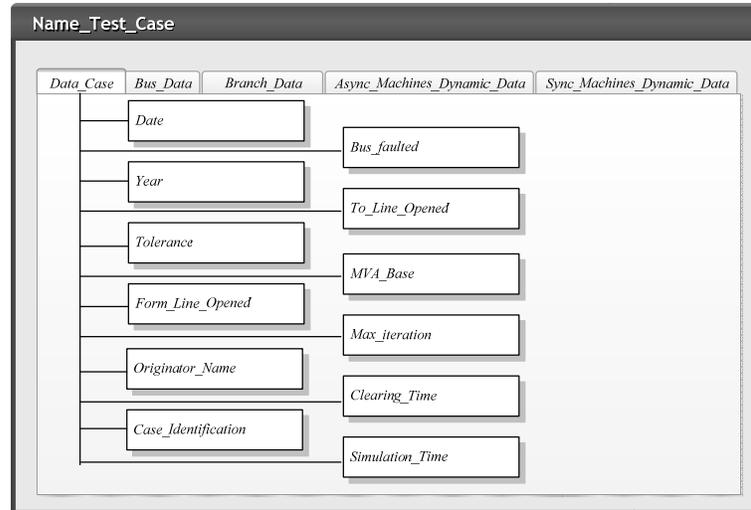


Figura C. 1. Modelo de Estructura de Datos del Caso *Name_Data_Case*

A continuación se presenta una breve explicación sobre los campos que con tiene esta hoja de cálculo:

- *Date*: Es el campo donde se indica fundamentalmente la fecha de entrada de datos al programa. Es de carácter alfanumérico y el formato es de la siguiente manera DD/MM/AA.
- *Bus_Faulted*: Este campo contiene el número de la barra donde se produce la falla. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Year*: Este campo muestra el año en el cual es realizada la simulación así como la utilización del programa para llevarla a un registro. Es de carácter numérico entero, colocando el año en caracteres de cuatro dígitos: ejemplo 2005, 2006, entre otros.
- *To_line_Opened*: Este campo contiene el extremo final de la línea que debe estar abierto para despejar la falla. Es de carácter entero positivo.
- *Tolerance*: Este campo contiene la tolerancia de potencia en por unidad, que el usuario tiene la libertad de colocar como cota máxima de error. Es de carácter numérico real positivo.
- *MVA_Base*: En este se encuentra la potencia base en MVA que será la referencia para todo el sistema. Es de carácter numérico real y positivo.

- *From_Line_Opened*: Este campo contiene el extremo de inicio de la línea que debe estar abierto para despejar la falla. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Max_Iteration*: Este campo contiene la máxima iteración o el número de iteraciones totales que el usuario desea como cota de convergencia para simular el sistema en estudio. Es de carácter numérico entero positivo. En un sistema que no converge, el programa utiliza este término para evitar entrar en un ciclo cerrado sin fin, dando fin a la simulación cuando llegue al número de iteración máxima.
- *Originator_Name*: Este campo contiene el nombre de cada persona o autor que introduce los datos al programa para la simulación. Como el anterior también es de carácter alfanumérico. Este campo también permite colocar la longitud de caracteres que Excel™ permita en cada una de las celdas en donde se coloque la información.
- *Clearing_Time*: Este campo contiene el tiempo en segundos que tarda falla en ser despejada. Es de carácter numérico real positivo. Este dato corresponde a otro módulo de SimSP.
- *Case_Identification*: Este campo contiene el título que identifica el caso a simular. Es de carácter alfanumérico y es posible colocar la cantidad de caracteres que Excel™ permite para cada celda.
- *Simulation_Time*: Este campo contiene el tiempo total de simulación de estabilidad transitoria. Es de carácter numérico real positivo.

C.2. Estructura de datos que contiene Información de las Barras

A continuación se hace referencia a otra hoja de cálculo, la misma es conocida como *Bus_Data*, la cual se presenta a continuación, esta estructura posee cierta cantidad de campos donde se especifican las condiciones de cada una de las barras presentes en el sistema de potencia simulado. Esto revela las dimensiones del sistema de potencia así como la distribución que tienen los distintos elementos que lo conforman [88].

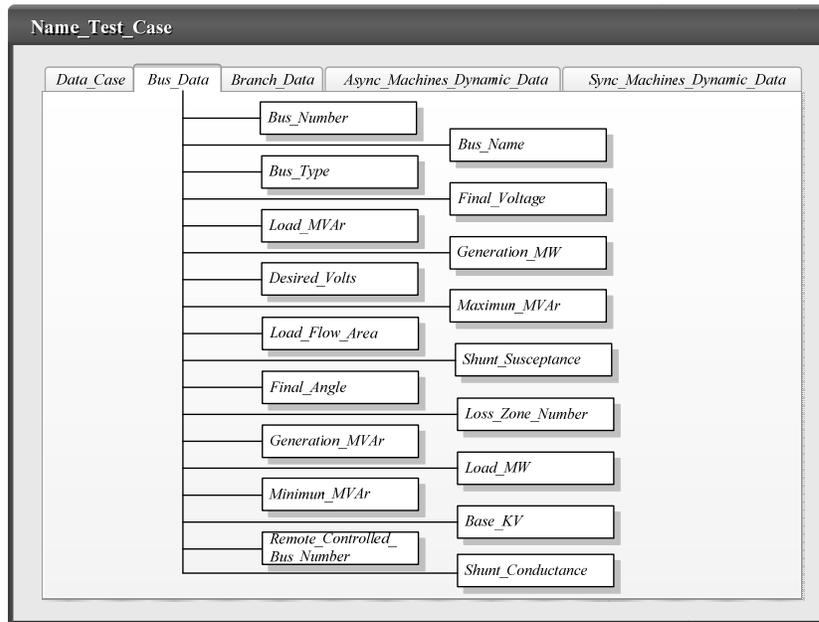


Figura C.2. Modelo de Estructura de Datos de *Bus_Data*

A continuación se presenta una breve explicación sobre los campos que con tiene esta hoja de cálculo:

- *Bus_Number*: Este campo contiene el número de la barra, identifica a cada barra con un número y es empleado además como índice primario. Por ejemplo, se utiliza para definir las conexiones de la línea en los datos de la línea y será utilizado para conseguir salida sobre una barra durante la ejecución de programa El número de cada barra es asignado por el usuario arbitrariamente. Es de carácter numérico entero positivo, consecutivamente a partir de uno.
- *Bus_Name*: Este campo contiene el nombre de la barra, permite al usuario identificar a cada barra con un nombre que le permita comprender fácilmente el sistema en estudio. Es de carácter alfanumérico.
- *Bus_Area_Number*: Contiene el número de áreas de flujo de potencia. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Bus_ZoneLoss_Number*: Este campo contiene el número de zona de pérdidas. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Bus_Type*: en este se indica el tipo de barra que representa para el sistema de potencia lo que permite al programa clasificar las barras y durante simulación del flujo de potencia darle el trato adecuado a cada una de ellas. Éste carácter es de tipo numérico entero positivo.

Los diferentes tipos de barras se muestran a continuación:

Tabla C.1. Diferentes tipos de barras

<i>Bus Type</i>	<i>Descripción</i>
0	No regulada. (Load, PQ)
1	Fijando la potencia MVAR de generación dentro de los límites de voltaje. (PQ)
2	Manteniendo los límites de voltaje dentro de los VAR. (gen,PV)
3	Manteniendo el Voltaje y el ángulo. (Swing, V-Theta)

- *Bus_V*: Este campo contiene el voltaje en por unidad, que a su vez es que indica las condiciones iniciales de voltaje en cada barra
- *Bus_Angle*: Es el voltaje en por unidad que indicará las condiciones iniciales de voltaje en cada barra. Éste carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_PL*: este carácter nos indica la potencia activa en MW que esta consumiendo la carga que se encuentra conectada a la barra. Este carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_QL*: este carácter nos indica la potencia reactiva en MVAR que esta consumiendo la carga que se encuentra conectada a la barra. Este carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_Pg*: Este campo indica la potencia activa en MW que es suministrada por el generador sincrónico a la red. Este carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_Qg*: Este campo indica la potencia reactiva en MVAR que es suministrada por el generador sincrónico suministra a la red. Este carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_Vbase*: Este campo contiene la magnitud del voltaje base en kV de cada barra. Es de carácter numérico real.
- *Bus_Vdesired*: Es el voltaje deseado en cada barra, este es el voltaje deseado remoto si esta barra es controlada por otra. Éste carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_Qmax*: es la potencia reactiva o voltaje máximo permitido en las barras que sean tipo PV. Estos caracteres son de tipo numérico real.
- *Bus_Qmin*: es la potencia reactiva o voltaje mínimo permitido en las barras que sean tipo PV. Estos caracteres son de tipo numérico real.
- *Bus_ShuntG*: Es la conductancia en paralelo que puede ser conectada o asociada en cada barra. Éste carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_ShuntB*: Es la susceptancia capacitiva en paralelo que puede ser conectada o asociada en cada barra. Éste carácter es de tipo numérico real.
- *Bus_RCBN*: este carácter indica el número de barra controlada de manera remota.

A 3.3. Estructura de Datos que Contiene Información de los Enlaces

La hoja siguiente de cálculo se conoce como *Branch_Data*, esta hoja contiene datos característicos de las diferentes ramas que conforman el sistema, a continuación se muestra la descripción de los campos que están contenidos dentro de la hoja [86]:

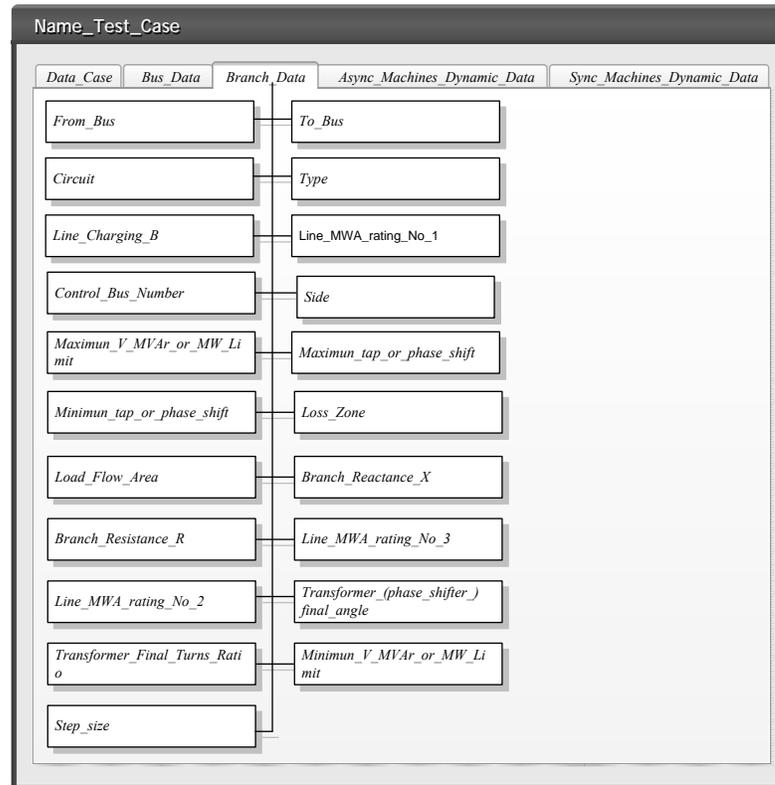


Figura C.3. Modelo de Estructura de Datos de *Branch_Data*

- *Branch_From*: Este campo contiene el número de la barra de inicio del enlace así como también las que contienen tap en los transformadores, el número estará indicado del lado donde este situado el mismo (tap). Es de carácter numérico entero positivo.
- *Branch_To*: Este campo contiene el número de la barra final del enlace así como las que contienen transformadores, el número estará indicado del lado donde este situado la z del transformador.
- *Branch_LFArea*: Este campo contiene el área del flujo de potencia. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Branch_LossZone*: Este campo contiene la zona de pérdidas. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Branch_Circuit*: Este campo indica el número de circuitos, donde los mismos se indican con un número, ejemplo: se usa 1 para una sola línea. Es de carácter numérico entero positivo.
- *Branch_Type*: Este campo indica el elemento conectado a la barra o el que enlaza las mismas, es de carácter numérico y entero positivo. A continuación se mostrara los diferentes enlaces que se tienen:

Tabla C.2. Tipos de enlaces existentes

<i>Type</i>	<i>Descripción</i>
0	Línea de Transmisión.
1	Transformador con Tap fijo
2	Tap variable para controlar voltaje
3	Tap variable para controlar potencia reactiva
4	Tap cambiador de fase para controlar potencia activa.

- *Branch_R*: Este campo contiene la resistencia del enlace en p.u., es de carácter numérico real.
- *Branch_X*: Este campo contiene la resistencia del enlace en p.u., la misma debe ser distinta de cero, es de carácter numérico real.
- *Branch_B*: Este campo contiene la susceptancia capacitiva del enlace en p.u, es de carácter numérico real.
- *Branch_LMVA*: Este campo contiene la potencia en MVA que circula por la línea número 1, Justificado Izquierda, es de carácter numérico real.
- *Branch_LMVA2*: Este campo contiene la potencia en MVA que circula por la línea número 2, Justificado Izquierda, es de carácter numérico real.
- *Branch_LMVA3*: Este campo contiene la potencia en MVA que circula por la línea número 3, Justificado Izquierda, es de carácter numérico real.
- *Branch_ControlBusNumber*: Este campo contiene el número de la barra que se encuentra controlada.
- *Branch_Lado*: Este campo contiene el terminal y el número de la barra que es controlada. es de carácter numérico real.

A continuación se muestra los tipos de sitio y numero de la barra que son controladas

Tabla C.3. Tipos de Barras según el lugar donde esta se encuentren

<i>Side</i>	<i>Descripción</i>
0	Barra controlada en unos de los terminales
1	Barra controlada cerca del tap del transformador
2	Barra controlada cerca del lado de la impedancia (z barra)

- *Branch_TfTurnsRatio*: Este campo contiene la relación de transformación final. Es de carácter numérico real.
- *Branch_TfAngle*: Este campo contiene el Angulo final del Transformador, en caso de que el mismo posea tap cambiador de fase (*phase shifter*). Es de carácter numérico real.
- *Branch_TapMin*: Este campo contiene el tap mínimo o el ángulo mínimo de desfase para las que se quiera definir el transformador. Es de carácter numérico real.

- *Branch_TapMax*: Este campo contiene el tap máximo o el ángulo máximo de desfase para las que se quiera definir el transformador. Es de carácter numérico real.
- *Branch_StepSize*: Este campo contiene el tamaño de paso del tap que se desea para el transformador. Es de carácter numérico real.
- *Branch_Vmin*: Este campo contiene el Voltaje mínimo o límites mínimo de potencia en MVAR o MW del enlace que se va a simular. Es de carácter numérico real.
- *Branch_Vmax*: Este campo contiene el Voltaje máximo o límites máximos de potencia en MVAR o MW del enlace que se va a simular. Es de carácter numérico real.

C.4. Estructura de Datos que Contiene Información de la Maquina Sincrónica

A continuación se continúa con la descripción de las hojas de calculo, en este momento se tiene la quinta hoja que posee el nombre *Sync_Machines_Dynamic_Data*, esta hoja contiene los diferentes datos del modelo de la maquina sincrónica que se encuentra dentro del sistema de potencia. A continuación se hará una breve explicación de los distintos campos que operan dentro de esta hoja de cálculo [88].

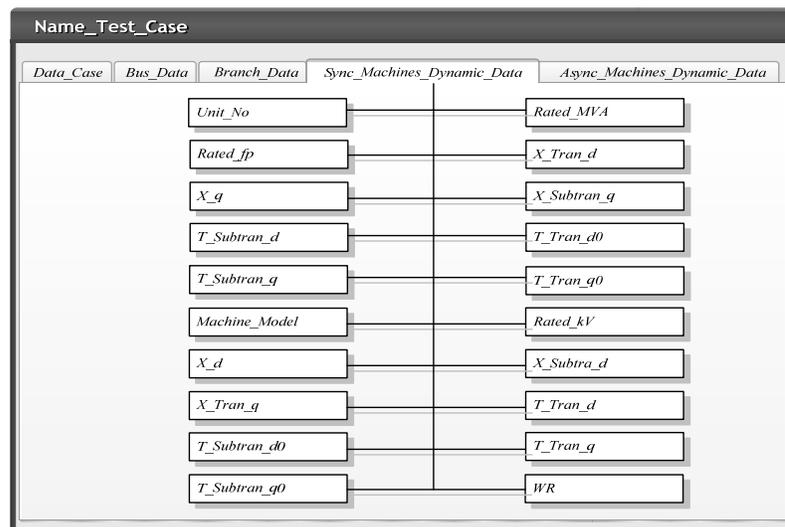


Figura C.4. Modelo de Estructura de Datos de *Sync_Machines_Dynamic_Data*

- *SM_Number*: Este campo contiene la información donde se identifica a cada maquina sincrónica que se encuentra dentro del sistema de potencia en estudio. Este campo es de carácter numérico real.

- *SM_Bus*: Este campo indica el número de barra a la cual esta conectada la maquina sincrónica. este campo es numérico real.
- *SM_Model*: En este campo se indica el tipo o modelo de maquina que se tiene en el sistema (motor o generador), este puede ser clásico, transitorio o sub-transitorio. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_Rated_MVA*: En este se indica el valor de potencia en MVA nominal de la maquina sincrónica. Este carácter es de tipo numérico real.
- *SM_Rated_kV*: En este se indica el valor de voltaje nominal de la maquina sincrónica. Este carácter es de tipo numérico real.
- *SM_Rated_pf*: Este campo contiene el valor de factor de potencia nominal de cada máquina sincrónica, se debe colocar en porcentaje, dividido entre el 100%. Es de carácter numérico real.
- *SM_X_Sub_d*: Aquí se indica el valor de la reactancia sub-transitoria del eje directo de la maquina sincrónica, el mismo se expresa en porcentaje. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_X_Tran_d*: Aquí se indica el valor de la reactancia transitoria del eje directo de la maquina sincrónica, el mismo se expresa en porcentaje. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_X_d*: En este campo se indica el valor de la reactancia del eje directo de la maquina sincrónica, el mismo se expresa en porcentaje. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_X_Sub_q*: Aquí se indica el valor de la reactancia sub-transitoria del eje de cuadratura de la maquina sincrónica, el mismo se expresa en porcentaje. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_X_Tran_q*: Aquí se indica el valor de la reactancia transitoria del eje de cuadratura de la maquina sincrónica, el mismo se expresa en porcentaje. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_X_q*: Este campo contiene la reactancia del eje de cuadratura de la máquina sincrónica en porcentaje. Este carácter es de tipo numérico real.
- *SM_R_A*: En este campo se indica el valor de la resistencia de la armadura. Este campo es numérico real.
- *SM_X_L*: En este campo se indica el valor de la reactancia de dispersión. Este campo es numérico real.
- *SM_T_Tran_d*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo transitoria del eje directo de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.

- *SM_T_Sub_d*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo subtransitoria del eje directo de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Sub_d0*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo subtransitoria del eje directo en circuito abierto de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Tran_d0*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo transitoria del eje directo en circuito abierto de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Tran_q*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo transitoria del eje de cuadratura de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Sub_q*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo subtransitoria del eje de cuadratura de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Sub_q0*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo subtransitoria del eje de cuadratura en circuito abierto de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_T_Tran_q0*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo transitoria del eje de cuadratura en circuito abierto de la maquina sincrónica, se expresa en segundos. Este campo es de carácter numérico
- *SM_T_A*: En este campo se indica el valor de la constante de tiempo de la armadura. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_WR*: Este campo indica la energía cinética que posee la maquina a velocidad nominal. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_RF*: En este campo se indica el valor de la resistencia que tiene el devanado de excitación. Este campo es numérico real.
- *SM_SG_10*: Saturación de la máquina a 1.0 de voltaje en p.u.
- *SM_SG_12*: Saturación de la máquina a 1.2 de voltaje en p.u.
- *SM_D*: este campo indica el valor del amortiguamiento de la maquina
- *SM_Exciter_Type*: Este campo indica el tipo de excitatriz que posee la maquina. Este campo es de carácter numérico real.
- *SM_Governor_Type*: Este campo indica el tipo de gobernador que posee la maquina. Este campo es de carácter numérico real.

C.5. Estructura de Datos que Contiene la Información de la Máquina Asíncrona

La hoja de cálculo identificada con el título *Async_Machine_Dynamic_Data*, es muy parecida a la anterior, con la diferencia que ahora se tienen los datos de la máquina asíncrona, todos estos son importantes para llevar a cabo las simulaciones de los sistemas de potencia. En la Figura C.5 se muestra el modelo representativo [88]:

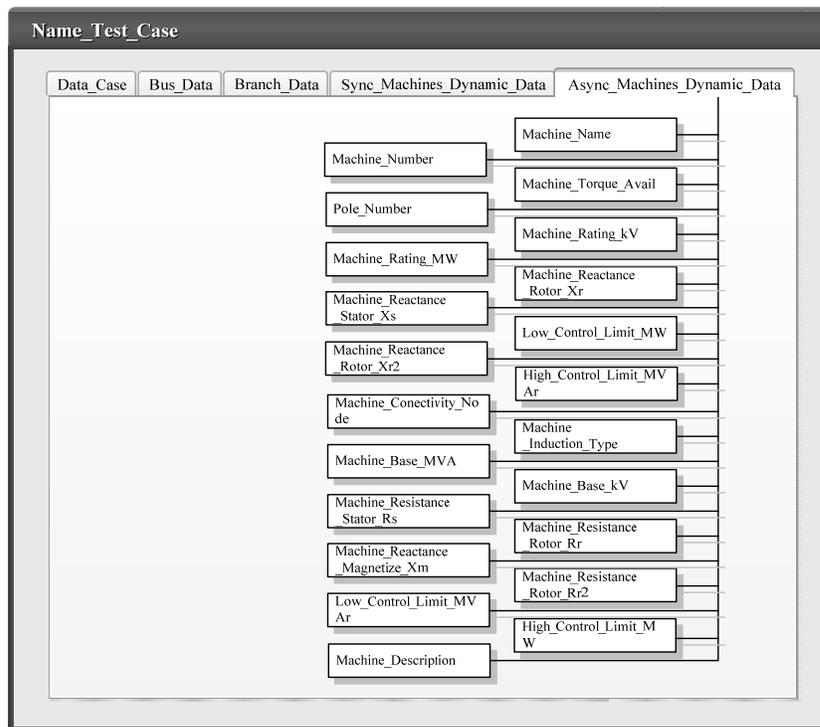


Figura C.5. Modelo de Estructura de Datos de *Async_Machines_Dynamic_Data*

- Identificarla y reconocer la cantidad de máquinas que se encuentran presentes en el sistema. Es de carácter numérico entero positivo.
- *IM_Name*: Este campo contiene el nombre asignado por el usuario a cada máquina de inducción para poder identificarlo y comprender con facilidad el sistema. Es de carácter alfanumérico.
- *IM_Bus*: Este campo contiene el número de la barra en la que se encuentra conectada la máquina de inducción (motor o generador). Es de carácter numérico entero positivo.
- *IM_Type*: Este campo contiene el número que le comunica al programa el tipo de máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada, es decir, si se encuentra conectado un generador o un motor de inducción. Es de

carácter numérico entero positivo. El número que especifica el tipo de máquina corresponde con la Tabla C.4.

Tabla C.4. Tipo de maquina de inducción a utilizar

<i>Machine Induction Type</i>	<i>Descripción</i>
1	Granja de Viento con generación asincrónica
2	Turbina de Viento con generación asincrónica
3	Motor de Inducción
4	Generador de Inducción

- *IM_Pole_Number*: Este campo contiene el número de polos de la máquina de inducción, este elemento se encuentra deshabilitados actualmente. Es de carácter numérico entero.
- *IM_Torque*: Este campo contiene el valor del torque mecánico en el eje de cada máquina de inducción en por unidad. Es de carácter numérico real.
- *IM_Base_MVA*: Este campo contiene la potencia nominal aparente de la máquina de inducción (generador o motor), este valor es suministrado por el fabricante. Es de carácter numérico real.
- *IM_Base_KV*: Este campo contiene el voltaje nominal de la máquina de inducción, debe ser introducido en kV. Es de carácter numérico real.
- *IM_Rating_MW*: Este campo contiene la potencia activa en MW real de operación de la máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada. Es de carácter numérico real.
- *IM_Rating_KV*: Este campo contiene el voltaje en kV real de operación de la máquina de inducción que se encuentra conectada a una barra determinada. Es de carácter numérico real.
- *IM_Rs*: Este campo contiene el valor de la resistencia del estator (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *IM_Rr*: Este campo contiene el valor de la resistencia del rotor (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *IM_Xs*: Este campo contiene el valor de la reactancia del estator (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *IM_Xm*: Este campo contiene el valor de la reactancia de la rama magnetizante (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *IM_Xr*: Este campo contiene el valor de la reactancia del rotor (en por unidad) de la máquina de inducción. Es de carácter numérico real.
- *IM_LowControlLimitMW*: Este campo contiene el límite mínimo de potencia activa que se desea controlar en el sistema potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo se encuentra deshabilitado actualmente.

- *IM_LowControlLimitMVar*: Este campo contiene el límite mínimo de potencia reactiva que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *IM_HighControlLimitMW*: Este campo contiene el límite máximo de potencia activa que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *IM_HighControlLimitMVar*: Este campo contiene el límite máximo de potencia reactiva que se desea controlar en el sistema de potencia estudiado. Es de carácter numérico real. Este campo está deshabilitado actualmente.
- *IM_Description*: Este campo contiene cualquier información general que el usuario desee colocar a cada máquina de inducción. Es de carácter alfanumérico.

C.6 Estructura de Datos de las SOFC

Actualmente esta hoja de cálculo no se encuentra habilitada para la versión completa del software SimSP, no obstante se espera que con el aporte de esta investigación y desarrollo de investigaciones futuras se logre el acople del modulo SOFC a la versión completa del programa, lo que implica el anexo de esta hoja de cálculo al archivo *Name_Test_Case*. A continuación se presente un modelo de la estructura de datos para celdas de combustible de oxido sólido, el titulo a considerar para esta hoja de cálculo es *SO_Fuel_Cells_Dynamic_Data*, la Figura 16 muestra un modelo representativo de la estructura de datos de celdas de combustible de oxido sólido y los campos que debe contener [88].

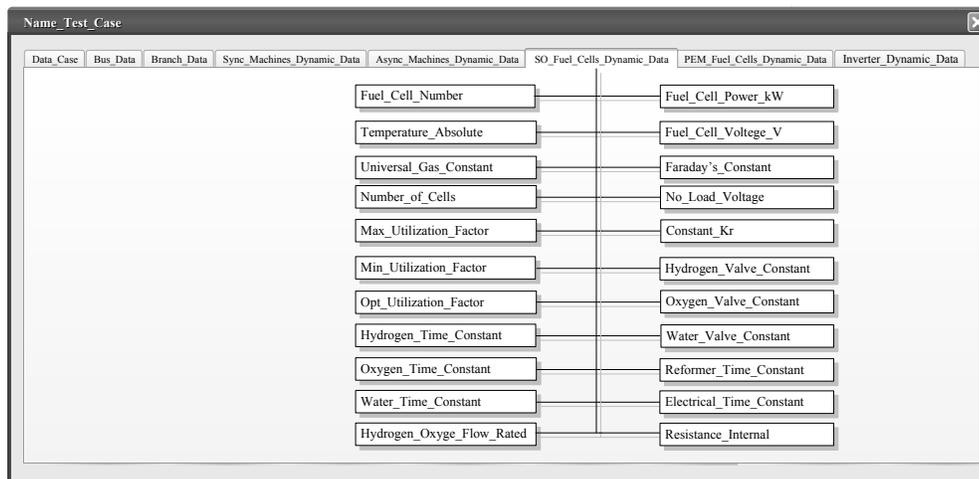


Figura C.6. Modelo de Estructura de Datos de Celdas de Combustible de Oxido Sólido

- *Fuel_Cell_Numer*: Este campo deberá contener un número que identifica a cada celda de combustible que es conectada en el sistema de potencia, esto le permite a SimSP

conocer la cantidad y la ubicación de las mismas. Debe ser de carácter numérico real, comenzando desde uno.

- *Fuel_Cell_Power_kW*: Este campo deberá contener la potencia nominal de la celda de combustible, escrita en kW. Debe ser de carácter numérico real.
- *Fuel_Cell_Voltage_V*: Este campo deberá contener el voltaje nominal de la celda de combustible, escrito en V. debe ser de carácter numérico real.
- *Temperatura_Absolute*: Este campo deberá contener la temperatura absoluta de operación de la celda de combustible, escrita en °k. debe ser de carácter numérico real.
- *Universal_Gas_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante universal de los gases, escrita en J/(kmol °k). Debe ser carácter numérico real.
- *Faraday's_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de Faraday, escrita en C/kmol. Debe ser de carácter numérico real.
- *No_Load_Voltage*: Este campo deberá contener el voltaje ideal (sin carga conectada en sus terminales), escrito en V. Debe ser de carácter numérico real.
- *Number_of_Cell*: Este campo deberá contener la cantidad de pilas (stack) conectadas en serie que conforman a la celda de combustible. Es de carácter numérico real.
- *Constant_Kr*: Este campo deberá contener el valor de la constante propia de la celda Kr. Calculada a partir de la formula $Kr = No/4F$, donde *No* es la cantidad de pilas conectadas en serie que conforman a la celda de combustible y *F* es la constante de Faraday, escrito en kmol/(s A). Debe ser de carácter numérico real.
- *Max_Utilization_Factor*: Este campo deberá contener el máximo factor de utilización del combustible permitido por la celda de combustible. Debe ser de carácter numérico real.
- *Min_Utilization_Factor*: Este campo deberá contener el mínimo factor de utilización del combustible permitido por la celda de combustible. Debe ser de carácter numérico real.
- *Opt_Utilization_Factor*: Este campo deberá contener el óptimo factor de utilización del combustible permitido por la celda de combustible. Debe ser de carácter numérico real.
- *Hydrogen_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de hidrógeno, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.
- *Oxygen_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de oxígeno, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.
- *Water_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de agua, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.

- *Hydrogen_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del hidrógeno, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Oxygen_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del oxígeno, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Water_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del agua, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Reformer_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del reformador de combustible, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Electrical_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo de respuesta dinámica, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Resistance_Internal*: Este campo deberá contener el valor de la resistencia interna de la celda de combustible, escrita en ohmios. Debe ser de carácter numérico real.
- *Hydrogen_Oxygen_Flow_Rated*: Este campo deberá contener la tasa de cambio de hidrógeno a oxígeno. Debe ser de carácter numérico real.

C.7 Estructura de Datos de las PEMFC

La hoja de cálculo para los datos dinámicos de una celda de combustible de membrana de intercambio protónico no se encuentra habilitada para la versión completa de software SimSP, sin embargo a través de este documento se crean las bases para lograr la implementación de esta dentro del archivo *Name_Test_Case*, identificada con el título *PEM_Fuel_Cells_Dynamic_Data*, esta estructura debe contener los datos dinámicos del modelo de celda de combustible PEM, un modelo que representa a esta estructura de datos y los diferentes campos que la misma debe tener disponibles es presentado en la Figura C.7 [88].

The screenshot shows a window titled "Name_Test_Case" with a tabbed interface. The active tab is "PEM_Fuel_Cells_Dynamic_Data". The window contains a table with two columns of input fields, each with a label and a text box. The labels are as follows:

Fuel_Cell_Power_kW	Fuel_Cell_Number
Temperature_Absolute	Fuel_Cell_Voltage_V
Universal_Gas_Constant	Faraday's_Constant
Number_of_Cells	No_Load_Voltage
Utilization_Factor	Constant_Kr
Oxygen_Valve_Constant	Hydrogen_Valve_Constant
Hydrogen_Time_Constant	Water_Valve_Constant
Water_Time_Constant	Oxygen_Time_Constant
Conversion_Factor_(CV)	Reformer_Time_Constant_1
Activation_Constant_(C)	Reformer_Time_Constant_2
Resistance_Internal	Activation_Constant_(B)
Methane_Reference	Hydrogen_Oxyge_Flow_Ratio

Figura C.7. Modelo de Estructura de Datos de Celdas de Combustible de Membrana de Intercambio Protónico.

- *Fuel_Cell_Numer*: Este campo deberá contener un número que identifica a cada celda de combustible que es conectada en el sistema de potencia, esto le permite a SimSP conocer la cantidad y la ubicación de las mismas. Debe ser de carácter numérico real, comenzando desde uno.
- *Fuel_Cell_Power_kW*: Este campo deberá contener la potencia nominal de la celda de combustible, escrita en kW. Debe ser de carácter numérico real.
- *Fuel_Cell_Voltage_V*: Este campo deberá contener el voltaje nominal de la celda de combustible, escrito en V. debe ser de carácter numérico real.
- *Temperatura_Absolute*: Este campo deberá contener la temperatura absoluta de operación de la celda de combustible, escrita en °k. debe ser de carácter numérico real.
- *Universal_Gas_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante universal de los gases, escrita en J/(kmol °k). Debe ser carácter numérico real.
- *Faraday's_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de Faraday, escrita en C/kmol. Debe ser de carácter numérico real.
- *No_Load_Voltage*: Este campo deberá contener el voltaje ideal (sin carga conectada en sus terminales), escrito en V. Debe ser de carácter numérico real.
- *Number_of_Cell*: Este campo deberá contener la cantidad de pilas (stack) conectadas en serie que conforman a la celda de combustible. Es de carácter numérico real.
- *Constant_Kr*: Este campo deberá contener el valor de la constante propia de la celda Kr. Calculada a partir de la formula $Kr = No/4F$, donde *No* es la cantidad de pilas conectadas en serie que conforman a la celda de combustible y *F* es la constante de Faraday, escrito en kmol/(s A). Debe ser de carácter numérico real.
- *Utilization_Factor*: Este campo deberá contener el máximo factor de utilización del combustible permitido por la celda de combustible. Debe ser de carácter numérico real.
- *Hydrogen_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de hidrógeno, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.
- *Oxygen_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de oxígeno, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.
- *Water_Valve_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de la válvula de agua, escrita en kmol/(s atm). Debe ser de carácter numérico real.
- *Hydrogen_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del hidrógeno, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Oxygen_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del oxígeno, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.

- *Water_Time_Constant*: Este campo deberá contener el valor de la constante de tiempo del agua, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Reformer_Time_Constant_1*: Este campo deberá contener el valor de la primera constante de tiempo del reformador de combustible, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Reformer_Time_Constant_2*: Este campo deberá contener el valor de la segunda constante de tiempo del reformador de combustible, escrita en segundos. Debe ser de carácter numérico real.
- *Conversion_Factor_(CV)*: Este campo deberá contener el factor de conversión de la función de transferencia de segundo orden del reformador de combustible. Debe ser de carácter numérico real.
- *Activation_Voltage_Constant_(B)*: Este campo deberá contener la constante de activación del voltaje interno de la celda de combustible, escrito en A^{-1} . Debe ser de carácter numérico real.
- *Activation_Voltage_Constant_(C)*: Este campo deberá contener la constante de activación del voltaje interno de la celda de combustible, escrito en V. Debe ser de carácter numérico real.
- *Resistance_Internal*: Este campo deberá contener el valor de la resistencia interna de la celda de combustible, escrita en ohmios. Debe ser de carácter numérico real.
- *Hydrogen_Oxygen_Flow_Rated*: Este campo deberá contener la tasa de cambio de hidrógeno a oxígeno. Debe ser de carácter numérico real.

C.8. Estructura de Datos del Inversor

La estructura de datos de los inversores, se encuentra contenida en la hoja de cálculo *Inverter_Dynamic_Data*, es la octava y última hoja del archivo *Name_Test_Case* y está referida a la data esencial de los inversores instalados en el sistema, necesarios para la simulación. La Figura C.8 muestra un modelo de la estructura de Datos del Inversor donde se puede apreciar que cuenta con cinco campos [86]:

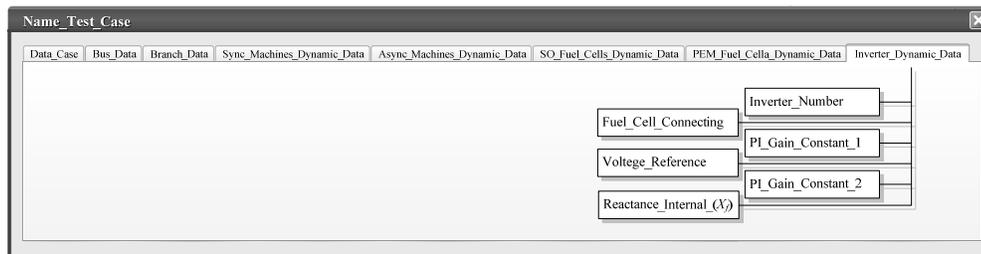


Figura C.8. Modelos de Estructura del Inversor

- *Inverter_Numer*: Este campo deberá contener un número que identifica a inversor que se encuentra conectado en el sistema de potencia, esto le permite a SimSP conocer la

cantidad y la ubicación de los mismos. Debe ser de carácter numérico real, comenzando desde uno.

- *Fuel_Cell_Connecting*: Este campo deberá contener el número de la celda de combustible a la cual está acoplado el inversor. Debe ser de carácter numérico real.
- *PI_Gain_Constant_1*: Este campo deberá contener la primera constante de ganancia del controlador PI del inversor. Debe ser de carácter numérico real.
- *PI_Gain_Constant_2*: Este campo deberá contener la segunda constante de ganancia del controlador PI del inversor. Deber ser de carácter numérico real.
- *Reactance_Interna (X_f)*: Este campo deberá contener la reactancia del filtro del inversor, en ohmios. Debe ser de carácter numérico real.
- *Voltaje_Reference*: Este campo deberá contener el voltaje de referencia del controlador PI del inversor. Debe ser de carácter numérico real.

ANEXO D.

Resolución de las Ecuaciones de Red

D.1. Resolución de las Ecuaciones de Red

Se ha estado haciendo un particular énfasis en la capacidad de SimSP para realizar simulaciones de sistemas de potencia que contienen más de una máquina eléctrica en más de una barra, esto es conocido como sistemas de potencia multi-máquinas, a esto se le suma, con el desarrollo de este documento el análisis de sistemas de potencia mixtos. No obstante para SimSP los sistemas de potencia mixtos siguen siendo sistemas de potencia multi-máquinas, o en un buen sentido multi-equipos, ya que ambos modelos (máquinas eléctricas y celdas de combustible), son modelos algebraicos-diferenciales que poseen una estructura similar, diferenciándose solamente en el número de ecuaciones (algebraicas y diferenciales) que integran respectivamente a cada modelo.

Durante la resolución de un sistema de potencia multi-máquinas el programa debe de realizar un procedimiento recursivo, donde en cada repetición se produzca un avance en el tiempo de simulación, este procedimiento está relacionado directamente con la resolución de las ecuaciones (algebraicas) de la red y de las ecuaciones (algebraicos-diferenciales) de los equipos instalados al sistema. Entre la red y los equipos instalados en ella debe existir un estado de equilibrio o de compensación, este equilibrio puede ser logrado por medio de un balance de corriente o por un balance de potencia. En el caso particular de SimSP, este emplea un balance de potencia [86].

Existen dos métodos empleados ampliamente para la ejecución de un balance de potencia dentro de un sistema de potencia multi-máquinas, el primero denominado método simultáneo-implícito, resuelven las ecuaciones de la red conjuntamente con las ecuaciones de los equipos, el segundo denomina método particionado-explicito, diferencia del anterior, las ecuaciones de la red son resueltas por separado con respecto a las ecuaciones de los modelos de equipos. En el caso de SimSP emplea el método particionado-explicito [88].

Con respecto a lo antes dicho, SimSP recurre a un módulo llamado *NWSOL.m*, el mismo está diseñado para la resolución de las ecuaciones de la red. Para una red de potencia donde se encuentran conectadas m máquinas sincrónicas en n barras, como el presentado en la Figura D.1, las ecuaciones de barras son:

Barras de Generación

$$0 = V_i e^{j\theta_i} (I_{di} + jI_{qi}) e^{j\left(\delta_i - \frac{\pi}{2}\right)} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ik})} \quad (D.1)$$

para $i = 1, 2, \dots, m$

Barras de Carga

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ik})} \quad (D.2)$$

para $i = 1, 2, \dots, m$

En (204) $V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \equiv P_{Gi} + jQ_{Gi}$ siendo esta la potencia compleja inyectada a la barra i debido al generador. Por lo tanto (D.1) y (D.2) representan la ecuación de balance de potencia activa y reactiva en las barras de las n barras. Por otra parte (D.1) constituye las ecuaciones de balance de potencia en las barras de generación, así como también muestra la interacción de las variables algebraicas y las variables de estado δ_i, E'_{qi} , y E'_{di} del modelo dinámico del generador [86].

De manera similar ocurre cuando en las barras de generación es conectada, en lugar de un generador, una celda de combustible por medio de un inversor, haciendo la salvedad de que los subíndices de las componentes real e imaginaria de la corriente “ d ” y “ q ” respectivamente, para el caso de las celdas de combustible no tienen relación alguna con el modelo dinámico de los dos eje para el generador sincrónico, solo representan una diferencia entre ambos componentes, en cambio con el generador doblemente alimentado guarda un gran parecido debido a que este también emplea la teoría de los dos ejes [88].

$$\bar{E}_i = [E'_{di} + (x'_{qi} - x'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})}$$

$$\bar{I}_i = (I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = I_{Di} + jI_{Qi}$$

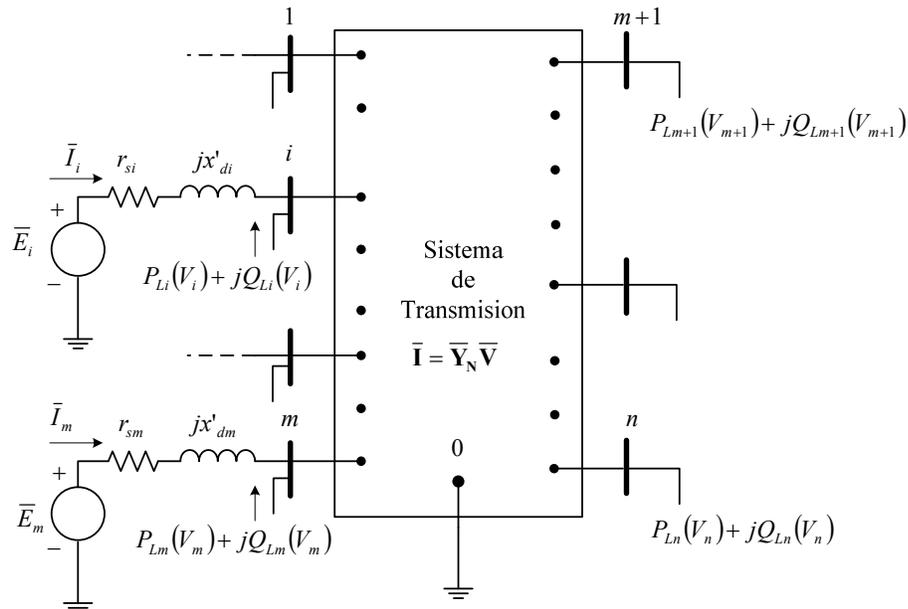


Figura D.1. Interconexión del Circuito del Modelo Dinámico del Generador Sincrónico con el Resto de la Red

Las ecuaciones de la red son ser expresadas en forma de balance de potencia dentro del modulo $NWSOL.m$, las barras de generación son divididas en la parte real e imaginaria para $i = 1, \dots, m$:

$$I_{di}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) + I_{qi}V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + P_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.3})$$

$$I_{di}V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + I_{qi}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) + Q_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.4})$$

De la misma forma se procede para las barras de carga:

$$P_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.5})$$

$$Q_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.6})$$

Se puede apreciar como la carga puede estar presente en el generador o en las barras de carga. Nótese que la carga puede estar presente en el generador también como en las barras de carga. Las ecuaciones de red (D.3)-(D.6) son rescritas de tal forma que las ecuaciones de potencia activa aparecen primero y después aparecen las ecuaciones de potencia reactiva, para $i = 1, \dots, m$:

Ecuaciones de Potencia Activa

$$I_{di}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) + I_{qi}V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + P_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.7})$$

$$P_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.8})$$

Ecuaciones de Potencia Reactiva

$$I_{di}V_i \cos(\delta_i - \theta_i) + I_{qi}V_i \text{sen}(\delta_i - \theta_i) + Q_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.9})$$

$$Q_{Li}(V_i) - \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik}) = 0 \quad (\text{D.10})$$

Por otro lado se tiene que la matriz admitancia de barra es construida dentro del modulo *NWSOL.mK*, a partir de los datos suministrados por el usuario y contenidos en las hojas de cálculo *Branch_Data* y *Bus_Data*. Primeramente se definen las dimensiones de la matriz *Ybus* de acuerdo con el número de barras existentes en el sistema, se definen las barras de enlaces (barra de inicio y barra final), se forman los elementos de la matriz *Ybus* y finalmente con la matriz admitancia de barra se calcula la matriz impedancia de barra [88].

Cada rama que conecta dos barras aporta dos elementos a la matriz *Ybus*, de manera que una rama conectada entre las barras *a* y *b* aportará los elementos Y_{ab} y Y_{ba} a la matriz. Las ramas paralelas conectadas entre las barras *a* (*From_Bus*) y la barra *b* (*To_Bus*) no aportan elementos

adicionales, teniendo en cuenta que entre dos barras solamente hay un elemento, ya sea una línea o un transformador, siempre son realizados los siguientes pasos [88]:

- Se calcula la admitancia de las líneas de transmisión, es decir, se calcula Y_{shunt} de la línea.
- Si existe un transformador con cambio de toma fuera de la nominal. Se proyecta la impedancia al lado de alta tensión en el transformador.
- Se calcula la admitancia de los transformadores con cambio de toma fuera de la nominal, es decir, se calcula Y_{shunt} en cada lado.

ANEXO E.

Cálculos de los integrandos en el Modulo

Gen1

E.1. Cálculo de los Integrádoos en el Módulo GEN1

Durante la simulación de un sistema de potencia SimSP realiza un proceso recursivo, que comienza con el cálculo de las condiciones de estado iniciales de las variables de estado de los diferentes dispositivos conectados a las red, luego se procede a resolver las ecuaciones de red, a través de un balance de potencia, en este punto debe de existir una relación de equilibrio entre la red y los dispositivos instalados en ella. SimSP continúa el proceso de simulación resolviendo nuevamente las ecuaciones algebraico-diferenciales de los modelos y las ecuaciones algebraicas de la red de forma alternada y separada las primeras con respecto a las segundas, hasta que el tiempo de simulación llegue a su fin. Este procedimiento describe un método para simulación llamado particionado-explicito.

Luego de haber calculado las condiciones de estado iniciales y de resolver las ecuaciones de la red, procedimientos descritos anteriormente, SimSP realiza el llamado nuevamente de los módulos que contienen los modelos de los diferentes dispositivos que se encuentran conectados al sistema, con la salvedad de que en esta oportunidad el argumento *NVIA* toma el valor de uno, esto indica que en esta ocasión serán calculados los integrandos de las ecuaciones de estado. Para esto es necesario tener en cuenta que los módulos contienen los modelos algebraico-diferenciales de los equipos y para obtener los intergrandos de las ecuaciones de estado es preciso realizar una secuencia de pasos previos [88].

En primer lugar los elementos de la matriz OUT son reasignados a sus respectivas variables de estado, considerando nuevamente el ejemplo del generador sincrónico, esto quiere decir, que a las variables E'_d, E'_q, w y δ , son definidas nuevamente con la condición de estado inicial contenida dentro de la matriz OUT, de la siguiente manera [88]:

$$w = \text{OUT}(I,1) \quad (E.1)$$

$$\delta = \text{OUT}(I,2) \quad (E.2)$$

$$E'_q = \text{OUT}(I,3) \quad (E.3)$$

$$E'_d = \text{OUT}(I,4) \quad (E.4)$$

Si consideramos además que el generador sincrónico está condicionado con un sistema de excitación entonces:

$$E_{fd} = \text{OUT}(I,5) \quad (E.5)$$

$$V_R = \text{OUT}(I,6) \quad (E.6)$$

$$R_f = \text{OUT}(I,7) \quad (E.7)$$

Seguidamente se resuelven las ecuaciones algebraicas del modelo empleando para ello, los resultados obtenidos de la resolución de las ecuaciones de red y (E.1)-(E.7). En el modelo del generador sincrónico existe únicamente a ecuación algebraica del estator, derivada de la aplicación de la ley de voltajes de Kirchoff al circuito equivalente dinámico de la Figura E.1 [88].

$$0 = Ve^{j\theta} + (r_s + jx'_d)(I_d + jI_q)e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})} - \left[E'_d + (x'_q - x'_d)I_q + jE'_q e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})} \right] \quad (E.8)$$

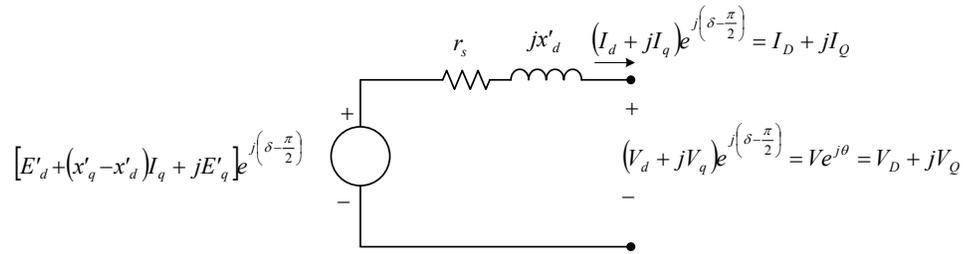


Figura E.1. Circuito del Modelo Dinámico de la Máquina Sincrónica

Si analizamos con detenimiento podemos ver que (E.8) esta en función de $E'_d, E'_q, \delta, I_d, I_q$ y algunas constantes como: π, x'_d, x'_q y r_s haciendo posible el calculo del voltea en terminales de la máquina sincrónica. La potencia aparente entregada a la red es verifica con la resolución de las siguientes ecuaciones:

$$P = V_D I_d \quad (E.9)$$

$$Q = V_Q I_q \quad (E.10)$$

Una vez que se han efectuados todos los cálculos pertinentes se crear una nueva matriz dinámica llamada PLUG, las características físicas de esta matriz son exactamente iguales a las de la matriz OUT, en realidad ambas están estrechamente relacionadas, ya que en la matriz PLUG son almacenados los integrandos de las ecuaciones de estado, es decir, el termino diferencial de dichas ecuaciones, el cual es obtenido al resolver estas ecuaciones de forma lineal, como una ecuación algebraica, de la siguiente manera:

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{\tau_{q_0}} (-E'_d + (x_d - x'_d)I_q) \quad (E.11)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{\tau_{d_0}} (E_{FD} - E'_q - (x_d - x'_d)I_d) \quad (E.12)$$

$$\dot{w} = \frac{1}{2H} (T_M - P_E - (D \cdot w)) \quad (E.13)$$

$$\dot{\delta} = w_s - w \quad (E.14)$$

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_E} \left(-(K_E + S_E) E_{fd} + V_R \right) \quad (\text{E.15})$$

$$\dot{R}_f = \frac{1}{T_F} \left(-R_f + \frac{K_F}{T_F} E_{fd} \right) \quad (\text{E.16})$$

$$\dot{V}_R = \frac{1}{T_A} \left(-V_R + K_A R_f - \frac{K_A K_F}{T_F} E_{fd} + K_A (V_{ref} - V_T) \right) \quad (\text{E.17})$$

Si el sistema de potencia se encuentra en régimen estacionario, al resolver (E.11)-(E.17) los resultados serán:

$$\dot{E}'_d = 0 \quad (\text{E.18})$$

$$\dot{E}'_q = 0 \quad (\text{E.19})$$

$$\dot{w} = 0 \quad (\text{E.20})$$

$$\dot{\delta} = 0 \quad (\text{E.21})$$

$$\dot{E}_{fd} = 0 \quad (\text{E.22})$$

$$\dot{R}_f = 0 \quad (\text{E.23})$$

$$\dot{V}_R = 0 \quad (\text{E.24})$$

Estos resultados indica claramente que el sistema de potencia no ha sufrido ninguna perturbación, ya que las variables de estado E'_d , E'_q , w , δ , E_{fd} , R_f y V_R poseen los mismos valores obtenidos para la condición de estado inicial y si las variables de la red permanecen constante, entonces las ecuaciones de estado se anulan a si misma, un efecto contrario se produce cuando la red experimenta algún cambio repentino en cualquiera de las variables eléctricas asociadas a ella, estos efectos derivados de cambios bruscos de alguna variables son denominados perturbaciones y serán tratados más adelante.

Como ya se dijo las matrices PLUG y OUT están vinculadas entre si a través de las ecuaciones de estado, por tal motivo los integrando contenidos dentro de la matriz PLUG deben tener el mismo orden con respecto a las variables de estado contenidas en la matriz OUT. La cantidad de columnas que posee la matriz PLUG depende de la cantidad de máquinas sincrónicas conectadas a la red, un ejemplo de la estructura de la matriz PLUG para generadores sincrónicos con sistema de excitación es mostrado en la Figura E.2 [88].

$$\text{PLUG} = \begin{bmatrix} w^1 & \delta^1 & E_q^1 & E_d^1 & E_{fd}^1 & R_f^1 & V_R^1 \\ w^2 & \delta^2 & E_q^2 & E_d^2 & E_{fd}^2 & R_f^2 & V_R^2 \\ w^3 & \delta^3 & E_q^3 & E_d^3 & E_{fd}^3 & R_f^3 & V_R^3 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ w^I & \delta^I & E_q^I & E_d^I & E_{fd}^I & R_f^I & V_R^I \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ \vdots \\ I \end{matrix} \Rightarrow \begin{matrix} \text{OUT}(I,1) = w^1 \\ \text{OUT}(I,2) = \delta^1 \\ \text{OUT}(I,3) = E_q^1 \\ \text{OUT}(I,4) = E_d^1 \\ \text{OUT}(I,5) = E_{fd}^1 \\ \text{OUT}(I,6) = R_f^1 \\ \text{OUT}(I,7) = V_R^1 \end{matrix}$$

Figura E.2. Estructura de la Matriz PLUG para Generadores Sincrónicos con Sistemas de Excitación

En este punto de la simulación el programa está en condiciones de identificar y seleccionar las variables para impresión que serán graficadas en la fase final de la simulación, las variables elegidas son consideradas las más relevantes para lograr obtener una visión amplia del comportamiento del generador sincrónico ante cualquier evento posible. Las variables escogidas para el generador sincrónico con sistema de excitación son:

- Velocidad (w).
- Angulo de Potencia (δ).
- Potencia Mecánica (P_m).
- Potencia Eléctrica (P_{elec}).
- Potencia Reactiva (Q_{elec}).
- Voltaje en Terminales (V_T).
- Corriente en Terminales (I_T).
- Voltaje en el Eje q (E_q).
- Voltaje en el Eje d (E_d).
- Voltaje del Entrehierro (E_F).
- Voltaje de Campo (E_D).

Para almacenar los diferentes valores que pueden tomar cada una de estas variables durante toda la simulación, SimSP construye una matriz para tal fin, la misma es identificada con el nombre de PRTVAR, donde los elementos obtienen el nombra de PRTVAR(I,J), que se traduce como, la variable para impresión J del generador sincrónico I , la estructura de esta matriz se ilustra en la Figura E.3 [88].

$$\text{PRTVAR} = \begin{bmatrix} w^1 & \delta^1 & P_m^1 & P_{elec}^1 & Q_{elec}^1 & V_T^1 & I_T^1 & E_q^1 & E_d^1 & E_F^1 & E_D^1 \\ w^2 & \delta^2 & P_m^2 & P_{elec}^2 & Q_{elec}^2 & V_T^2 & I_T^2 & E_q^2 & E_d^2 & E_F^2 & E_D^2 \\ w^3 & \delta^3 & P_m^3 & P_{elec}^3 & Q_{elec}^3 & V_T^3 & I_T^3 & E_q^3 & E_d^3 & E_F^3 & E_D^3 \\ \vdots & \vdots \\ w^I & \delta^I & P_m^I & P_{elec}^I & Q_{elec}^I & V_T^I & I_T^I & E_q^I & E_d^I & E_F^I & E_D^I \end{bmatrix} \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ \vdots \\ I \end{matrix} \Rightarrow \begin{matrix} \text{PRTVAR}(I,1) = w^1 \\ \text{PRTVAR}(I,2) = \delta^1 \\ \text{PRTVAR}(I,3) = P_m^1 \\ \text{PRTVAR}(I,4) = P_{elec}^1 \\ \text{PRTVAR}(I,5) = Q_{elec}^1 \\ \text{PRTVAR}(I,6) = V_T^1 \\ \text{PRTVAR}(I,7) = I_T^1 \\ \text{PRTVAR}(I,8) = E_q^1 \\ \text{PRTVAR}(I,9) = E_d^1 \\ \text{PRTVAR}(I,10) = E_F^1 \\ \text{PRTVAR}(I,11) = E_D^1 \end{matrix}$$

Figura E.3. Estructura de la Matriz PRTVAR para Generadores Sincrónicos con Sistemas de Excitación

ANEXO F.
VALIDACIÓN DE SIMSP

F.1. Descripción del Sistema

El popular sistema de potencia del *Western System Coorination Council* (WSCC) de 9 barras y 3 máquinas, es considerado en este documento. Este sistema esta muy bien documentando en el texto *Power System Control and Stability*, de Anderson y Fouad [91] y en el texto *Power System Dinamic and Stability* de Peter W. Saber and M.A Pai [92].

El sistema incluye tres generadores y tres grandes cargas equivalentes conectada a una red de transmisión mallada, a través de líneas de transmisión como se muestra en la Figura F.1

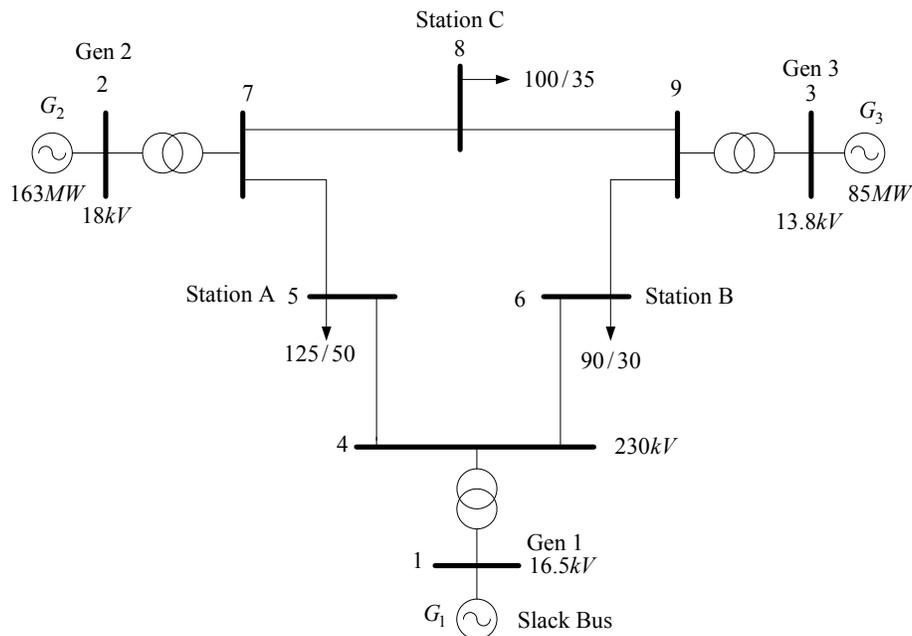


Figura F.1. WSCC, Sistema de 3 Maquinas y 9 barras [89]. Copyright 1977. Electric Power Research Institute. EPRI-EL 0484. Power System Dynamic Análisis, Phase I)

Los datos del sistema se muestran en la Tabla F.1, y son fácilmente logrables en [91]-[93]. Para propósitos de este estudio los generadores son representados por el modelo clásico y las cargas por impedancias constantes. Las bases del sistema son 230 kV en el sistema de transmisión y 100 MVA.

En el texto de P.M Anderson [91], se evalúa el comportamiento del sistema para estabilidad transitoria clásica, se simula una falla por cortocircuito trifásico en la barra línea 5-7 (cerca de la barra 7), en $t = 0$ segundos, y el despeje de la falla, $t = 0.083$ segundos, con la salida de operación de la línea de transmisión 5-7, $t = 0.083$ segundos.

Tabla F.1. Parámetros de la Red [91], [92]

Generadores*	Barra	Impedancia		Admitancia	
		R	X	G	B
Generador 1	1-4	0	0.1184	0	-8.4459
Generador 2	2-7	0	0.1823	0	-5.4855
Generador 3	3-9	0	0.2399	0	-4.1684
<i>Líneas de Transmisión</i>					
	4-5	0.0100	0.0850	1.3652	-11.6041
	4-6	0.0170	0.0920	1.9422	-10.5107
	5-7	0.0320	0.1610	1.1876	-5.9751
	6-9	0.0390	0.1700	1.2820	-5.5882
	7-8	0.0085	0.0720	1.6171	-13.6980
	8-9	0.0119	0.1008	1.1551	-9.7843
<i>Admitancia Shunt†</i>					
Carga A	5-0			1.2610	-0.2634
Carga B	6-0			0.8777	-0.0346
Carga C	8-0			0.9690	-0.167
	4-0				0.1670
	7-0				0.2275
	9-0				0.2835

* Para cada generador la reactancia del transformador es agregada a x'_d

† La susceptancia shunt de las líneas son agregadas a las cargas

La matriz admitancia de barra del sistema de 9 barras WSCC, previo a la introducción de la perturbación, es encontrada en el texto P.W. Sauer and M.A. Pai [90], en este reporte de investigación se ha reproducido de manera literal los mismos.

$$\begin{matrix}
 & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 \end{matrix} \\
 \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \end{matrix} & \left(\begin{array}{ccccccccc}
 -j17.361 & 0 & 0 & j17.361 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -j16 & 0 & 0 & 0 & 0 & j16 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & -j17.065 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j17.065 \\
 j17.361 & 0 & 0 & 3.307 & -1.365 & -1.942 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -j39.309 & +j11.604 & +j10.511 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -1.365 & 2.553 & 0 & -1.188 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & +j11.604 & -j17.338 & 0 & +j5.975 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -1.942 & 0 & 3.224 & 0 & 0 & -1.282 \\
 0 & j16 & 0 & +j10.511 & -1.188 & -j15.841 & 0 & 0 & +j5.588 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & +j5.975 & 0 & 2.805 & -1.617 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -j35.4460 & +j13.698 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1.617 & 2.772 & -1.155 \\
 0 & 0 & j17.065 & 0 & 0 & -1.282 & +j13.698 & -j23.303 & +j9.784 \\
 & & & & & +j5.588 & 0 & -1.155 & 2.437 \\
 & & & & & & & +j9.784 & -j32.1540
 \end{array} \right)
 \end{matrix}$$

Figura F.2. Matriz Admitancia de Barra de la red de la Figura 1. Digitalizado directamente desde [92].

Por otra parte, en el texto P.M. Anderson and A.A. Fuad, se muestran las matrices admitancia de barra, antes, durante y después de la perturbación causada por un cortocircuito trifásico. Pero en este texto, se obtienen las matrices admitancia de barra, transformando las barras 1, 2 y 3 para denotar los voltajes internos de los generadores. Los valores de las impedancias de la máquinas x'_d son agregadas a las reactancias de los transformadores asociados a los generadores. En [89], la Tabla F.2, reportan los elementos de cada una de las matrices asociadas a los tres estados de la red: antes, durante y después de la perturbación. En la Tabla F.2, se reproducen los resultados obtenidos de las matrices admitancias de barra reportadas en [91].

Tabla F.2. Reproducción de las Matrices Admitancias de Barra tomado de [91]

Table 2.3. Y Matrix of Prefault Network

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					j5.4855		
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	3.8138 - j17.8426		-1.1876 + j5.9751		
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			-1.2820 + j5.5882
7		j5.4855			-1.1876 + j5.9751		2.8047 - j24.9311	-1.6171 + j13.6980	
8							-1.6171 + j13.6980	3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574

Table 2.4. Y Matrix of Faulted Network

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855							
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	3.8138 - j17.8426				
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			-1.2820 + j5.5882
7									
8								3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			-j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574

Table 2.5. Y Matrix of Network with Fault Cleared

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-j8.4459			j8.4459					
2		-j5.4855					j5.4855		
3			-j4.1684						j4.1684
4	j8.4459			3.3074 - j30.3937	-1.3652 + j11.6041	-1.9422 + j10.5107			
5				-1.3652 + j11.6041	2.6262 - j11.8675				
6				-1.9422 + j10.5107		4.1019 - j16.1335			-1.2820 + j5.5882
7		j5.4855					1.6171 - j18.9559	-1.6171 + j13.6980	
8							-1.6171 + j13.6980	3.7412 - j23.6424	-1.1551 + j9.7843
9			j4.1684			-1.2820 + j5.5882		-1.1551 + j9.7843	2.4371 - j19.2574

Empleando una base de 100 MVA y una frecuencia de 60 Hz. Se ha simulado en muchos textos el flujo de potencia del sistema de 9 barras, en [90] se reporta en su Tabla 7.1 los resultados obtenidos por el programa *EPRI-IPFLOW Program* [92], y aquí esos resultados son reproducidos en la Tabla F.3.

Tabla F.3. Reproducción de los Resultados de Flujo de Potencia para el sistema de 9 barras [2]

	Bus #	Voltage (pu)	P_G (pu)	Q_G (pu)	$-P_L$ (pu)	$-Q_L$ (pu)
1	(swing)	1.04	0.716	0.27	-	-
2	(P-V)	1.025 \angle 9.3°	1.63	0.067	-	-
3	(P-V)	1.025 \angle 4.7°	0.85	-0.109	-	-
4	(P-Q)	1.026 \angle -2.2°	-	-	-	-
5	(ⁿ)	0.996 \angle -4.0°	-	-	1.25	0.5
6	(ⁿ)	1.013 \angle -3.7°	-	-	0.9	0.3
7	(ⁿ)	1.026 \angle 3.7°	-	-	-	-
8	(ⁿ)	1.016 \angle 0.7°	-	-	1.00	0.35
9	(ⁿ)	1.032 \angle 2.0°	-	-	-	-

Por su parte el texto P.M Anderson and Fuad [89], reporta en su Figura F.3 un diagrama unifilar los con resultados del flujo de potencia para la condición previo a la

falla. En este documento se ha reproducido la mencionada figura, y es mostrada en forma detallada en la Figura F.3.

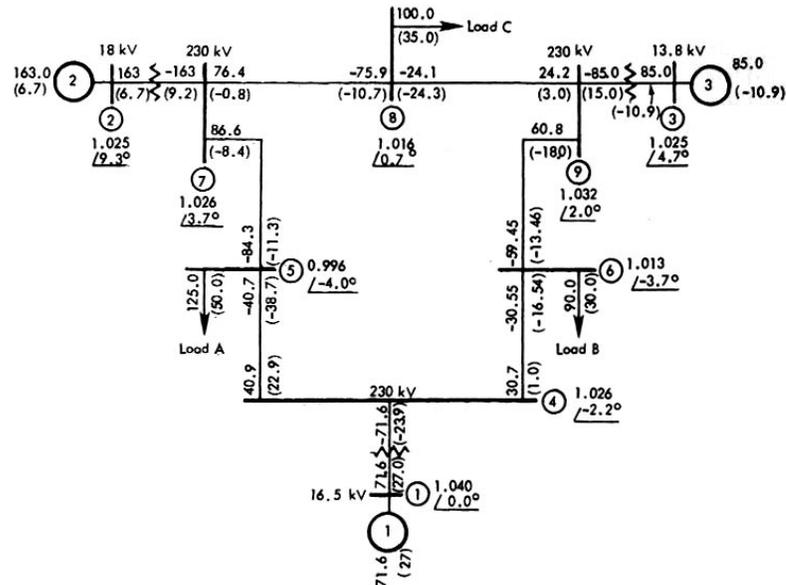


Figura F.3. Flujo de Potencia del Sistema de 9 Barras mostrando las condiciones previas a la falla, todos los flujos son mostrados en MW y MVar. Digitalizado directamente desde [91]

Resultados

En esta sección se presenta los resultados de simulaciones efectuadas en régimen estacionario sobre popular sistema de potencia del *Western System Coordination Council* (WSCC) de 9 barras y 3 máquinas, conocido como sistema de 9 barras de P.M Anderson and Fuad [91]-[93].

Las simulaciones fueron efectuadas por dos programas:

- *PowerWorld* [95] (se empleó la versión de evaluación educativa <http://www.powerworld.com> [95]), el reconocido programa para análisis de flujo de potencia que entre otras cosas permite consultar los valores de la matriz admitancia de barra.
- *Programa SimSP Version 2.01*. Se trata de un programa en líneas de comando en Matlab™, que permite el cálculo de simulaciones de sistemas de potencia. Para estas simulaciones solo se ha considerado simulaciones de régimen estacionario.

Resultados *PowerWorld*

Se procedió a la simulación empleando el programa *PowerWorld*, para resolver el flujo de potencia para la red considerada. En todas las simulaciones se empleo el método de Newton-Raphson, se considero una máxima cota del error de 1×10^{-4} .

En la Figura F.4, se muestran en forma grafica los resultados obtenidos del flujo de potencia para la condición previa a la perturbación.

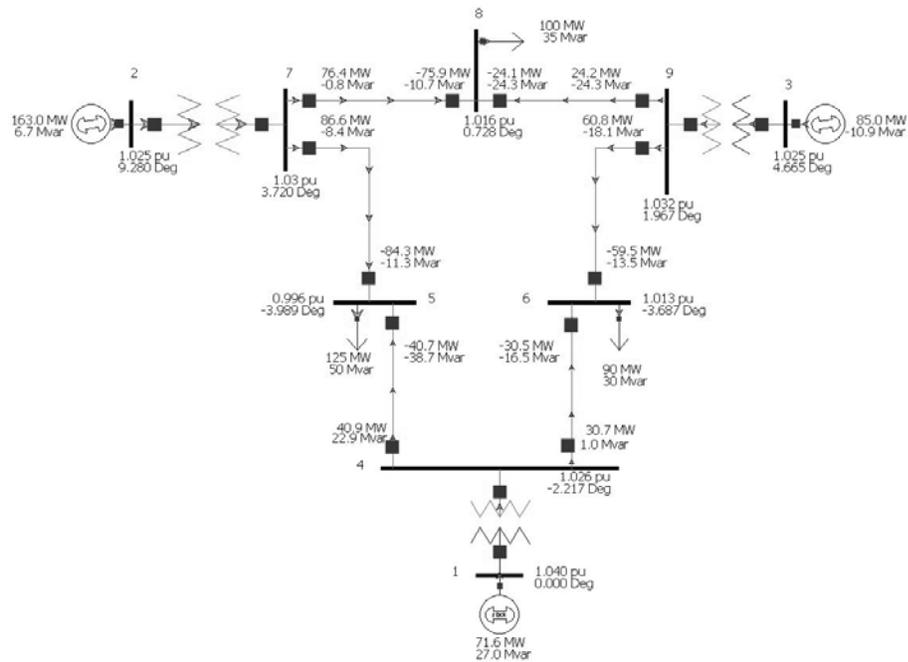


Figura F.4. Flujo de Potencia en el Diagrama Unifilar del Sistema de 9 barras. Empleando *PowerWorld*. Condición PREVIA a la perturbación

En la Tabla F.4 y F.5 se recogen los resultados de flujo de potencia (voltajes de barra y potencias generadas) junto a la matriz admitancia de barra respectivamente para la condición previa a la falla.

Tabla F.4. Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9 Barras Obtenidos con *PowerWorld*, Condición PREVIA a la Perturbación

Number	Area Name	Nom kV	Bus Records			Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
			PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)				
1	1	138,00	1.04	143,520	0,00		71,64	27,05	
2	1	18,00	1.025	18,450	9,28		163,00	6,65	
3	1	138,00	1.025	141,450	4,66		85,00	-10,86	
4	1	230,00	1.02579	235,931	-2,22				
5	1	230,00	0.99563	228,995	-3,99	125,00	50,00		
6	1	230,00	1.01265	232,910	-3,69	90,00	30,00		
7	1	230,00	1.02577	235,927	3,72				
8	1	230,00	1.01588	233,653	0,73	100,00	35,00		
9	1	230,00	1.03235	237,441	1,97				

Tabla F.5. Matriz Admitancia de Barra del Sistema de 9 Barras Obtenidos con PowerWorld, Condición PREVIA a la Perturbación

Number	<i>YBus Records</i>								
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
1	0.00			0.00					
2	-j17.36			+j17.36					
3		0.00					0.00		0.00
4		-j16.00					+j16.00		
5			0.00						0.00
6			-j17.06						+j17.06
7	0.00			3.31	-1.37	-1.94			
8	+j17.36			-j39.31	+j11.60	+j10.51			
9				-1.37	2.55		-1.19		
				+j11.60	-j17.34		+j5.98		
				-1.94		3.22			-1.28
				+j10.51		-j15.84			+j5.59
		0.00			-1.19		2.80	-1.62	
		+j16.00			+j5.98		-j35.45	+j13.70	
							-1.62	2.77	-1.16
							+j13.70	-j23.30	+j9.78
			0.00					-1.16	2.44
			+j17.06					-1.28	+j5.59
								+j9.78	-j32.15

Por otra parte, la literatura [91]-[92], reporta como perturbación un cortocircuito en la barra 7, el cual es despejado por la puesta fuera de servicio de la línea de transmisión entre la barra 5-7. Se procedió a simular esta nueva condición posterior a la falla, retirando de servicio a la línea 5-7, y se calculo del flujo de potencia por medio del programa PowerWorld. La Figura 5, recoge en el diagrama unifilar el flujo de potencia con la situación post-falla, fuera de servicio de la línea 5-7, lo cual se muestra con los interruptores abiertos. En las Tablas F.6 y F.7, se muestran los resultados de flujo de potencia y la matriz admitancia de barra empleando el programa PowerWorld para la condición post-falla.

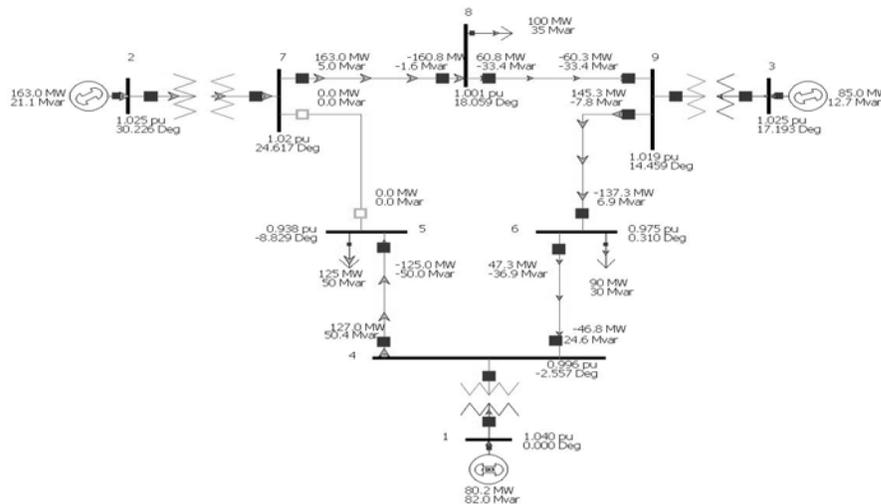


Figura F.5. Flujo de Potencia en el Diagrama Unifilar del Sistema de 9 barras. Empleando PowerWorld. Condición POSTERIOR a la perturbación

**Tabla F.6. Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9 Barras
Obtenidos con PowerWorld, Condición POSTERIOR a la Perturbación**

Number	Area Name	Nom kV	PU Volt	Bus Records						
				Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	
1	1	1	138.00	1.04000	143.5200	0.00				80.21
2	2	1	18.00	1.02500	18.4500	30.23				163.00
3	3	1	138.00	1.02500	141.450	17.19				85.00
4	4	1	230.00	0.99559	228.985	-2.56				
5	5	1	230.00	0.93801	215.743	-8.83	125.00	50.00		
6	6	1	230.00	0.97481	224.207	0.31	90.00	30.00		
7	7	1	230.00	1.01703	233.916	24.62				
8	8	1	230.00	1.00097	230.222	18.06	100.00	35.00		
9	9	1	230.00	1.01889	234.344	14.46				

**Tabla F.7. Matriz Admitancia de Barra del Sistema de 9 Barras Obtenidos
con PowerWorld, Condición POSTERIOR a la Perturbación**

Number	YBus Records								
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
1	0.00 -j17.36			0.00 +j17.36					
2		0.00 -j16.00					0.00 +j16.00		
3			0.00 -j17.06						0.00 +j17.06
4	0.00 +j17.36			3.31 -j39.31 -1.37 +j11.60 -1.94 +j10.51	-1.37 +j11.60 1.37 -j11.52	-1.94 +j10.51			
5							0.00 +j0.00		
6						3.22 -j15.84			-1.28 +j5.59
7		0.00 +j16.00			0.00 +j0.00		1.62 -j29.62 -1.62 +j13.70	-1.62 +j13.70	
8								2.77 -j23.30 -1.16	-1.16 +j9.78
9			0.00 +j17.06			-1.28 +j5.59		-1.16 +j9.78	2.44 -j32.15

Programa SimSP Versión 2.01

Se procedió a la simulación del flujo de potencia del sistema de 9 barras de Anderson y Fuad [89]-[91] empleando el *programa SimSP versión 2.01*, realizado por el Prof. Francisco M. Gonzalez-Longatt. Este programa en líneas de comando de Matlab™ resuelve el flujo de potencia por el método de Newton-Raphson, se considero una máxima cota del error de 1×10^{-4} , y por seguridad el número máximo de iteraciones se fijo en 100.

Tabla F.8. Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9 Barras Obtenidos con el Programa SimSP versión 2.01, Condición PREVIA a la Perturbación

SUBROUTINA DE FLUJO DE POTENCIA

Potencias Generadas por Maquinas Sincrónicas		
Barra: 3	Pgen: 0.85 p.u	Qgen: -0.108597 p.u
Barra: 2	Pgen: 1.63 p.u	Qgen: 0.0665362 p.u
Barra: 1	Pgen: 0.71641 p.u	Qgen: 0.270459 p.u

Voltajes de Barra [p.u]		
Bus	V [p.u]	Ang [grados]
1	1.0400	0.00000
2	1.0250	9.28001
3	1.0250	4.66475
4	1.0258	-2.21679
5	0.9956	-3.98880
6	1.0127	-3.68740
7	1.0258	3.71970
8	1.0159	0.72754
9	1.0324	1.96672

Tabla F.9. Matriz Admitancia de Barra del Sistema de 9 Barras Obtenidos el Programa SimSP versión 2.01, Condición PREVIA a la Perturbación

Number	YBus Records								
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
0				0					
1	-17.3611i			+17.3611i					
2		0					0		
		+16.0000i					+16.0000i		
3			0						0
			-17.0648i						+17.0648i
4	0			0.3074	-1.3652	-1.9422			
	+17.3611i			-39.3089i	+11.6041i	+10.5107i			
5				-1.3652	3.8138		-1.1876		
				+11.6041i	-17.8426i		+5.9751i		
6				-1.9422		2.8198			
				+10.5107i		-10.7242i			
7		0			-1.1876		1.1876		
		+16.0000i			+5.9751i		-21.8221i		
8								0.9690	
								-0.3391i	
9			0.00						0
			+17.0648i						-17.0648i

En las Tablas F.8 y F.9, se muestran los resultados de flujo de potencia y la matriz admitancia de barra para el sistema de potencia en consideración antes de la falla.

Por otra parte, la perturbación es reportada en la literatura [89]-[91] como una falla por cortocircuito en una en la barra 7. Para simular esto, se agrega en la barra fallada una impedancia muy baja, es decir, una admitancia muy alta (10^6 p.u), lo cual implica afectar la matriz admitancia de barra previa a la falla, solamente en el elemento de admitancia propio de la barra fallada.

Tabla F.10. Matriz Admitancia de Barra del Sistema de 9 Barras Obtenidos con el Programa SimSP versión 2.01, Condición DURANTE a la Perturbación

Number	YBus Records								
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
0				0					
1	-17.3611i			+17.3611i					
2		0 +16.0000i						0	
3			0 -17.0648i						0 +17.0648i
4	0 +17.3611i			3.3074 -39.3089i	-1.3652 +11.6041i	-1.9422 +10.5107i			
5				-1.3652 +11.6041i	3.8138 -17.8426i		-1.1876 +5.9751i		
6				-1.9422 +10.5107i		2.8198 -10.7242i			
7		0 +16.0000i			-1.1876 +5.9751i		0 +1x10 ⁶ i		
8							0.9690 -0.3391i		
9			0.00 +17.0648i						0 -17.0648i

Finalmente la Tabla F.11 y F.12 muestran los resultados del flujo de potencia y la matriz admitancia de barra del sistema, para la condición posterior a la perturbación.

Tabla F.11. Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9 Barras Obtenidos con el Programa SimSP versión 2.01, Condición POSTERIOR a la Perturbación

SUBROUTINA DE FLUJO DE POTENCIA

```

-----
Potencias Generadas por Maquinas Sincrónicas
-----
Barra: 3 Pgen: 0.85 p.u      Qgen: 0.127232 p.u
Barra: 2 Pgen: 1.63 p.u      Qgen: 0.210595 p.u
Barra: 1 Pgen: 0.802083 p.u  Qgen: 0.819766 p.u
-----
Voltajes de Barra [p.u]
-----
Bus   V [p.u]   Ang [grados]
1     1.0400    0.00000
2     1.0250    30.22567
3     1.0250    17.19310
4     0.9956    -2.55738
5     0.9380    -8.82937
6     0.9748    0.30975
7     1.0170    24.61741
8     1.0010    18.05857
9     1.0189    14.45937

```

Tabla F.12. Matriz Admitancia de Barra del Sistema de 9 Barras Obtenidos con el Programa SimSP versión 2.01 Condición POSTERIOR a la Perturbación

Number	YBus Records								
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
1	0 -17.3611i			0 +17.3611i					
2		0 +16.0000i					0 +16.0000i		
3			0 -17.0648i						0 +17.0648i
4	0 +17.3611i			.3074 -39.3089i	-1.3652 +11.6041i	-1.9422 +10.5107i			
5				-1.3652 +11.6041i	2.7859 -12.0844i				
6				-1.9422 +10.5107i		4.1713 -16.1566i			-1.2820 + 5.5882i
7		0 +16.0000i			-1.1876 + 5.9751i		0 -16.0000i		
8								0.9690 - 0.3391i	
9			0.00 + 17.0648i			-1.2820 + 5.5882i			1.2820 -22.4741i

Comparación de Resultados

Tablas comparativas son construidas para los atributos del voltaje de barra, a partir de los diferentes casos considerados en la simulación.

En la Tabla F.13, se los resultados de los voltajes de barra (magnitud y ángulo) para la condición previa a la perturbación y que son logrados de resolver el flujo de potencia con el programa PowerWorld, SimSP y los aportados por la literatura, los cuales son tomados como patrón para una comparación cuantitativa.

Lo resultados obtenidos con los dos programas son mostrados con un número superior de decimales. Al efectuar una comparación de los resultados para la magnitud del voltaje y el ángulo, se observa que no existe ningún error apreciable al emplear el mismo número de decimales, e igual a los aportados por el patrón. En tal sentido para la condición previa a la perturbación la condición de voltaje obtenida con el programa SimSP indica que no existe discrepancia perceptible.

Tabla F.13. Comparación de Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9, Condición PREVIA a la Perturbación

Numero	Nom kV	PowerWorld		SimSP		Patron [1]-[2]	
		V [p.u]	Angulo [Grados]	V [p.u]	Angulo [Grados]	V [p.u]	Angulo [Grados]
1	138.00	1.0400	0.00	1.0400	0.00000	1.040	0.0
2	18.00	1.02500	9.28	1.0250	9.28001	1.025	9.3
3	138.00	1.02500	4.66	1.0250	4.66475	1.025	4.7
4	230.00	1.02579	-2.22	1.0258	-2.21679	1.026	-2.2
5	230.00	0.99563	-3.99	0.9956	-3.98880	0.996	-4.0
6	230.00	1.01265	-3.69	1.0127	-3.68740	1.013	-3.7
7	230.00	1.02577	3.72	1.0258	3.71970	1.026	3.7
8	230.00	1.01588	0.73	1.0159	0.72754	1.016	0.7
9	230.00	1.03235	1.97	1.0324	1.96672	1.032	2.0

Tabla F.14. Comparación de Resultados del Flujo de Potencia del Sistema de 9, Condición POSTERIOR a la Perturbación

Numero	Nom kV	PowerWorld		SimSP	
		V [p.u]	Angulo [Grados]	V [p.u]	Angul [Grados]
1	138,00	1.04000	143.5200	1.0400	0.00000
2	18,00	1.02500	18.4500	1.0250	30.22567
3	138,00	1.02500	141.450	1.0250	17.19310
4	230,00	0.99559	228.985	0.9956	-2.55738
5	230,00	0.93801	215.743	0.9380	-8.82937
6	230,00	0.97481	224.207	0.9748	0.30975
7	230,00	1.01703	233.916	1.0170	24.61741
8	230,00	1.00097	230.222	1.0010	18.05857
9	230,00	1.01889	234.344	1.0189	14.45937

En la Tabla F.14, se muestran los resultados de voltajes de barra (magnitud y ángulo) obtenidos de cálculo de flujo de potencia para la condición posterior a la simulación, obtenidos con el programa PowerWorld y SimSP. En este caso, la literatura no dispone de resultados con los cuales validar; por lo que se procede a comparar los resultados del programa SimSP, tomando como patrón los obtenidos con el programa PowerWorld, el cual es reconocido y validado a nivel mundial.

Una comparación en las magnitudes de voltaje de barra indica que el error cometido es cero (considerando igual numero de decimales). Por otra parte, al comparar los ángulos se observa una fuente discrepancia. Sin embargo, esta diferencia se debe a que el programa PowerWorld cambia la referencia, de hecho la barra 1, que es la barra slack adquiere un ángulo de 143.52.

ANEXO G.

Contrastando Modelos y Programas para Simulación del Transitorio por Falla en el Motor de Inducción

G.1. Simulación y Resultados

Considere una máquina de inducción típica de aplicación en fuentes alternas de energía, y cuyos valores de parámetros son mostrados en la Tabla G.1.

TablaG.1. Datos Típicos de Motor de Inducción 350 kVA, 660 V

<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Valor</i>
U_{nom}	Voltaje nominal	660 V
S_{nom}	Potencia nominal	350 kVA
X_r	Reactancia del rotor	0.0639 p.u
X_s	Reactancia del estator	0.1878 p.u
R_r	Resistencia del rotor.	0.00612 p.u
R_s	Resistencia del estator	0.00571 p.u
X_m	Reactancia magnetizante.	2.78 p.u
H	Constante de Inercia	3.025 s

Esta máquina de inducción fue conectada operando como motor a una barra de potencia infinita, a través de un circuito de transmisión, netamente reactivo como se muestra en la Figura G.1.

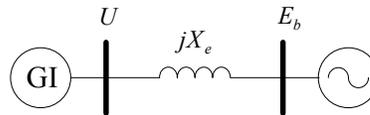


Figura G.1. Sistema Simulado

Inicialmente se ha supuesto que el motor de inducción se encuentra funcionando a $P_{mec} = 0.7$ p.u, en $t = 0.5$ segundos, se impone una falla por cortocircuito trifásico en la barra U , y el cual es exitosamente despejado en $\frac{1}{2}$ ciclo. Se ha decidido efectuar simulaciones en tres software diferentes: SimSP, ETAP y Simulink.

G.2. SimSP

El programa SimSP, emplea para la máquina de inducción el bien documentado en la literatura modelo dinámico de tercer orden. En este modelo se consideran los efectos transitorios, pero se desprecian los efectos sub-transitorios del rotor. También el modelo asume una red balanceada donde se desprecian los efectos dinámicos electromagnéticos del estator. Además, todas las cantidades son expresadas en el sistema de referencia sincrónicamente giratorio. Entonces la máquina es modelada como una fuente de voltaje E' detrás de una impedancia $R_s + jX'$. Las ecuaciones dinámicas asociadas a E' y a la mecánica que gobierna la dinámica inercial del rotor son:

$$\frac{dE'}{dt} = -js\omega_s E' - \frac{1}{\tau_0} (E' - j(X_0 - X')I_s) \quad (G.1)$$

$$-2H \frac{ds}{dt} = P_{elc} - \frac{P_{mec}}{1-s} \quad (G.2)$$

G.3. ETAP

Para el modelado de la máquina de inducción en el software ETAP, se emplea el menos complejo modelo para la máquina de inducción con una simple jaula de ardilla sin barras profundas. Este esencialmente usa un circuito equivalente de Thevenin para representar la máquina. La resistencia y reactancia del circuito del rotor son asumidas constantes, pero el voltaje interno cambiará dependiendo de la velocidad de la máquina.

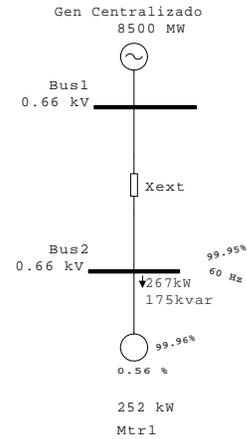
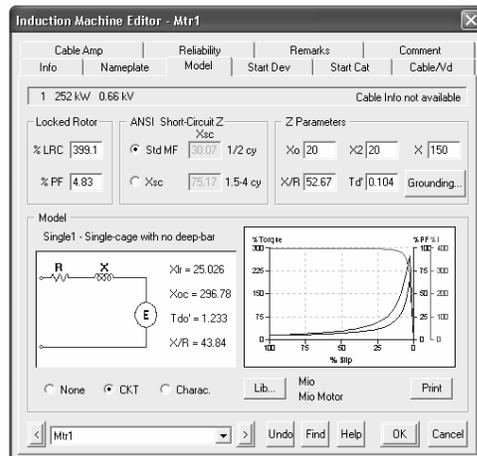
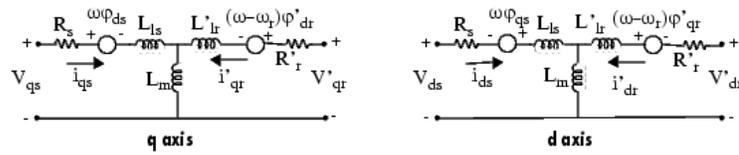


Figura G.2. Ventana de Modelo de la Máquina de Inducción en ETAP y Sistema Simulado

G.3 Simulink

En Simulink, se empleó el modelo dinámico para la máquina de inducción incluido dentro del *SimPowerSystem toolbox*. Se trata del modelo dinámico transitorio, donde se desprecian los efectos subtransitorios del circuito del rotor, y se consideran los transitorios electromagnéticos asociados al estator de la máquina. Las ecuaciones para el modelo dinámico eléctrico y mecánico se muestran a continuación. Es importante destacar que el modelo presentado posee la característica que muy diferente a los presentado anteriormente, éste es formulado en función de los enlaces de flujo en la máquina.



$$\begin{aligned}
 V_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega \phi_{ds} & \phi_{qs} &= L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \\
 V_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega \phi_{qs} & \phi_{ds} &= L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \\
 V'_{qr} &= R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt} \phi'_{qr} + (\omega - \omega_r) \phi'_{dr} & \text{where } \phi'_{qr} &= L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \\
 V'_{dr} &= R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt} \phi'_{dr} - (\omega - \omega_r) \phi'_{qr} & \phi'_{dr} &= L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \\
 T_e &= 1.5 p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) & L_s &= L_{ls} + L_m \\
 & & L'_r &= L'_{lr} + L_m
 \end{aligned}$$

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_e - F \omega_m - T_m)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_m = \omega_m$$

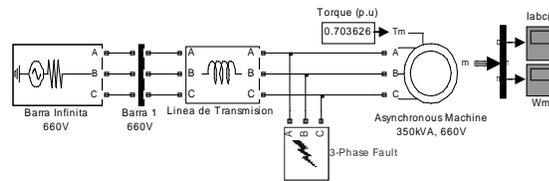


Figura G.3. Sistema Simulado en Simulink

G.4. Resultados

A fin de contrastar el desempeño de los tres software: SimSP, ETAP y Simulink, se procedió a simular la red mostrada en la Figura 1, con los parámetros mostrados en la Tabla 1, considerando que en la barra U, ocurre un cortocircuito trifásico sólido a tierra, en $t = 0.5$ seg, y el cual es exitosamente despejado medio ciclo después. Inicialmente la máquina opera como motor impulsando una carga mecánica constante $P_{mec} = 0.7$ p.u.

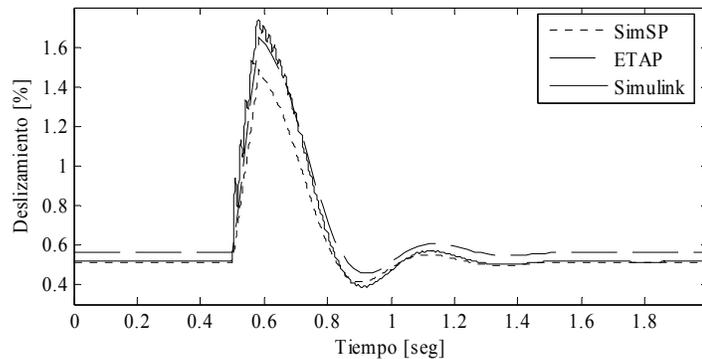


Figura G.4. Curva característica del comportamiento del deslizamiento s , en Porcentaje para los tres software considerados

En la Figura G.4, se muestra el comportamiento del deslizamiento del motor de inducción de simple jaula de ardilla, como es de esperarse, al ocurrir el cortocircuito la máquina tiende a perder velocidad y en consecuencia el deslizamiento aumenta. Al comparar los resultados arrojados por los tres software, se muestra que la curva de deslizamiento en consideraciones generales posee igual forma, con pequeñas diferencias entre los valores extremos alcanzados. Sin embargo, los resultados obtenidos con Simulink, poseen asociados sobre la curva fundamental del deslizamiento una componente de alta frecuencia, originada por la consideración del transitorio del estator, con constantes de tiempo mucho menores a las asociadas al circuito del rotor.

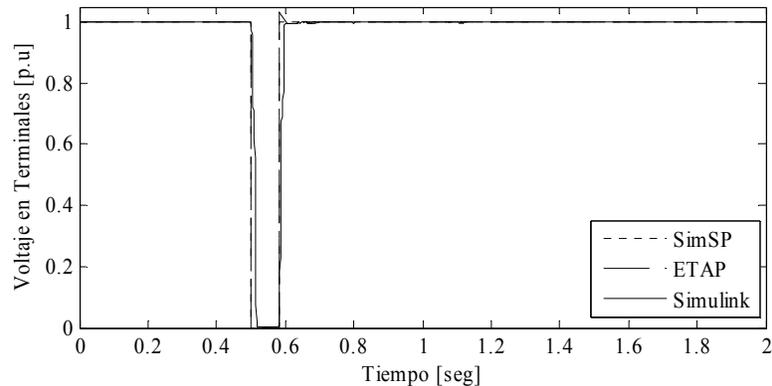


Figura G.5. Curva característica del comportamiento del voltaje en terminales en por unidad para los tres software considerados

En la Figura G.5, se muestra el comportamiento de la magnitud voltaje en terminales del motor de inducción en función del tiempo para los tres programas de simulación. En forma general, se muestra que en condiciones previa a la falla y posterior a la falla, los valores de régimen estacionario coinciden perfectamente. Sin embargo, en el momento de ocurrir la falla y luego de su despeje se observan pequeñas diferencias. En el caso de SimSP y ETAP, para el momento de ocurrir la falla exhiben un comportamiento idéntico, el cual posee solo una diferencia en al despejar la falla, como se muestra en la Figura G.5, el detalle indica en la respuesta del voltaje en terminales simulada por ETAP un pequeño pico, que no llega a 0.3%. En el caso de Simulink, aunque sigue los valores de régimen estacionario de manera exacta a los otros software, el transitorio del voltaje en terminales muestra un pequeño retardo, asociado a las constantes de tiempo del circuito del estator.

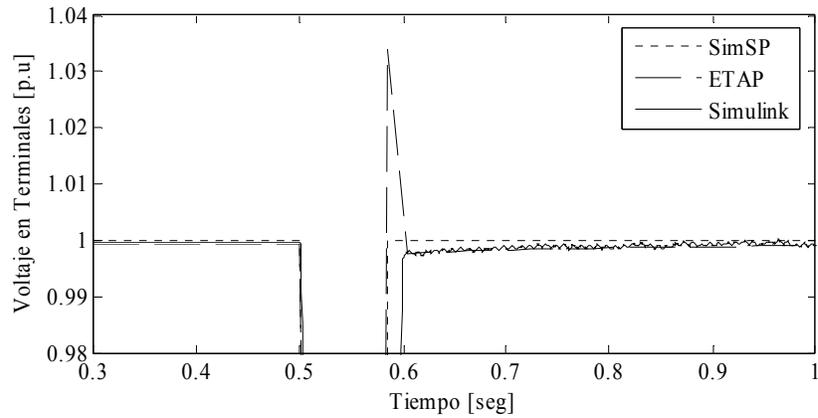


Figura G.6. Detalle del comportamiento del voltaje en terminales en por unidad para los tres software considerados

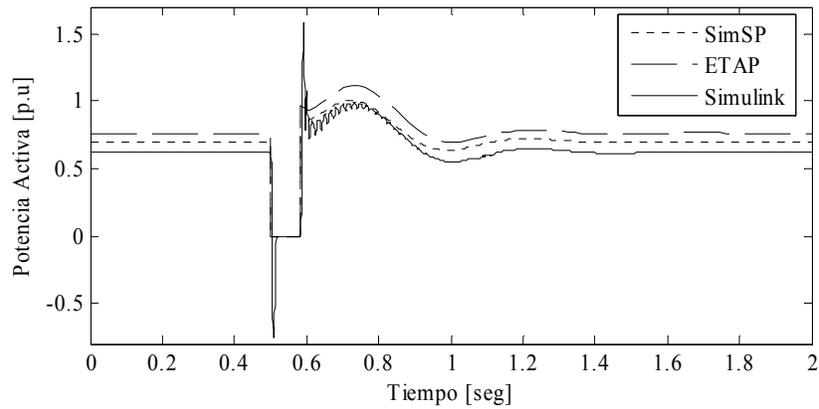


Figura G.7. Curva característica del comportamiento la Potencia Activa en por unidad para los tres software considerados

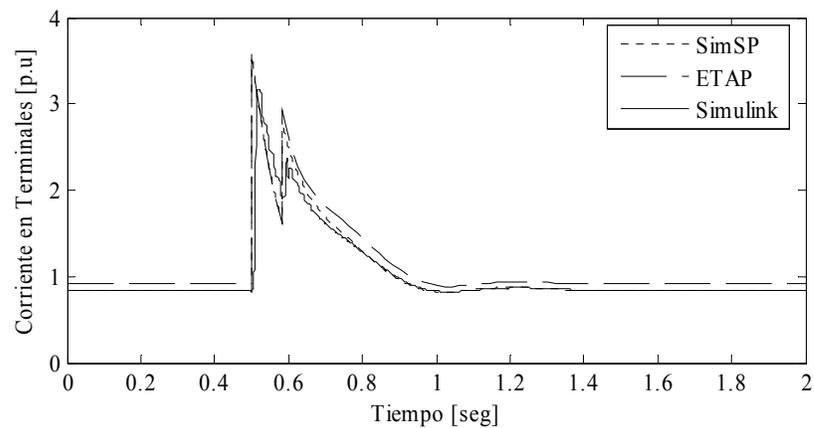


Figura G.8. Curva característica del comportamiento la magnitud de la Corriente en Terminales en por unidad para los tres software considerados

En las Figuras G.7 y G.8 se muestra los trazados de la curva de potencia activa y magnitud de corriente en terminales de la máquina en por unidad para los tres software. En el caso de la potencia activa, se muestra que la curva del programa Simulink, mantiene una componente de alta frecuencia asociada al transitorio del circuito del estator de la maquina, y junto a él, sendo sobreimpulsos en los flancos de subida y bajada en los instantes de maniobra de la perturbación. Estos sobre impulsos son capturados pero en menor cuantía en los software SimSP y ETAP. Para la curva de la magnitud de la corriente, en los tres software se observa en forma general un comportamiento semejante. Si embargo, en el caso de Simulink, nuevamente el transitorio del estator es considerado por lo cual la curva de magnitud de la corriente en terminales del motor de inducción de simple jaula de ardilla recoge en forma de lata frecuencia este comportamiento. Especial mención merece el hecho de que Simulink es una herramienta para simulación en dominio del tiempo, es decir, que para poder efectuar el trazado de la curva de magnitud de la corriente, se debe procesar las curvas en el dominio del tiempo, y llevarlas a valor rms. En la Figura G.9, se muestra las curvas en el dominio del tiempo de la corriente en por unidad para cada fase, en terminales del generador de inducción durante el transitorio simulado.

Especial mención merece el hecho de que las ondas de corriente en cada fase de la máquina durante el transitorio poseen componentes de continua diferentes; esto motivado al hecho de que al ocurrir la falla, el valor de voltaje instantáneo en cada fase es distinto.

Finalmente en la Figura G.10, se muestra el comportamiento en el tiempo de la potencia reactiva para el motor de inducción durante la falla. En este caso, el software ETAP, no fue incluido debido a que el mismo no permite el reporte de esta variable. Sin embargo, SimSP y Simulink exhiben comportamiento semejante, con la salvedad del transitorio del estator incluido en la respuesta de Simulink.

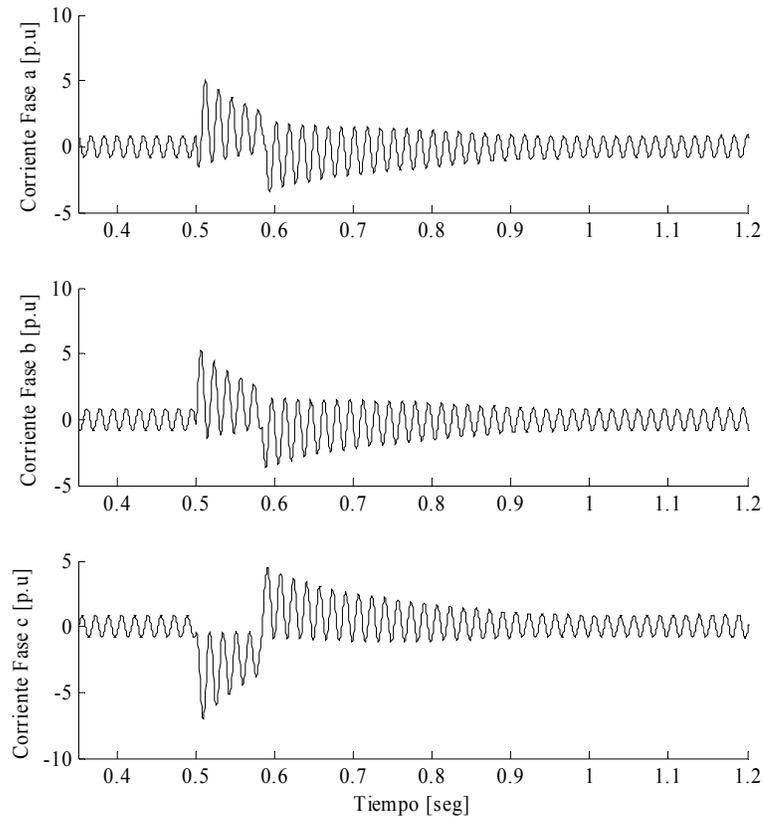


Figura G.9. Curva de la Corriente para cada fase en Terminales del motor en por unidad obtenidas con Simulink

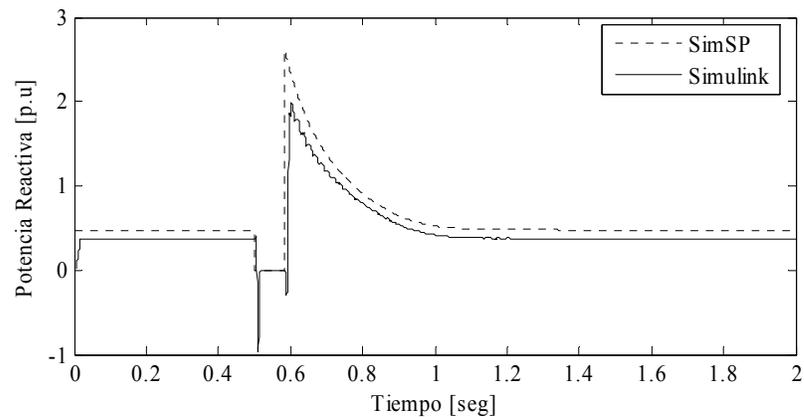


Figura G.10. Curva característica del comportamiento la Potencia Reactiva en por unidad para dos de los software considerados

G.5. Conclusiones

En éste documento se han presentado los resultados comparativos, cualitativamente, entres tres software: SimSP, ETAP y Simulink. El primero de ellos SimSP, esta basado en Matlab, y desarrollado para el estudio de estabilidad transitoria; con una modesta rutina de integración de

Euler modificado, con paso de integración constante, pero adecuado para la ecuación e investigación debido a que su código es abierto y además a lo modular de su programación. ETAP, por su parte, es un software comercial, de código cerrado. Y Simulink, es una amigable herramienta de alto nivel con poderosa interfaz gráfica, pero que no es de código abierto en sus modelos.

Al contrastar los modelos, SimSP y ETAP, consideran el modelo dinámico más simple para la máquina de inducción con simple jaula de ardilla, sin barras profundas: en ambos casos emplean el muy reconocido modelo dinámico de tercer orden transitorio, donde se despreja la dinámica subtransitoria del circuito del rotor, y de despreja la dinámica electromagnética asociada al estator de la máquina, además de que su formulación esta en función de voltajes y corrientes a frecuencia fundamental. Simulink por su parte, presenta un modelo dinámico formulado en función de enlaces de flujo, donde se despreja la dinámica sub-transitoria del estator; pero los fenómenos asociados a la dinámica del estator si son incluidos. En los resultados obtenidos en las variables eléctricas y mecánicas consideradas, Simulink, presenta en su respuesta una componente de alta frecuencia, asociada a las pequeñas constantes de tiempo del estator, y que se diferencian en muy baja cantidad de las obtenidas al obviar los efectos dinámicos del estator: como lo evidencia la respuesta de SimSP y ETAP.

En tal sentido, debe distinguirse que Simulink es una herramienta para la simulación en el dominio del tiempo abarcando un espectro de transitorios de menor duración como los transitorios electromagnéticos, y SimSP y ETAP son para más adecuados para transitorios como el análisis de estabilidad, y a frecuencia fundamental.

ANEXO H.

Aproximación Numérica Para algunas Turbinas
Comerciales

H.1. Aproximación Matemática para algunas Turbinas Comerciales.

Tabla H.1. Coeficiente de Potencia para diferentes Tipos de Turbinas. [5]

Velocidad del Viento(m/s)	Coeficiente de Potencia (C_p)					
	NORDEX N60 1300Kw	NORDEX N62 1300kW	NORDEX S77 1500kW	NORDEX S70 1500kW	NORDEX N90 2300kW	NORDEX N80 2500kW
4	0,262	0,169	0,159	0,159	0,281	0,076
5	0,337	0,35	0,292	0,292	0,376	0,312
6	0,35	0,398	0,369	0,369	0,404	0,373
7	0,404	0,355	0,403	0,403	0,421	0,406
8	0,424	0,407	0,436	0,436	0,43	0,42
9	0,424	0,423	0,424	0,424	0,431	0,43
10	0,406	0,411	0,427	0,427	0,412	0,424
11	0,378	0,376	0,405	0,405	0,384	0,405
12	0,339	0,33	0,347	0,347	0,328	0,373
13	0,295	0,287	0,29	0,29	0,269	0,335
14	0,262	0,246	0,232	0,232	0,215	0,29
15	0,223	0,207	0,189	0,189	0,175	0,241
16	0,189	0,172	0,155	0,155	0,144	0,198
17	0,16	0,142	0,13	0,13	0,12	0,165
18	0,131	0,117	0,109	0,109	0,101	0,139
19	0,111	0,097	0,093	0,093	0,086	0,118
20	0,095	0,081	0,08	0,08	0,074	0,102
21	0,082	0,069	0,069	0,069	0,064	0,088
22	0,071	0,059	0,06	0,06	0,055	0,076
23	0,062	0,051	0,052	0,052	0,049	0,067
24	0,054	0,045	0,046	0,046	0,043	0,059
25	0,048	0,039	0,041	0,041	0,038	0,052

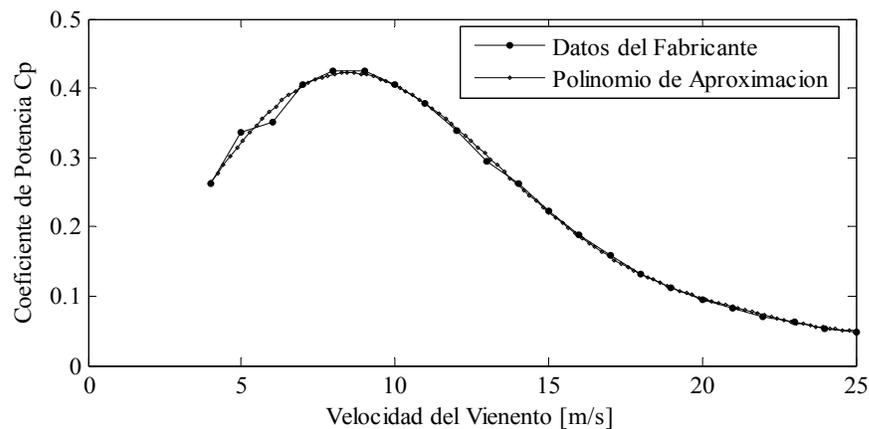


Figura H.1. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina N60/1300kW

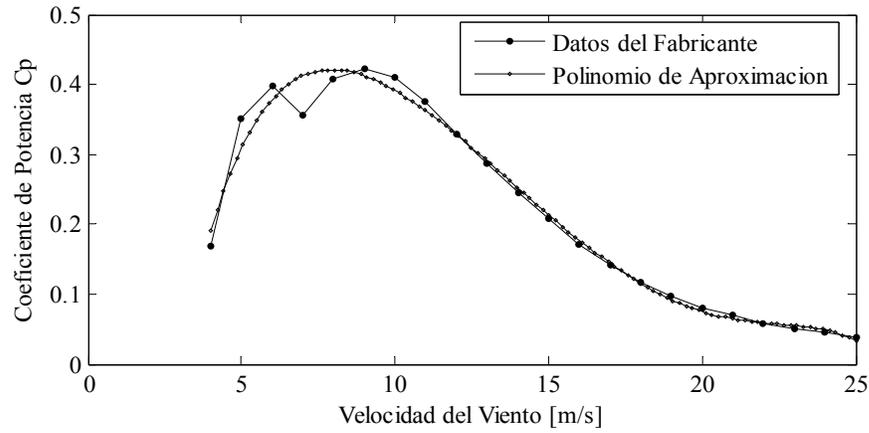


Figura H.2. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina N62/1300kW

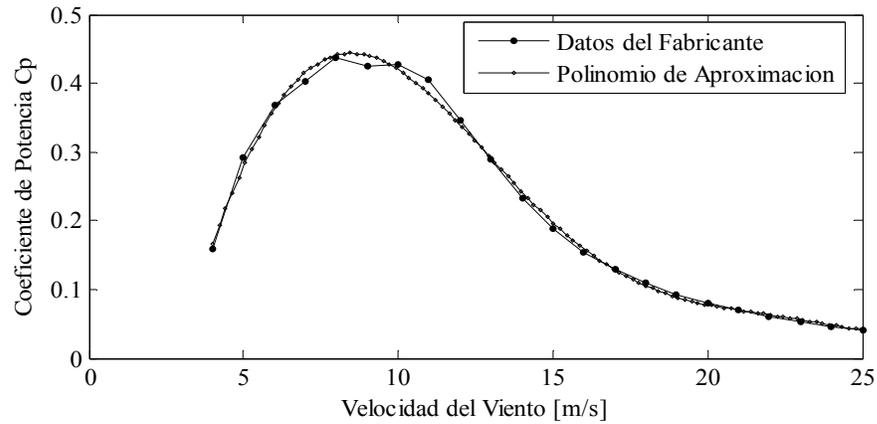


Figura H.3. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina S77/1500kW

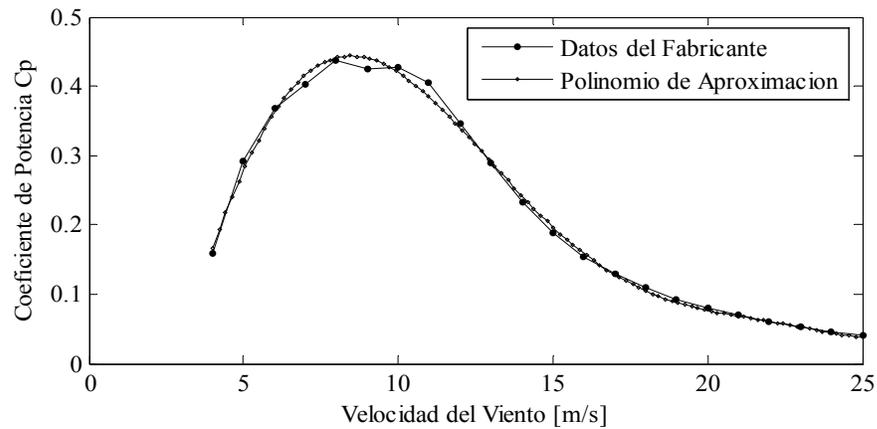


Figura H.4. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina S70/1500kW

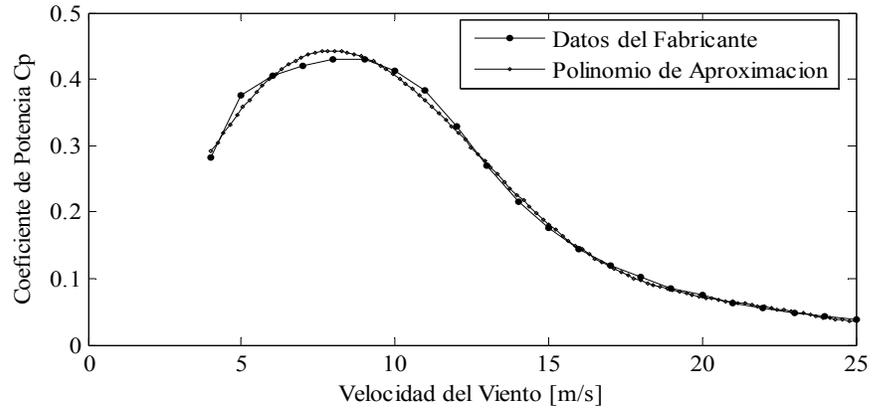


Figura H.5. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina N90/2300kW

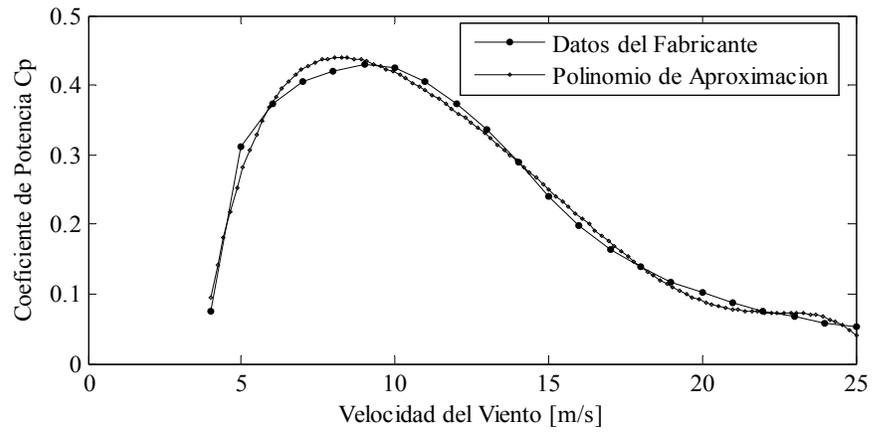


Figura H.6. Comparación entre la curva generada por los datos tabulados y el polinomio de aproximación para la turbina N80/2500Kw

ANEXO I.

Modelo de la Velocidad del Viento

1.1. Modelo de Velocidad del Viento

El modelo de velocidad del viento se encarga de llevar a cabo la simulación del viento, esta puede ser a través de una secuencia de medida de velocidad o a través de un conjunto de ecuaciones matemáticas previamente establecidas.

La modelación de la velocidad del viento a través de una serie de medidas resulta ser algo incomodo, esto ocurre cuando se desee simular cierto cantidad de turbinas de vientos conectadas al sistema eléctrico de potencia, ya que las velocidades requieren ser medidas antes de ser simuladas, lo que hace necesario adquirir y almacenar gran cantidad de datos de la velocidad del viento, que posteriormente tienen que ser seleccionadas de acuerdo a la turbina y el sitio correspondiente a la turbina de viento. Por tal motivo se hace necesario crear un modelo que permita simular la velocidad del viento, en este trabajo principalmente se ha considerado el modelo del viento para pequeñas o grandes escalas de viento.

El modelo para pequeñas escalas considera cuatro componentes de viento que son el valor promedio de la velocidad v_{wa} y otras tres componentes que se presentan seguidamente [22]:

Componente de Rampa

$$\begin{aligned} v_{wr} &= 0 \text{ para } t < T_{sr} \\ v_{wr} &= \hat{A}_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} \text{ para } T_{sr} \leq t \leq T_{er} \\ v_{wr} &= \hat{A}_r \text{ para } T_{er} < t \end{aligned} \quad (I.1)$$

Componente de Ráfaga

$$\begin{aligned} v_{wg} &= 0 \text{ para } t < T_{sg} \\ v_{wg} &= \hat{A}_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sg}}{T_{eg} - T_{sg}} \right) \right] \right\} \text{ para } T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \\ v_{wg} &= 0 \text{ para } T_{eg} < t \end{aligned} \quad (I.2)$$

Componente de Turbulencia

El espectro de turbulencia de esta componente viene dado por la siguiente ecuación

$$S_{wr}(f_i) = \frac{1}{(\ln(h/z_o))^2} \frac{I_{v_{wa}}}{\left(1 + 1.5 \frac{f_i l}{v_{wa}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (I.3)$$

y la componente vienen dada como: [22]

$$v_{wr}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wr}(f_i)} \Delta f \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (I.4)$$

El viento resultante de este modelo viene dado por la suma de estas cuatro componentes [22]

$$v_w(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (I.5)$$

El modelo de grandes escalas no considera ninguna de las componentes anteriores, ya que éstas no causan ningún efecto durante el tiempo de simulación correspondiente a este caso, de aquí que se deba tomar en cuenta de manera más detallada el cálculo de la amplitud. La amplitud del viento resultante se puede calcular por medio de la siguiente ecuación [41].

$$A_i = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2} [S_{vv}(\omega_i) + S_{vv}(\omega_{i+1})] [\omega_{i+1} - \omega_i]} \quad (I.6)$$

La velocidad resultante para este modelo viene dado por la siguiente ecuación [41]

$$v_w(t) = \sum_{i=0}^N A_i \cos(\omega_i t + \varphi_i) \quad (I.7)$$

I.2. Implementación de la Herramienta para el Modelado del Viento

Para comprender estos fenómenos se hace necesario diseñar un software encargado de llevar a cabo la simulación de la velocidad del viento, al conocer el comportamiento de esta la misma puede ser utilizada como fuente primaria de energía bien sea para la simulación de una turbina de viento con generador doblemente alimentado o cualquier clase de sistema que requiera esta variable para desarrollar sus cálculos. El software encargado de la simulación del viento es conocido con el nombre de *SimComp2V*, estas iniciales tienen el significado siguiente: Simulador Computarizado de la Velocidad del Viento. Este Programa es desarrollado fuera de los módulos que componen SimSP y la herramienta computacional GIDA ya que es considerado como una herramienta que no posee relación directa con el cálculo de flujo de potencia.

El nuevo modulo creado para el análisis dinámico de generadores de inducción doblemente alimentado usa como fuente primaria de energía el recurso eólico, por tal motivo es necesario primeramente conocer la naturaleza y el comportamiento del viento, para así poder comprender las características que presenta y así tomar en cuenta todos los aspecto que describen al fenómeno, con la finalidad de lograr un máximo aprovechamiento de la energía que se encuentran contenidas en este recurso para transformarla en energía mecánica y posteriormente en eléctrica.



Figura I.1. Logo de *SimComp2V*

En la Figura I.1 se presenta el logo que describe el programa *SimComp2V*, el mismo esta conformado por el sol y el viento. El sol identifica al programa ya que éste proporciona la energía que impulsa a todos los vientos en el mundo, esto se debe a que calienta los mares y la tierra y

ellos a su vez calientan la atmósfera, originando el aire caliente que posee menor densidad por tal razón este último se eleva, creándose espacios libres que son ocupados por el aire frío, produciéndose entonces las corrientes de viento, que presentan variaciones en la velocidad que son estudiadas con el programa.

El programa *SimComp2V* posee un archivo de Microsoft Excel con extensión.xls donde se efectúa la configuración del mismo para obtener así la simulación del viento deseada por el usuario. La simulación del viento se puede realizar para diferentes casos como lo son: modelado del viento a velocidad constante, modelado del viento a través de una serie de tiempo y por último el modelado estocástico del viento para pequeñas o grandes escalas de tiempo.

Para consideraciones de la modelación de la magnitud de la velocidad del viento en el tiempo, se ha decidido considerar tres tipos de comportamientos, en función del tipo de datos o modelo a emplear:

- *Velocidad Constante*: Este caso trata de considerar la magnitud de la velocidad del viento constante durante el período de tiempo en consideración. Se busca representar y considerar que la variabilidad del viento es muy pequeña o no representativa durante el período de tiempo en consideración. Este valor es el promedio de diferentes velocidades medidas en el tiempo.
- *Serie de Tiempo*: En ocasiones se dispone de mediciones reales de la velocidad del viento en un determinado sitio y durante un lapso de tiempo, si se desea evaluar el desempeño del sistema de conversión de energía del viento, es prudente que se emplee datos en la forma de una serie de tiempo. De igual modo, en ocasiones resulta de interés emplear una característica muy particular de la velocidad de viento para evaluar el desempeño de un sistema eólico siendo pertinente el uso de una serie de tiempo que permite configurar punto a punto la sucesión de valores de velocidad en la que se examina el desempeño del sistema. En este caso se considera el viento en forma discreta en el tiempo, siendo caracterizado por un par ordenado de la forma $(v_w(t_j), t_j)$, que está definida para el período de tiempo en consideración.
- *Modelo Estocástico para Pequeñas o Grandes Escalas de Tiempo*: En la literatura hay reportado una cantidad apreciable de métodos y técnicas para efectuar la modelación de la velocidad del viento, existiendo aproximaciones para tiempos que se encuentran en el orden de minutos y segundos (pequeñas escalas) y otros que van desde horas e inclusive hasta días (grandes escalas). Estas aproximaciones se basan en construir una serie de componentes individuales que finalmente se combinan, y donde cada una de las componentes recoge los fenómenos dominantes en su respectiva escala de tiempo. Resultado de estos modelos se crea una serie de tiempo constituida por pares ordenados de la forma $(v_w(t_j), t_j)$ que está definida para el período de tiempo en consideración.

I.2.1. Estructura de datos

La forma aplicada para introducir los datos de entrada al programa *SimComp2V* se basa en la transcripción de la información requerida sobre el tipo de modelado que se desea analizar, para la ejecución de esto, el programa consta de archivos en Microsoft™ Office™ Excel™ con extensión xls, donde se conoce al mismo con el nombre de *Data_Wind_Mode.xls*.

El archivo esta conformado por varias hojas, donde cada una desempeña un rol diferente en el momento que se lleva a cabo una simulación. Seguidamente se observa una explicación del archivo *Data_Wind_Mode.xls*, donde se identifican los nombres de cada una de las hojas de cálculo que lo conforman así como sus respectivos campos.

- 📄 Data_Wind_Model .xls
 - *Data_Case*
 - *Data_Time_Series*
 - *Data_Estocastic*

En la estructura de datos que contiene los datos del caso a simular se encuentra la hoja cálculo *Data_Case*, la cual se presenta ocho (8) campos, como se muestra en la Figura I.2.

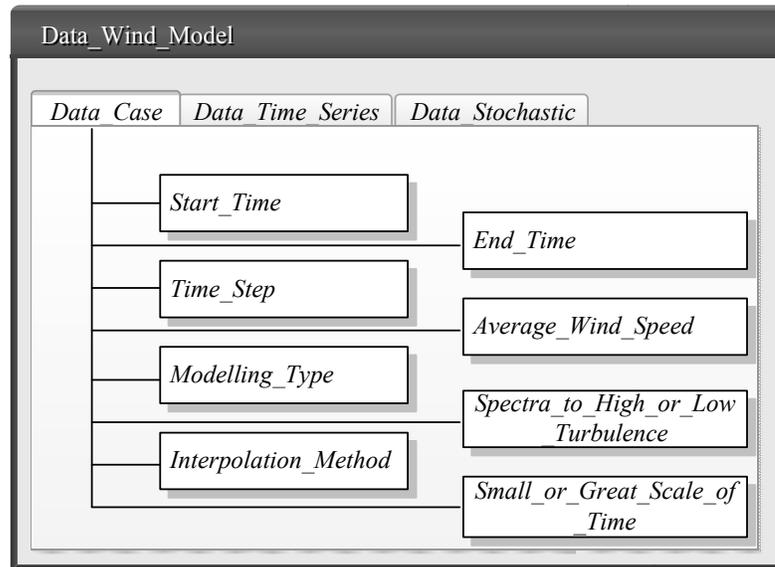


Figura I.2. Modelo de Estructura de Datos *Data_Case*

A continuación se presenta una breve explicación sobre los campos que contiene esta hoja de cálculo:

- *Start_Time*: Este campo indica el tiempo de inicio de la simulación.
- *End_Time*: Este campo indica el tiempo final de la simulación.
- *Time_Step*: En este campo se indica el paso a usar en la simulación.
- *Average_Wind_Speed*: En este campo se indica el valor promedio de la velocidad.

- *Modelling_Type*: Este campo indica el tipo de modelado que se requiera realizar, estos pueden ser: modelado del viento a velocidad constante, modelado del viento a través de una serie real discreta y modelado del viento por medio de una aproximación numérica

En la Tabla I.1 se muestra el correspondiente valor numérico a ser incluido en la estructura de datos de entrada en función del modelo de simulación a ser considerado para la velocidad del viento.

Tabla I.1. Tipos de Modelado del Viento

Tipo de Modelo (<i>Modelling_Type</i>)	Valor
Modelo del Viento a Velocidad Constante	1.00
Modelo del Viento a través de una serie de tiempo	2.00
Modelo Estocástico	3.00

- *Spectra_Turbulence*: En este campo se indica si el espectro a usar es para baja o alta intensidad de turbulencia. La intensidad de turbulencia depende de las condiciones ambientales que se tengan. En la Tabla I.2, se muestra los indicadores numéricos a ser incluido en este campo para efectuar los correspondientes modelados en régimen de turbulencias del viento.

Tabla I.2. Tipos de Frecuencia para el Modelado del Viento

Tipo de Frecuencia a utilizar (<i>Spectra_frequency</i>)	Valor Numérico que lo representa
Espectro de Alta Turbulencia	1.00
Espectro de Baja Turbulencia	2.00

Es importante mencionar que este valor ha de ser incluido en la base de datos de entrada si el tipo de modelado del viento incluido es *Modelling_Type*=3, en el caso de que no se escoja este tipo de modelado no es necesario indicar el valor correspondiente a este campo, ya que el programa no lo utiliza para la simulación y resulta inútil que este sea cargado dentro del mismo.

- *Small_or_Great_Scale_of_Time*: En este campo se indica las escalas de tiempo que se van a simular, esta puede ser para grandes o pequeñas.

En la siguiente tabla se puede observar la representación de las escalas de tiempo, acompañada del valor numérico que la identifica dentro del programa.

Tabla I.3. Tipos de Escalas de Tiempo

Tipo de escala a utilizar	Valor
<i>Great_Scale_of_Time</i>	1.00
<i>Small_Scale_of_Time</i>	2.00

- *Interpolation_method*: En este campo se indica el tipo de interpolación a usar en la simulación del viento, esta es usada para la modelación que viene dada por una serie de tiempo real discreta. En el diseño del programa se usaron dos tipos de interpolaciones como son la cúbica y lineal.

En la tabla siguiente se indica el campo usado en este caso y el valor que lo define a la hora de realizar la simulación del viento

Tabla I.4. Tipo de Interpolación que usa *SimComp2V*

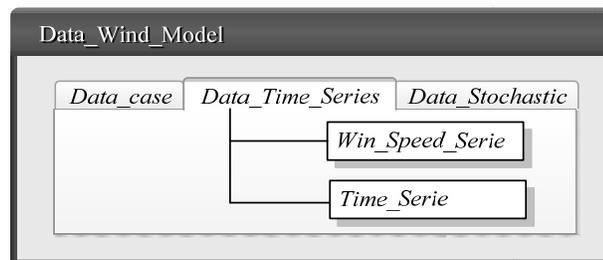
Tipo de Interpolación (<i>Interpolation_method</i>)	Valor
Cúbica	1.00
Lineal	2.00

Nota: el valor correspondiente al campo que trata el tipo de interpolación es necesario si y solo si se ha escogido el modelado del tiempo haciendo uso de una serie de tiempo

Estructura de datos: *Data_Time_Series*

En esta estructura de datos se tiene la información que contiene al viento y tiempo respectivamente, es esta hoja se encuentran los valores del viento alojados en forma de pares ordenados $[t_i, v(t_i)]$ que se requieran simular, estos pertenecen al caso de modelado del viento por medio de una serie de tiempo real discreta, vale la pena mencionar que esta hoja de calculo es útil mientras se escoja este caso en específico, ya que los demás no requieren el uso de la misma.

En la Figura I.3. se muestra la representación que contiene a esta estructura de datos.

**Figura I.3. Modelo de Estructura de Datos *Data_pro***

- *Time_Serie*: En este campo se indica la serie de tiempo que se desea simular.
- *Wind_speed_Serie*: En este campo se indica el valor de la velocidad del viento correspondiente a la serie de tiempo que se desea simular.

Estructura de datos: *Data_Stochastic*

En esta hoja se contiene una serie de parámetros necesarios para realizar la simulación correspondiente a este caso, estos parámetros forman nueve campos como son dentro de esta hoja de cálculo como lo son:

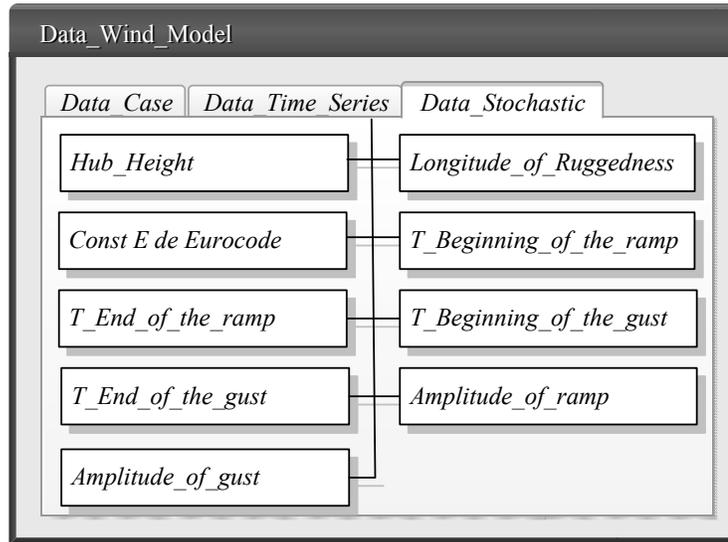


Figura I.4. Modelo de Estructura de Datos *Data Stochastic*

- *Hub_Height*: Este campo indica la altura que tiene el eje de la turbina sobre el nivel del suelo. El valor de este viene dado en metros [m]
- *Longitude_of_Ruggedness*: En este campo se indica el valor que tiene el parámetro como longitud de rugosidad, el mismo viene expresado en metros [m].
- *Const E de Eurocode*: Este campo indica el medio ambiental en el cual se encuentra la turbina, para así escoger la longitud de rugosidad pertinente.
- *T_Beginning_of_the_ramp*: En este campo se indica el valor de tiempo de inicio de la componente de rampa que forma parte de la velocidad del viento.
- *T_End_of_the_ramp*: Este campo contiene el valor del tiempo final de la componente de rampa.
- *T_Beginning_of_the_gust*: En este campo se indica el valor de tiempo de inicio de la componente de ráfaga que forma parte de la velocidad del viento.
- *T_End_of_the_gust*: Este campo contiene el valor del tiempo final de la componente de ráfaga.
- *Amplitude_of_ramp*: En este campo se indica el valor de la amplitud de la componente de rampa.
- *Amplitude_of_gust*: En este campo se indica el valor de la amplitud de la componente de ráfaga.

I.2.2. Procesos

Para simular la velocidad del viento se han implementado tres tipos de modelación de la velocidad del viento los cuales conforman al programa computacional *SimComp2V*. La

representación de la estructura que compone al programa se encuentra descrita por la Figura I.5., en la que están expuestos los tipos de simulación.

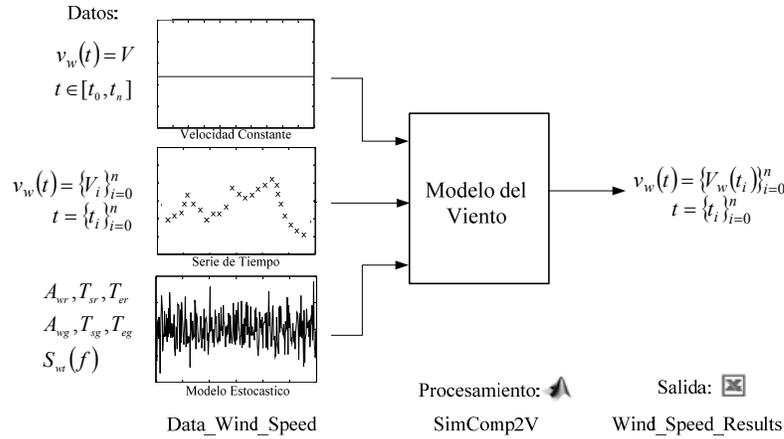


Figura I.5. Estructura general del programa *SimComp2V*

En algunas aplicaciones, se requiere evaluar el desempeño del sistema de conversión de energía del viento ante la consideración de una velocidad de viento constante, o que posee una variación pequeña durante el período de tiempo en consideración.

Típicamente cuando se efectúa la modelación del viento a velocidad constante, es para un período de tiempo corto, donde se suele considerar el valor constante igual al correspondiente al valor medio de la velocidad durante el período apropiado. La ventana espectral de la consideración de éste modelo puede estar entre 10 minutos y 5 horas.

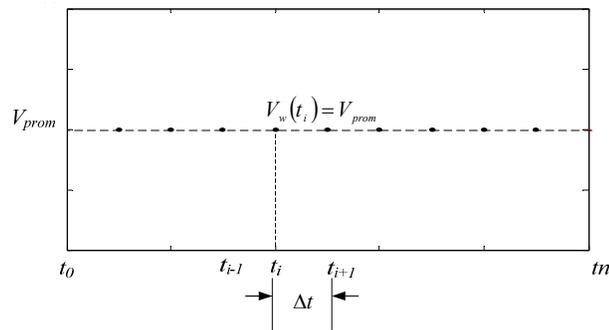


Figura I.6. Representación Grafica de la Serie de Tiempo de Velocidad del Viento, modelado a Velocidad Constante

En el intervalo considerado $t \in [t_0, t_n]$, cada punto de tiempo discretizado t_i , para n puntos queda dado por:

$$t_i = t_0 + i\Delta t \text{ para } i = 0, 1, 2, \dots, n \tag{I.8}$$

Donde el paso de tiempo de discretización viene dado por la ecuación (143). En cada punto de tiempo, la velocidad del viento es mantenida constante e igual al promedio durante el lapso considerado; siendo:

$$v_w(t) = \{V_w(t_i) = V_{prom}\}_{i=1}^n \quad \text{para } t = \{t_i\}_{i=1}^n \quad (\text{I.9})$$

La representación gráfica del modelado de la velocidad de viento constante es mostrada en la Figura I.6.

En otras ocasiones se desea investigar las características operativas de un sistema de conversión de energía del viento a partir de un registro secuencial de velocidades del viento, y en otras situaciones, se desea la evaluación del sistema para un régimen de viento específico. En ambos casos el uso de una serie de tiempo es posible.

Estas series de tiempo de la velocidad del viento, vienen en la forma de una sucesión de puntos en forma de pares ordenados:

$$\begin{aligned} v_w &= \{V_{w1}, V_{w2}, V_{w3}, \dots, V_{wn}\} \\ t &= \{t_1, t_2, t_3, \dots, t_n\} \end{aligned} \quad (\text{I.10})$$

En vez de aplicar una función aproximante para modelar el viento es posible la aplicación de series de tiempos de mediciones o registros de la velocidad del viento que puede ser representado por medio de tablas. Este tipo de modelado a la hora de simular resulta ser más incomodo, debido a que implica introducir los datos correspondiente, considerando que cada valor debe estar en las unidades que exige el programa. Se debe acotar que existe dos clases de tiempos, uno es el tiempo de muestra que es donde se realizan las mediciones tabuladas, y el otro es el tiempo de simulación, para el cual se hace o requiere la modelación del viento mediante el programa elaborado.

En las series el valor instantáneo de la velocidad del viento $v_w(t)$, es especificado para cada instante de tiempo (t_i).

La representación de la velocidad del viento en cada instante es representado por un par ordenado ($v_w(t_i), t_i$) el cual es almacenado en forma de una matriz de dos vectores. Esta serie de tiempo es acotada, en donde $i = 1, \dots, n$, y n representa el numero de mediciones que se registran o se muestran, y que define el tiempo total de la serie t_n .

En aquellos casos, donde la cantidad y frecuencia de los datos aportados en la serie de tiempo $v_w = \{v_{w1}, v_{w2}, V_{w3}, \dots, v_{wn}\}$, no son consistentes con el paso y tiempo de integración; se deben efectuar manipulaciones matemáticas para obtener puntos dentro de la serie existente (no se realiza pronósticos de velocidad de viento, es decir, si t_n menor al tiempo de simulación no se puede efectuar una extrapolación o pronostico de la serie)

Un adecuado método de interpolación debe ser aplicado entre los pares ordenados de la matriz $v_w - t$. La ventaja de la representación por tabla es que es simple de entender y explicar y que la adecuada precisión puede ser alcanzada simplemente por la selección de la adecuada resolución de la matriz. La desventaja es igualmente obvia: las tablas y de tal modo la cantidad de datos necesarios puede ser más substancial.

Los datos utilizados en la representación por tablas son obtenidos por mediciones reales realizadas en distintos lugares donde se requiera realizar una investigación o implementación de cualquier proyecto.

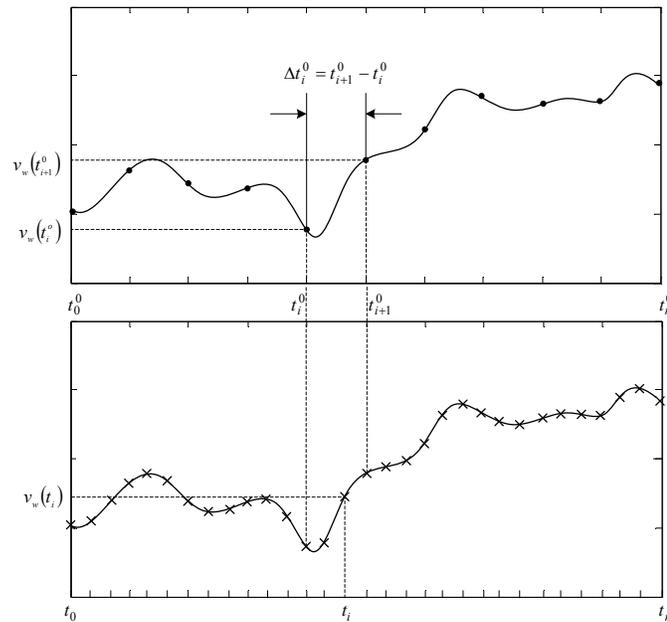


Figura I.7. Representación de un punto que está dentro de un intervalo proporcionado por la tabla

En la Figura I.7 se pueden observar dos ejes diferentes de tiempo, uno se refiere al *tiempo de la simulación* (t_i) y el otro a la *serie de tiempo que se desea simular* (t_i^0). Para aquellos valores donde el tiempo tabulado coincida con el de simulación ($t_i^0 = t_i$) no se requiere aplicar ninguna herramienta matemática para conocer el valor de la velocidad ya que es el mismo ($V_w(t_i^0) = V_w(t_i)$), si se presenta la situación donde no coinciden y se encuentran dentro del intervalo $[t_0, t_n]$ se debe realizar una aproximación mediante la interpolación, donde el paso viene dado por la ecuación (I.8). Para el caso de las simulaciones en MATLABTM se representaron mediante una interpolación escogida por el usuario, y la cual puede ser cúbica o lineal.

Existe un tercer caso para la simulación del viento, este se conoce como el modelo estocástico del viento. El proceso para llevar a cabo esta simulación se inicia indicando si el modelado a realizar es para pequeñas o grandes escalas de tiempo. Si se escoge la primera de estas se generan cuatro componentes de la velocidad del viento (promedio, ráfaga, rampa y turbulencia).

La primera componente generada es la de velocidad promedio para el intervalo de tiempo definido en la simulación, siguiendo con la componente de rampa y ráfaga respectivamente. Por ultimo se genera la componente de turbulencia, para esto se debe seleccionar el tipo de espectro a utilizar, luego se hace uso de la función *Rand* para generar los valores aleatorios para algunos parámetros, con el fin de lograr que la simulación de esta componente no sea periódica.

Si se toma en cuenta el modelo para grandes escalas de tiempo, se debe considerar de forma más detallada el cálculo de la amplitud de la velocidad, (ecuación (I.6)) ya que en este caso no se calculan las cuatro componentes, como se expuso anteriormente. Posterior al cálculo de la amplitud al igual que para el caso de la componente de turbulencia expuesta anteriormente se hace necesario

hacer uso de un ángulo aleatorio, el cual en conjunto con la amplitud son los datos principales para la obtención del viento la cual se realiza por medio de la ecuación (1.7)

El proceso de simulación del programa *SimComp2V* culmina con la graficación y almacenamiento de los resultados en un archivo de extensión *xls*, esto se hace para conocer la entrada bien sea del modulo GIDA o cualquier otra clase de sistema que requiera esta variable. Para comprender de manera clara y concisa lo expresado anteriormente, se procede a describir los pasos y procesos programados que se tienen dentro del programa *SimComp2V*, destacando que los mismos se encuentran en forma de pseudocódigo.

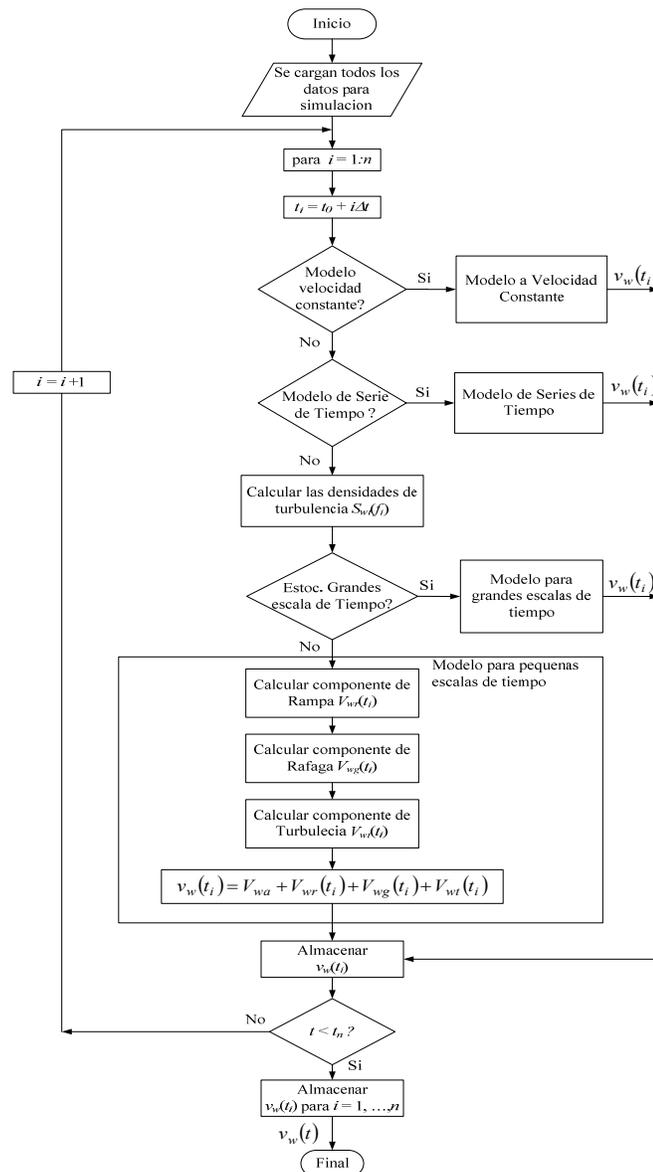


Figura I.8. Diagrama de flujo para los Tipos de Modelados del Viento

Gracias al pseudocódigo se logra captar todos los aspectos y cálculos que conforman el programa *SimComp2V*, tomando en cuenta que estos se llevan a cabo de una forma lógica y ordenada que permiten obtener un correcto funcionamiento del programa. El desarrollo progresivo que se presenta en el programa se puede observar claramente en la Figura I.9 donde se observa el nombre del programa desarrollado sus autores los datos de la simulación realizada y la clase de salida que el usuario considero para la simulación.

```

MATLAB
File Edit Debug Desktop Window Help
C:\Users\Marco Cooz\Desktop\Programas\programa :
Shortcuts How to Add What's New
-----
MODELADO DEL VIENTO PARA SIMULACIONES COMPUTARIZADAS
DE SISTEMAS DE POTENCIA SimComp2V
Simulacion del Comportamiento de la Velocidad del Viento SimComp2V, V 1.0
-----
Programado por : Amaya Gonzalez Omar Ricardo
                  Cooz Uzcategui Marco Antonio
                  Duran Molero Luis Rafael
                  Gonzalez-Longatt Francisco
-----
DATOS DE LA SIMULACION
-----
Modelo : Estocastico de la Velocidad del Viento
Tiempo Inicio : 0.00000
Tiempo Final : 3.00000
Paso de Tiempo: 0.10000
-----
ALMACENA LOS RESULTADOS EN Wind_Speed.Results.xls
-----
Start

```

Figura I.9. Desarrollo del programa *SimComp2V*

I.2.3. Salida

El programa presenta dos clases de salidas la primera de ellas es en forma grafica ya que la misma permite expresar de forma rápida y simple el comportamiento de la velocidad del viento. En este tipo de salida se utiliza el modulo TRAZADOR cuya estructura se describió en el desarrollo del programa SimSP.

La segunda manera en la que se puede disponer de los resultados en forma de serie de tiempo para la velocidad del viento en forma digital, es como el usuario podrá disponer de dichos valores para introducirlos en el sistema que requiera de los mismos para su desarrollo. Este almacenamiento se realiza gracias a la interfaz expuesta en la Figura I.10.

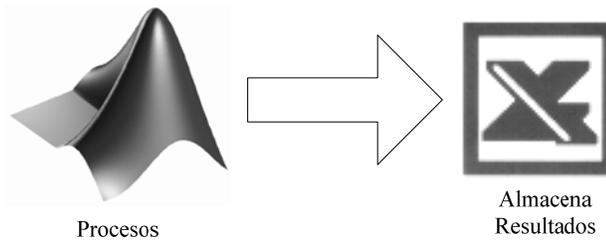


Figura I.10. Interfaz Existente Entre MATLAB™ y EXCEL™

Esto es posible ya que los resultados de MATLAB™ se pueden exportar a otras aplicaciones como Microsoft™ EXCEL™. A través del comando *diary* para datos de pequeño tamaño, utilizando el comando *save* con la opción *ascii* ó se puede utilizar la función *'xlswrite'* para escribir una matriz M en un archivo **.xls* de Excel [80]. Siendo esta última la aplicada para el caso de estas salidas, observándose su estructura sintaxis de aplicación: *xlswrite('filename', M, 'sheet', 'range')*. Donde *filename* es el nombre del archivo en EXCEL™ donde se desean almacenar los valores, M es la matriz que contiene dichos valores, *sheet* es el nombre de la hoja de cálculo que se desea crear para que en ella se introduzcan los valores y *range* aquí se indica la celda en la cual se desea empezar a introducir los datos. Para el almacenamiento de los resultados se dispone del archivo *Wind_Speed_Results.xls* el cual almacena la serie de tiempo de la velocidad del viento tal y como se muestra en la Figura I.11.

	A	B	C
1	<i>Time</i>	<i>Wind Speed</i>	
2	0	10.98422277	
3	0.1	11.28572448	
4	0.2	10.77253983	
5	0.3	14.32152088	
6	0.4	13.07932464	
7	0.5	13.88232855	
8	0.6	14.99804426	
9	0.7	12.63391058	
10	0.8	12.77069214	
11	0.9	6.13334539	
12	1	8.412939238	
13	1.1	10.72248742	

Figura I.11. Vista del Archivo *Wind_Speed_Results.xls*

ANEXO J

Validación de la Velocidad del Viento

J.1. Validación del Modelo del Viento

A continuación se presenta la comparación entre las curvas resultantes de los modelos pertenecientes a los artículo, libro o programa nombrados previamente y los modelos implementados en la investigación desarrollada. Se hará referencia a los primeros definiéndolos como patrón o curva base.

J.2. Modelo de la Curva Patrón para una serie de tiempo

El programa *SimComp2V* fue diseñado para la simulación del viento en diferentes casos, la validación de este software se llevo a cabo de acuerdo al caso en estudio, haciendo uso de curvas denominadas patrón o base que permiten llevar a cabo la comparación entre los valores obtenidos y los teóricos.

La curva patrón empleada para validar el caso correspondiente a la simulación del viento a través de una serie de tiempo caracterizado por un par ordenado de la forma $(v_w(t_j), t_j)$, es alcanzada mediante [12], la misma es una curva obtenida a través de una series de tiempos, como es el caso a validar en esta situación.

La curva base fue desarrollada por J.G. Slootweg, con el motivo de obtener la velocidad del viento en función del tiempo, con el fin de conocer el comportamiento de este recurso para ser usado en la implementación de turbinas eólicas acopladas a generadores de inducción doblemente alimentado.

En la Tabla J.1 se muestra los datos correspondientes a la curva patrón establecida en [12].

Tabla J.1. Datos para la Simulación del Caso 2 obtenidos en [31]

<i>Velocidad</i> [m/s]	<i>Tiempo</i> [s]	<i>Velocidad</i> [m/s]	<i>Tiempo</i> [s]	<i>Velocidad</i> [m/s]	<i>Tiempo</i> [s]	<i>Velocidad</i> [m/s]	<i>Tiempo</i> [s]
15.45	0.00	8.77	15.95	10.42	32.17	13.33	46.20
13.99	0.83	10.09	16.50	10.16	33.00	12.87	47.00
14.13	1.65	11.08	17.32	11.88	33.82	12.40	47.85
13.25	2.48	11.94	18.15	11.88	34.00	12.14	48.67
14.75	3.30	11.94	18.97	12.47	34.65	12.34	49.50
14.65	4.13	11.90	19.80	13.72	35.47	12.35	49.77
14.71	4.95	12.14	20.62	13.75	35.80	12.47	50.20
13.46	5.77	13.00	21.45	13.79	36.30	12.87	51.15
12.32	6.60	13.06	21.90	13.82	36.90	12.67	51.97
12.80	7.42	13.39	22.27	14.12	37.12	12.40	52.80
13.18	8.25	13.06	23.10	13.66	37.95	12.40	53.62
13.18	8.70	13.33	23.92	13.20	38.77	12.61	54.45
11.45	9.07	13.86	24.75	13.79	39.60	12.27	55.27
10.78	9.90	11.68	25.57	13.23	40.42	12.60	56.10
10.23	10.72	10.95	26.40	13.72	41.25	12.07	56.92
10.42	11.55	12.87	27.22	13.86	42.07	11.35	57.10
10.16	12.37	11.48	28.05	13.99	42.90	12.25	58.30
10.69	13.20	10.42	28.87	14.38	43.72	12.00	59.40
10.29	14.02	9.76	29.70	13.99	44.55	12.40	59.90
10.36	14.80	8.91	30.52	13.66	45.37	12.45	59.93
9.40	15.67	9.37	31.35	13.65	45.70	24.48	60.00

La curva correspondiente a esta serie de tiempo es mostrada en la Figura J.1

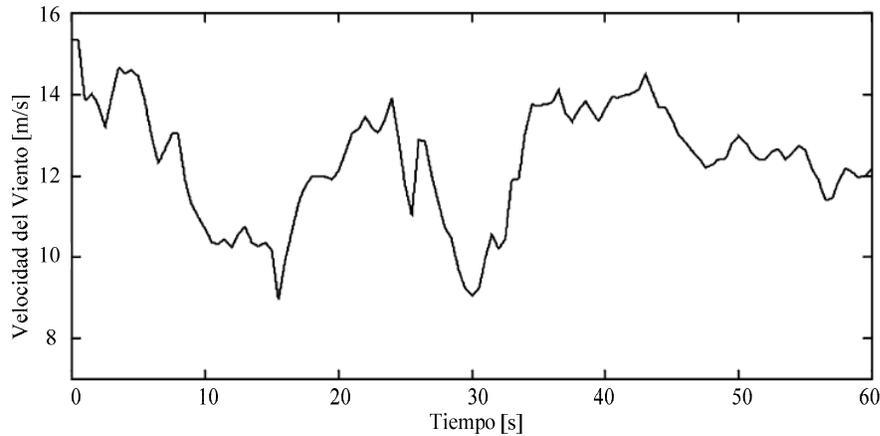


Figura J.1. Velocidad del Viento obtenida en [29]

J.2.1. Resultados obtenidos de los modelos correspondientes a través de series de tiempo

El programa *SimComp2V* fue diseñado para simular el viento de una serie de tiempo haciendo uso de interpolación lineal y cúbica, el uso de estas depende de la elección realizada por el usuario a la hora de llevar a cabo la simulación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para ambos casos.

- *Interpolación Lineal* :La Figura J.2 representa los resultados obtenidos para la simulación del viento haciendo uso del programa computacional *SimComp2V*, recalcando que para el calculo de todos aquellos valores de velocidad que no se encuentran en los datos tabulados se utilizo la interpolación lineal. La configuración del programa para la obtención de los resultados en este caso particular se encuentra en la Tabla 16, todos estos parámetros se dan en el mismo lenguaje usado por el programa para transcribir la data de entrada. La configuración del programa se lleva a cabo dentro del archivo en Excel que se conoce como *Data_Wind_Model.xls*.

Tabla J.2. Configuración de *SimComp2V* para el Caso 2 (Interpolación Lineal)

<i>Modelling_Type</i>	2.00
<i>Start_Time</i>	0.00 s
<i>End_Time</i>	60 .00s
<i>Time_Step</i>	0.20 s
<i>Average_Wind_Speed</i>	11.50 m/s
<i>Interpolation method</i>	2.00

La Figura J.2 representa los resultados obtenidos de la simulación correspondientes al modelado del viento usando la interpolación lineal.

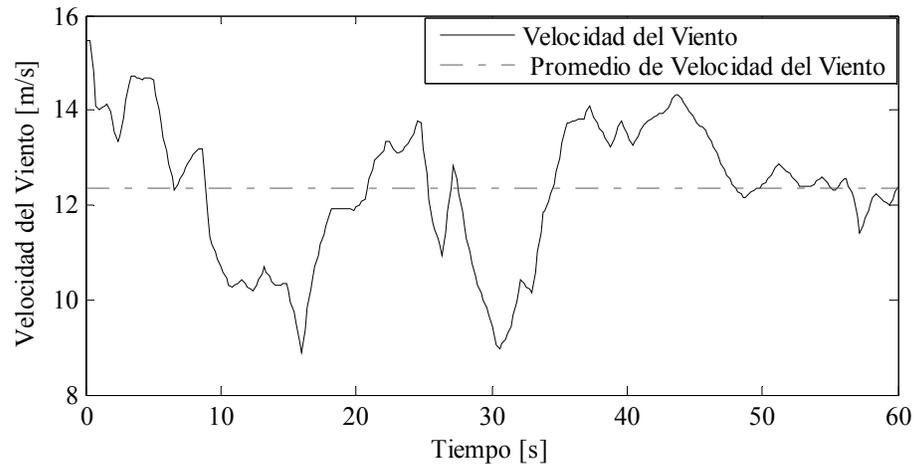


Figura J.2. Serie de Tiempo de Registros de Velocidad de Viento obtenidos de [31] usando interpolación lineal, con velocidad promedio de 12.3566 m/s

La curva resultante de la simulación es comparada con la curva patrón obtenida en [4]. Observándose ambas curvas de manera muy detallada se han notado pequeñas discrepancias encontradas en los puntos máximos.

Los puntos máximos de la curva simulada son menos prolongados en comparación a los de la curva base, esto se debe a la aproximación que efectúa el programa diseñado por medio de la interpolación, esto se puede notar con mayor claridad observando la Figura J.1 y J.2 respectivamente, en el intervalo de tiempo comprendido entre 20 a 30s. Para que estos valores sean totalmente iguales en magnitud, deben coincidir el tiempo de simulación generado por medio del paso y el tiempo obtenido mediante los datos tabulados donde la velocidad del viento se hace máxima.

Obviando las pequeñas diferencias presentadas en la simulación se puede decir que la curva resultante es una buena aproximación a la curva teórica ya que posee un comportamiento igual en el transcurrir del tiempo de simulación.

- *Interpolación Cúbica:* para llevar a cabo la simulación en estudio, se requiere al igual que en los casos anteriores la configuración del programa, de tal manera que se obtengan el modelado del viento a través de una serie de tiempos discretizados haciendo uso de la interpolación cúbica. Todos los parámetros que se requieren para dicha simulación son mostrados en la siguiente tabla

Tabla J.3. Configuración de *SimCopl2V* para el Caso 2 (Interpolación Cúbica)

<i>Modelling_Type</i>	2.00
<i>Start_Time</i>	0.00s
<i>End_Time</i>	60.00 s

<i>Time_Step</i>	0.20 s
<i>Average_Wind_Speed</i>	11.50 m/s
<i>Interpolation method</i>	1.00

Si se observa la configuración del programa para el caso anterior y el actual, se puede notar claramente que se tiene una sola diferencia en los campos, esto se debe a que uno pertenece al método de interpolación lineal y el otro a la interpolación cúbica como lo es el caso en estudio.

La Figura J.3. muestra la simulación obtenida del caso en estudio. Esta presenta gran similitud e igualdad con las anteriores pertenecientes al mismo caso.

Es importante destacar que también se presentan pequeñas diferencias con respecto a la curva patrón, estas se pueden notar en las partes donde hay variaciones de la pendiente de la curva, así como también en los cambios de dirección encontrados en los puntos máximos de la señal. Estas discrepancias se deben fundamentalmente al tipo de interpolación usada (cúbica). Obviando este margen de error presentado, se puede decir que ambas curvas resultan ser muy parecidas por lo que el resultado concuerda con lo esperado.

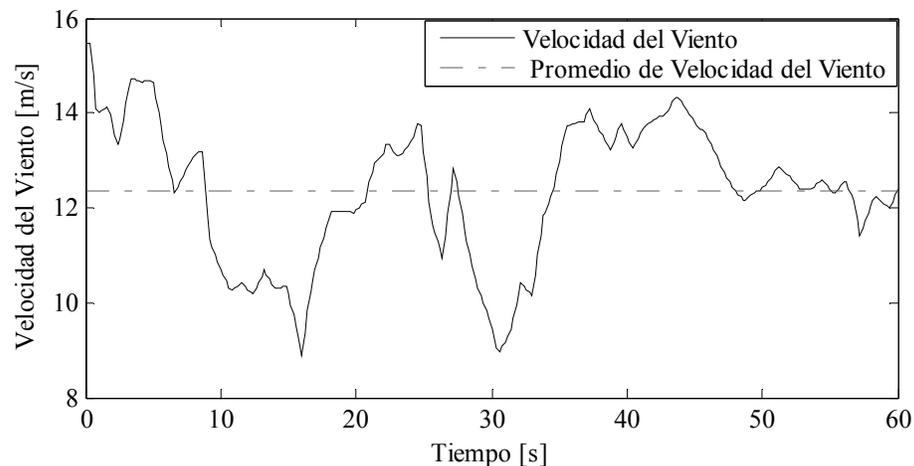


Figura J.3. Serie de Tiempo de Registros de Velocidad de Viento obtenidos de [29] usando interpolación cúbica, con velocidad promedio de 12.3588 m/s

Luego de haber observado la simulación del viento a través de una serie de tiempo real discreta, se ha podido notar ciertas diferencias que dependen del tipo de simulación usada. El tipo de interpolación a usar en la simulación va a depender del comportamiento que tenga la curva que se quiera reproducir, cuando las variaciones de la función son proporcionales (o casi proporcionales) a los de la variable independiente se puede admitir que dicha función es lineal y para estimar los valores se recomienda usar la interpolación lineal, en el caso en que las variaciones no sean proporcionales se recomienda usar la interpolación de orden n , en el caso estudiado el valor de n es igual a tres, a esta interpolación se le conoce como cúbica.

Siempre van a existir diferencias entre la curva real y la aproximada, ya que se trata de obtener valores mediante el uso de una función matemática que se asemeje a la realidad, en el estudio

realizado se ha podido notar las discrepancias causadas por el tipo de interpolación usada. Se puede decir que el método más aproximado a la curva real es el obtenido usando la interpolación cúbica debido a que se establecieron simulaciones para diferentes pasos de tiempo, donde se obtuvo que el valor de velocidad promedio de este tipo de interpolación (12,3588 m/s) se encuentra más cercano del valor promedio de la curva original (12,42 m/s) en comparación con el valor promedio de la interpolación lineal (12,3566 m/s).

Los resultados obtenidos en las simulaciones son cargados en un archivo de Excel denominado *Wind_Speed_Result.xls*. Si se compara la hoja de resultados con la emitida en los datos se puede notar que existe mayor cantidad de puntos en la que muestra el resultado final, esto se debe a la generación de tiempos discretos que realiza la simulación, los puntos nuevos encontrados son resultado de la interpolación realizada para el caso en estudio.

Tabla J.4. Resultados obtenidos en la Simulación del Viento para el Caso en Estudio

Tiempo [s]	Velocidad [m/s]								
0.00	15.45	12.00	10.27	24.00	13.37	36.00	13.77	48.00	12.33
0.20	14.93	12.20	10.19	24.20	13.53	36.20	13.78	48.20	12.25
0.40	14.46	12.40	10.16	24.40	13.69	36.40	13.80	48.40	12.18
0.60	14.13	12.60	10.26	24.60	13.82	36.60	13.80	48.60	12.14
0.80	13.99	12.80	10.44	24.80	13.84	36.80	13.81	48.80	12.15
1.00	14.01	13.00	10.61	25.00	13.45	37.00	13.95	49.00	12.21
1.20	14.05	13.20	10.69	25.20	12.76	37.20	14.11	49.20	12.27
1.40	14.10	13.40	10.63	25.40	12.06	37.40	14.03	49.40	12.33
1.60	14.13	13.60	10.50	25.60	11.64	37.60	13.90	49.60	12.34
1.80	14.05	13.80	10.36	25.80	11.38	37.80	13.76	49.80	12.35
2.00	13.79	14.00	10.29	26.00	11.16	38.00	13.63	50.00	12.40
2.20	13.48	14.20	10.29	26.20	11.00	38.20	13.49	50.20	12.47
2.40	13.27	14.40	10.32	26.40	10.95	38.40	13.35	50.40	12.56
2.60	13.34	14.60	10.35	26.60	11.24	38.60	13.24	50.60	12.67
2.80	13.76	14.80	10.36	26.80	11.87	38.80	13.20	50.80	12.77
3.00	14.30	15.00	10.32	27.00	12.53	39.00	13.31	51.00	12.85
3.20	14.69	15.20	10.14	27.20	12.87	39.20	13.51	51.20	12.87
3.40	14.75	15.40	9.88	27.40	12.75	39.40	13.70	51.40	12.84
3.60	14.72	15.60	9.56	27.60	12.40	39.60	13.79	51.60	12.79
3.80	14.68	15.80	9.09	27.80	11.96	39.80	13.71	51.80	12.72
4.00	14.66	16.00	8.80	28.00	11.56	40.00	13.52	52.00	12.66
4.20	14.65	16.20	9.24	28.20	11.26	40.20	13.33	52.20	12.59

4.40	14.67	16.40	9.87	28.40	10.98	40.40	13.23	52.40	12.50
4.60	14.69	16.60	10.24	28.60	10.72	40.60	13.28	52.60	12.43
4.80	14.70	16.80	10.51	28.80	10.49	40.80	13.42	52.80	12.40
5.00	14.70	17.00	10.73	29.00	10.30	41.00	13.58	53.00	12.40
5.20	14.50	17.20	10.94	29.20	10.14	41.20	13.70	53.20	12.40
5.40	14.15	17.40	11.17	29.40	10.00	41.40	13.76	53.40	12.40
5.60	13.76	17.60	11.44	29.60	9.85	41.60	13.79	53.60	12.40
5.80	13.42	17.80	11.70	29.80	9.66	41.80	13.82	53.80	12.42
6.00	13.08	18.00	11.89	30.00	9.39	42.00	13.85	54.00	12.49
6.20	12.72	18.20	11.94	30.20	9.13	42.20	13.88	54.20	12.56
6.40	12.43	18.40	11.94	30.40	8.95	42.40	13.91	54.40	12.61
6.60	12.32	18.60	11.94	30.60	8.92	42.60	13.93	54.60	12.58
6.80	12.37	18.80	11.94	30.80	8.98	42.80	13.97	54.80	12.48
7.00	12.50	19.00	11.94	31.00	9.10	43.00	14.02	55.00	12.36
7.20	12.65	19.20	11.93	31.20	9.25	43.20	14.14	55.20	12.28
7.40	12.79	19.40	11.92	31.40	9.43	43.40	14.26	55.40	12.29
7.60	12.90	19.60	11.91	31.60	9.70	43.60	14.36	55.60	12.39
7.80	13.02	19.80	11.90	31.80	10.04	43.80	14.37	55.80	12.50
8.00	13.12	20.00	11.92	32.00	10.32	44.00	14.30	56.00	12.59
8.20	13.18	20.20	11.97	32.20	10.42	44.20	14.19	56.20	12.59
8.40	13.18	20.40	12.04	32.40	10.37	44.40	14.07	56.40	12.53
8.60	13.18	20.60	12.13	32.60	10.28	44.60	13.97	56.60	12.41
8.80	12.90	20.80	12.29	32.80	10.20	44.80	13.87	56.80	12.22
9.00	11.68	21.00	12.54	33.00	10.16	45.00	13.77	57.00	11.74
9.20	11.28	21.20	12.81	33.20	10.42	45.20	13.69	57.20	11.37
9.40	11.09	21.40	12.98	33.40	10.99	45.40	13.66	57.40	11.49
9.60	10.96	21.60	13.02	33.60	11.58	45.60	13.65	57.60	11.69
9.80	10.85	21.80	13.04	33.80	11.88	45.80	13.63	57.80	11.91
10.00	10.70	22.00	13.14	34.00	11.88	46.00	13.48	58.00	12.11
10.20	10.52	22.20	13.36	34.20	11.97	46.20	13.33	58.20	12.23
10.40	10.36	22.40	13.37	34.40	12.17	46.40	13.21	58.40	12.24
10.60	10.25	22.60	13.28	34.60	12.41	46.60	13.10	58.60	12.20
10.80	10.23	22.80	13.16	34.80	12.69	46.80	12.98	58.80	12.14
11.00	10.28	23.00	13.07	35.00	13.08	47.00	12.87	59.20	12.02
11.20	10.34	23.20	13.07	35.20	13.45	47.20	12.75	59.40	12.00

11.40	10.40	23.40	13.11	35.40	13.69	47.40	12.63	59.60	12.06
11.60	10.42	23.60	13.18	35.60	13.73	47.60	12.52	59.80	12.21
11.80	10.36	23.80	13.28	35.80	13.75	47.80	12.42	60.00	12.40

J.3. Validación del viento para el modelo estocástico haciendo uso de pequeñas escalas de tiempo

El modelo patrón implementado para validar el caso correspondiente al modelo estocástico del viento es el desarrollado en [1], considerando que para los espectros de la componente de ráfaga se utilizo las curvas bases obtenidas en [41].

El modelo presentado en [1] para la simulación del viento, forma parte de su Tesis Doctoral, donde se buscaba lograr la reproducción del viento en la cual se consideran las componentes de velocidad promedio, rampa, ráfaga y turbulencia del viento. El principal énfasis en este trabajo está enmarcado en el desarrollo de un modelo para la simulación del viento, que permitiera obtener el comportamiento del mismo sin hacer uso de un conjunto de serie de tiempo, debido a la complejidad que resulta conseguir este tipo de datos. Este modelo está definido por un conjunto de parámetros adecuados de acuerdo a la simulación que requiera realizar el usuario.

Para alcanzar los resultados de la simulación del viento establecido en [12] se hace necesario considerar exactamente los mismos parámetros utilizados por este autor. En la siguiente tabla se presentan estos parámetros expuestos de manera tal, que así se reflejan dentro del programa *SimComp2V*, esto es llevado a cabo dentro del archivo *Data_Wind_Models.xls*.

Tabla J.5. Configuración de *SimCopl2V* para el Caso 3

<i>Start_Time</i>	0.00 s
<i>End_Time</i>	60.00 s
<i>Time_Step</i>	0.20 s
<i>Average_Wind_Speed</i>	11.50 m/s
<i>Modelling_Type</i>	3.00
<i>Small_or_Great_Scale_of_time</i>	2.00
<i>Hub_Height</i>	30.00m
<i>T_Beginning_of_the_gust</i>	10.00 s
<i>T_End_of_the_gust</i>	20.00s
<i>T_Beginning_of_the_ramp</i>	30.00 s
<i>T_end_of_the_ramp</i>	50.00 s
<i>Amplitude_of_gust</i>	4.00 m/s
<i>Amplitude_of_ramp</i>	4.00 m/s

Antes de presentar la modelación del viento haciendo uso del modelo estocástico, se tiene la modelación de la intensidad de turbulencia y los espectros que forman parte de la componente de turbulencia del viento, destacando que la turbulencia y sus espectros se encuentran clasificados de acuerdo a un grupo de normas ya establecidas.

Para la validación de la intensidad de turbulencia y los espectros se usaron como curva patrón las obtenidas mediante [32]. Con la intensidad de turbulencia se busca describir el radio de la

desviación estándar de la velocidad del viento para la velocidad media, determinada de las mismas muestras medidas de la velocidad del viento y tomadas sobre un periodo de tiempo específico, mientras que con el espectro de turbulencia se describe el contenido de las variaciones de frecuencia de la velocidad del viento.

Las curvas que describen estos parámetros están definidas por un conjunto de normas previamente establecidas, estas normas son: *International Electrotechnical Commission (IEC)*, *The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers (DS472)* y *Rules and regulations IV – Non-marine technology, Part 1 – Wind Energy* de *Germanischer Lloyd (GL)*.

La IEC establece parámetros distintos para sitios de alta y baja turbulencia como son: $I_{15} = 0.18$, $a = 2$ para lugares de alta turbulencia y $I_{15} = 0.16$, $a = 3$ para lugares de baja turbulencia, El DS472 establece para alturas de 50m los valores de longitud de rugosidad igual a 0.3 y 0.03m respectivamente. El GL especifica un 20% de la intensidad de turbulencia.

Los parámetros mencionados permiten obtener la componente de intensidad de turbulencia longitudinal y viene dada por las siguientes ecuaciones en cada caso particular.

El IEC establece:

$$I_u = I_{15} \left(\frac{a + \frac{15}{U}}{a + 1} \right) \quad \text{Intensidad de Turbulencia Longitudinal} \quad (\text{J.1})$$

El DS472 establece:

$$I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)} \quad \text{Intensidad de Turbulencia Longitudinal} \quad (\text{J.2})$$

La curva correspondiente a estos parámetros es obtenida mediante [41] y se puede observar en la Figura J.4.

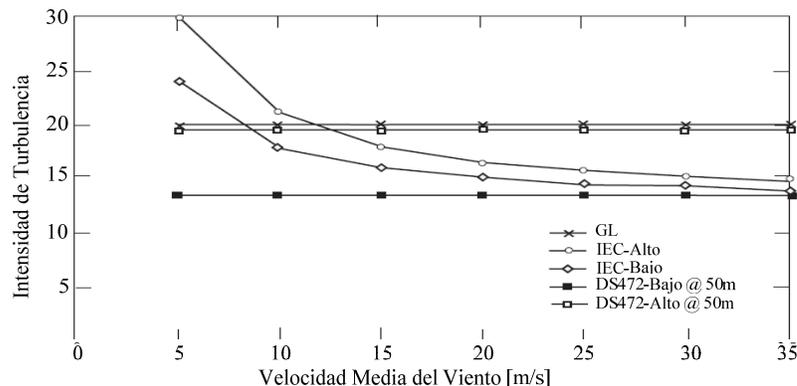


Figura J.4.. Intensidad de Turbulencia para diferentes Standard obtenidos de [32]

Los parámetros anteriores fueron considerados para llevar a cabo la simulación de la intensidad de turbulencia haciendo uso de *SimComp2V*.

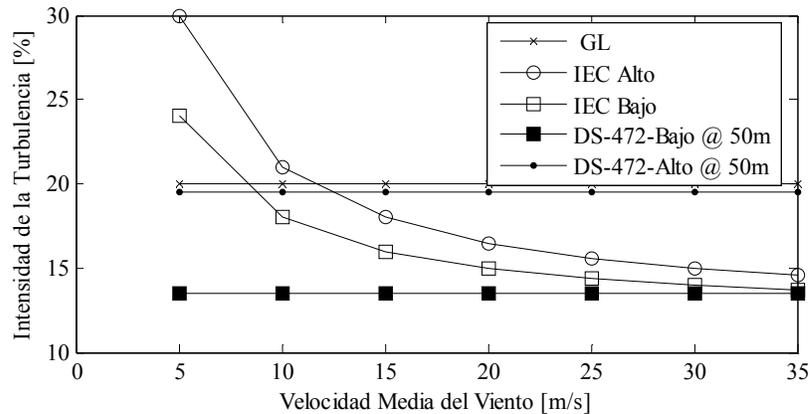


Figura J.5. Intensidad de Turbulencia obtenida haciendo uso de *SimComp2V*

Las ecuaciones y los parámetros establecidos previamente fueron utilizados para la obtención de la intensidad de turbulencia longitudinal, obteniendo como resultado las curvas representadas en la Figura J.5.

El uso de de las características de operación establecidas en la norma IEC permiten observar las curvas para sitios de baja y alta turbulencia, encontrando que la intensidad es mayor para la curva donde se utilizo $I_{15} = 0.18$, $a = 2$, mientras que es menor para $I_{15} = 0.16$, $a = 3$. Esto se puede notar claramente observando algunos puntos de las graficas, ejemplo de esto se tiene al observar el punto donde el valor medio de la velocidad del viento es igual a 10 m/s, para este instante la intensidad de turbulencia alta se encuentra por encima del 20% mientras que para la intensidad de turbulencia baja s encuentra por debajo de este valor referencial. Se debe destacar que ha medida que aumenta la velocidad media del viento la intensidad de turbulencia decrece independientemente de los parámetros establecidos (ya sea para alta o baja turbulencia).

Con el uso de los parámetros establecidos por el DS se obtuvo las curvas especificadas en la Figura J.5, encontrando que para altas intensidades de turbulencia el valor es aproximadamente 19.5%, mientras que para bajas turbulencia el resultado se encuentra alrededor del 13.47%. Estos valores obtenidos se encuentran constantes ante cualquier valor de velocidad media del viento comprendida en el intervalo.

Por ultimo se tiene que el valor de intensidad de turbulencia es 20% para GL, esto lo establece independientemente de las condiciones que se tengan. El comportamiento descrito anteriormente es exactamente igual al que se tiene en la curva patrón obtenida de [32].

Al igual que la intensidad de turbulencia, los parámetros de lo espectros de turbulencia estan definido previamente por un conjunto de normas y ecuaciones ya preestablecidas. Los espectros considerados en esta investigación son: el espectro de von Karman y el espectro de Kaimal, estos vienen dados por la siguiente ecuaciones.

$$\frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{1u}\sqrt{\bar{U}}}{(1+6nL_{1u}\sqrt{\bar{U}})^{\frac{5}{3}}} \quad \text{Espectro Kaimal} \quad (\text{J.3})$$

$$\frac{nS_u(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4nL_{2u}\sqrt{\bar{U}}}{\left(1+70.8\left(\frac{nL_{2u}}{\bar{U}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \quad \text{Espectro von Karman} \quad (\text{J.4})$$

El espectro de von Karman da una descripción catalogada como buena dentro de túneles de viento y el espectro de Kaimal da una buena descripción empírica de la turbulencia atmosférica. Los parámetros para estos espectros están definidos por el DS-472, El IEC y “Eurocode 1: Basis of design and actions on structures – part 2.4: Actions on structures – Wind actions”.

El DS-472 establece y especifica el espectro de Kaimal como

$$\begin{aligned} L_{1u} &= 150m, \text{ o } 5h \text{ para } h < 30m \\ L_{1v} &= 0.3L_{1u} \\ L_{1\omega} &= 0.1L_{1u} \end{aligned} \quad (\text{J.5})$$

Mientras que el IEC recomienda un modelo de Kaimal dado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} L_{1u} &= 170.1m, \text{ o } 5.67h \text{ para } h < 30m \\ L_{1v} &= 0.3333L_{1u} \\ L_{1\omega} &= 0.08148L_{1u} \end{aligned} \quad (\text{J.6})$$

El IEC establece para el Espectro de von Karman

$$\begin{aligned} {}^xL_u &= 73.5m, \text{ o } 2.45h \text{ para } h < 30m \\ {}^xL_v &= {}^xL_\omega = 0.5{}^xL_u \end{aligned} \quad (\text{J.7})$$

Eurocode especifica el espectro longitudinal de Kaimal de la forma $L_{1u}=1.7L_i$ para L_i dado como

$$L_i = 300\left(\frac{h}{300}\right)^\varepsilon \quad (\text{J.8})$$

Para $h < 300m$, con ε variando entre 0.13 sobre aguas abiertas, 0.46 en áreas urbanas.

Para cada uno de estos parámetros existe una curva que representa el espectro de turbulencia, cada una de estas es representada en la Figura J.6, esta curva es obtenida de [32]

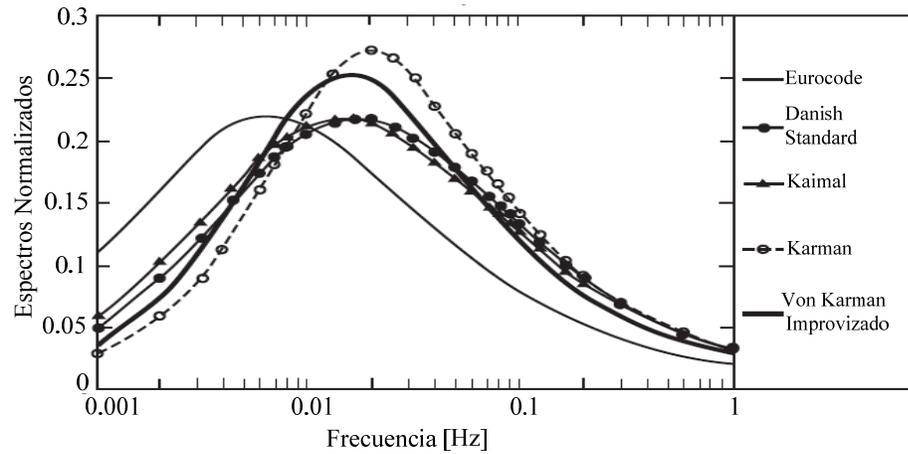


Figura J.6. Espectros Normalizados obtenidas de [32] considerando $h=30\text{m}$, $v_w=10\text{m/s}$ y 50 m de latitud

Las curvas obtenidas mediante [32] fueron reproducidas haciendo uso de los mismos parámetros establecidos por las normas DS-472, IEC y Eurocode

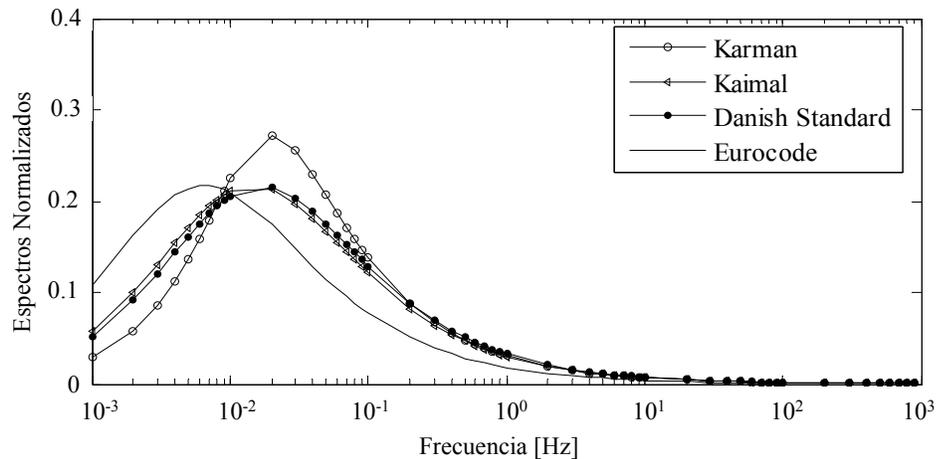


Figura J.7. Espectros de Turbulencia Normalizados obtenidos a través de *SimComp2V*

En la Figura J.7 se representan los resultados obtenidos de la simulación de los espectros de potencia, encontrando que el espectro de Eurocode cambia para valores pequeños de frecuencia, el Espectro de von Karman alcanza los valores mas altos de los espectros normalizados a una frecuencia mas alta, mientras que Kaimal y DS poseen gran parecido obteniendo el valor máximo por debajo del espectro de Kaimal. Estos resultados son iguales a los mostrados en la Figura J.6.

En la siguiente Figura se representa la curva patrón correspondiente a los Espectros de Turbulencia, tomando en cuenta que se considero una altura de 50 m

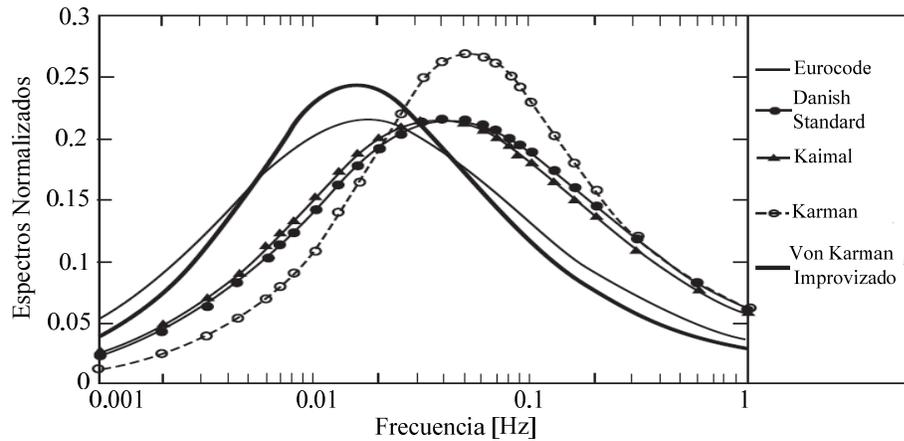


Figura J.8. Espectros Normalizados obtenidas de [32] considerando $h=30m$, $vw= 25m/s$ y $50 m$ de latitud

La simulación correspondiente a este caso se muestra en la Figura J.9

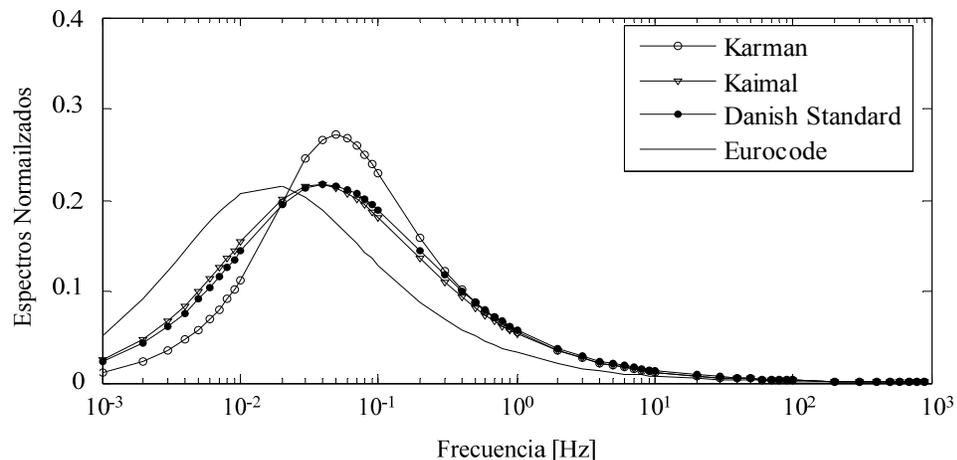


Figura J.9. Espectros de Turbulencia Normalizados obtenidos a través de *SimComp2V*

En este caso se puede ver que el valor de los espectros máximos para cada curva son desplazados a más alta frecuencia, la amplitud de estos espectros es mayor a la mostrada en la simulación anterior (Figura J.7), las curvas establecidas por los parámetros correspondientes al DS e IEC trabajan a mas alta frecuencia que la de los parámetros establecidos por el Eurocode, esto ocurre cuando aumenta la velocidad promedio, por esta razón es que estas curvas se pueden ver desplazadas hacia el lado derecho

Una vez descrito los resultados obtenidos de las simulaciones de intensidad y espectro de turbulencia se procede a presentar las simulaciones correspondientes al modelo estocástico del viento para pequeñas escalas de tiempo.

La curva patrón obtenida para validar el modelo estocástico del viento solo presenta el resultado de la suma de las componentes que lo conforman. En las simulaciones obtenidas por el

programa *SimComp2V* se presenta cada componente, para ver así la influencia que tienen sobre el viento resultante.

A continuación se presenta cada una de las componentes obtenidas en la simulación del viento, para reproducir la curva establecida en [1] perteneciente al modelo estocástico del viento.

J.3.1. Componente Promedio de la Velocidad del Viento

El valor promedio de la velocidad del viento es obtenido a través de una serie de tiempos, para la reproducción de la curva resultante de un modelo estocástico se requiere que este sea expresado de cómo un valor constante en el tiempo, este valor es obtenido de [12] y se puede observar en la Figura J.10.

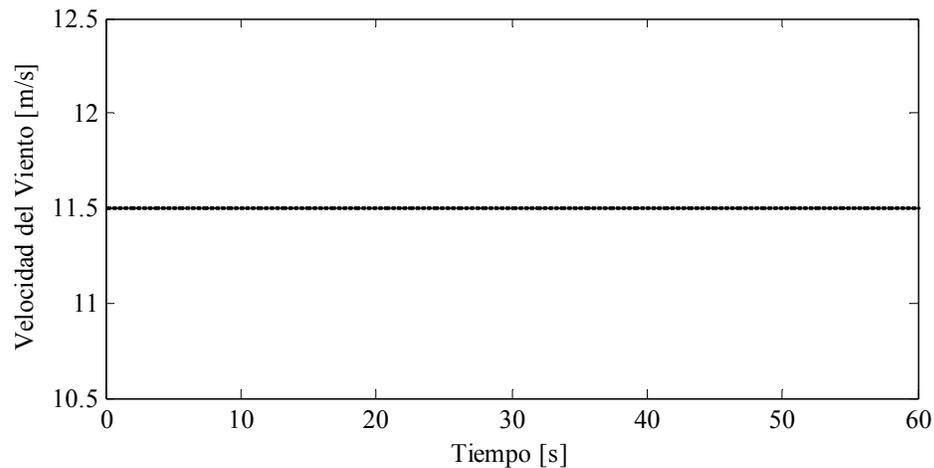


Figura J.10. Componente promedio de la velocidad del viento.

J.3.2. Componente Rampa de la Velocidad del Viento.

Los parámetros indicados en la Tabla J.5 definen las componentes de la velocidad del viento, en este caso se ha obtenido la componente de rampa, esta se puede observar en la Figura J.11, la cual viene dada por la ecuación J.9 donde se tiene que la rampa existe en el intervalo definido (30,50), tal cual como se observa en la curva. Para los valores que están por debajo ella toma el valor de velocidad igual a cero, mientras los que están por encima toman el valor igual a cuatro.

El comportamiento analítico de la componente de rampa viene descrito por la ecuación que se presenta a continuación [28].

$$\begin{aligned}
 t < 30 & \quad \text{para} \quad v_{wr} = 0 \\
 30 \leq t \leq 50 & \quad \text{para} \quad v_{wr} = \frac{1}{5}(t - 30) \\
 50 < t & \quad \text{para} \quad v_{wr} = 4
 \end{aligned} \tag{J.9}$$

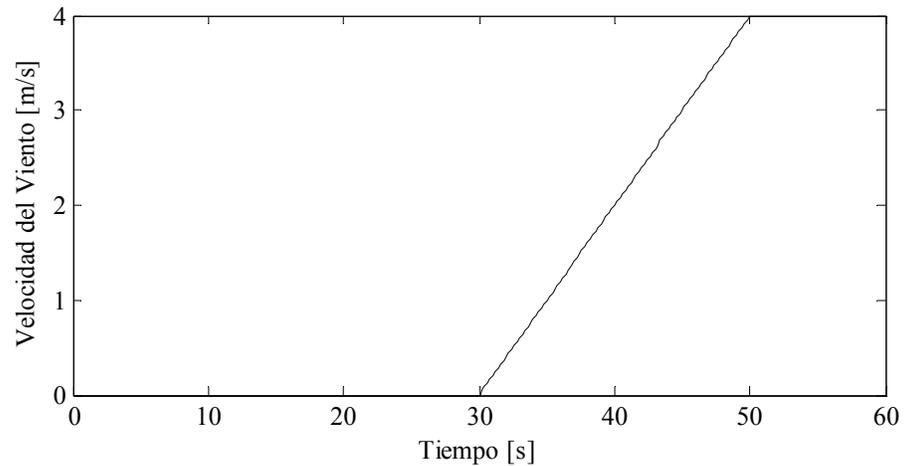


Figura J.11. Componente de rampa de la velocidad del viento

J.3.3. Componente Ráfaga de la Velocidad del Viento

Al igual que en el caso anterior los parámetros que definen esta componente se encuentran definidos en la Tabla J.5, la componente de ráfaga viene definida por la siguiente ecuación [22].

$$\begin{aligned}
 t < 10 & \quad \text{para} & \quad v_{wg} = 0 \\
 10 \leq t \leq 20 & \quad \text{para} & \quad v_{wg} = 4 \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t-10}{10} \right) \right] \right\} \\
 20 < t & \quad \text{para} & \quad v_{wg} = 0
 \end{aligned} \tag{J.10}$$

En la Figura J.12 se puede observar la componente de ráfaga de la velocidad del viento, encontrando que para los tiempos $t=10s$ y $t=20s$ la amplitud de la curva se hace cero, esto se puede verificar al sustituir en la ecuación 8 el valor de estos tiempos. Esta curva tiene gran efecto en la resultante del viento y se puede observar mas adelante.

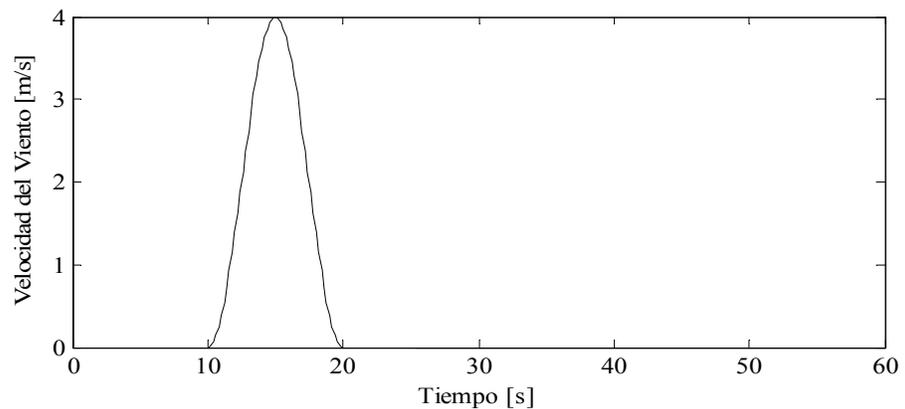


Figura J.12. Componente de Ráfaga de la Velocidad del Viento

J.3.4. Componente de Turbulencia de la Velocidad del Viento

La curva más trascendental y de mayor influencia en el viento resultante es la componente de ráfaga, ya que esta se encarga de suministrar el ruido a la función resultante. En la Figura J.13 se puede observar esta componente, destacando que la misma no es periódica debido a variables aleatorias que conforman la función que representa la turbulencia [22].

$$S_{wr}(f_i) = \frac{1}{\left(\ln(h/z_o)\right)^2} \frac{I_{v_{wa}}}{\left(1 + 1.5 \frac{f_i l}{v_{wa}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (\text{J.11})$$

$$v_{wr}(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{S_{wr}(f_i) \Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i + \Delta\phi) \quad (\text{J.12})$$

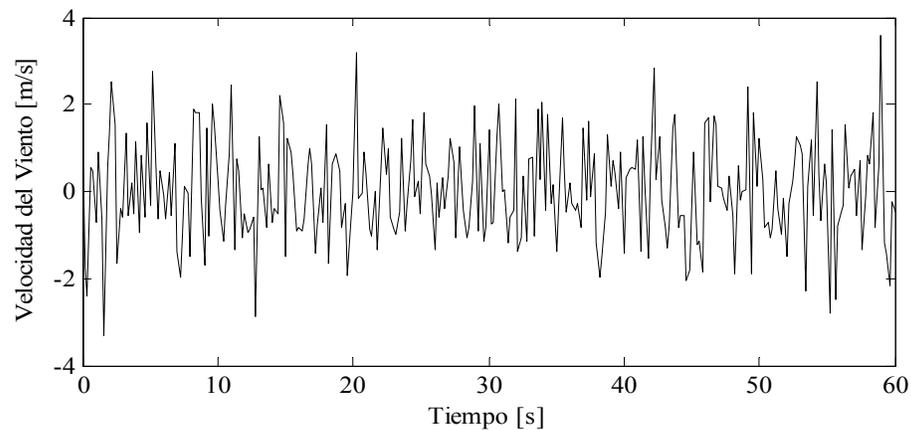


Figura J.13. Componente de Turbulencia de la velocidad del viento

Para obtener la curva correspondiente a la componente de turbulencia se utilizó el espectro de Kaimal descrito anteriormente, haciendo uso de las consideraciones establecidas por DS para espectros de baja turbulencia.

J.3.5. Modelo de Curva patrón obtenida de [12]

La Figura J.14 representa el modelo base obtenido en [12] para llevar cabo comparaciones con la curva obtenida haciendo uso de *SimComp2V*, los parámetros correspondientes a esta curva son mostrados en la Tabla J.5.

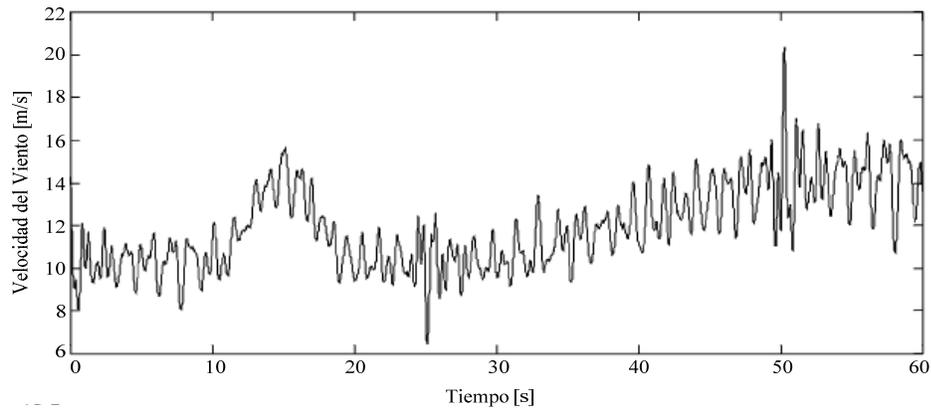


Figura J.14. Velocidad del Viento para un modelo estocástico de pequeñas escalas obtenido de [12]

J.3.6. Curva resultante del modelo estocástico implementado

En la Figura J.14 se tiene la representación obtenida mediante la implementación y modelación del viento estocástico para pequeñas escalas de viento, la misma es comparada con la curva patrón mostrada en J.15.

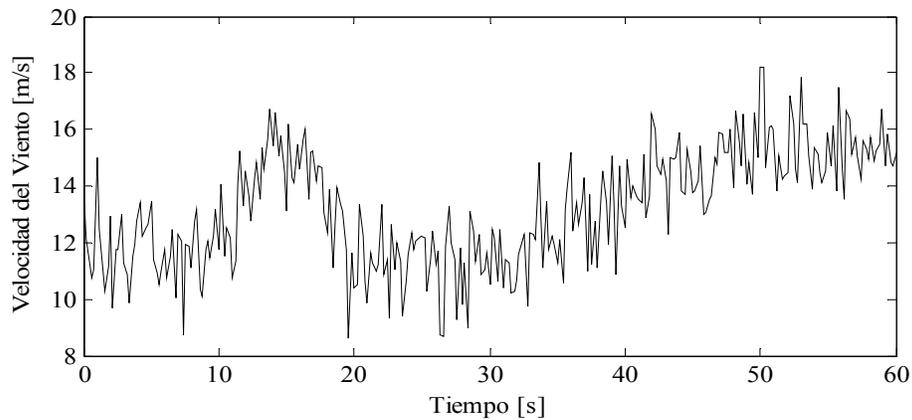


Figura J.15. Curva obtenida de *SimComp2V* para un modelo estocástico de pequeñas escalas

La componente de velocidad promedio actúa sobre la curva resultante durante toda la simulación. En el intervalo comprendido entre 10 y 20s la curva resultante se traslada de acuerdo al comportamiento que tiene la componente de ráfaga descrito en la Figura J.12, posteriormente se presenta el efecto causado por la componente de rampa en el intervalo comprendido entre 30 y 50s, ocasionando el aumento de la curva resultante de manera proporcional según lo descrito en la Figura J.11.

El resultado obtenido en la simulación del viento mediante un modelo estocástico es comparado con una curva patrón que se muestra en la Figura J.14, esto se hace con el fin de comprobar y validar el correcto funcionamiento del programa *SimComp2V*.

La Figura J.15 tiene una gran semejanza a la curva patrón, no se puede decir que los resultados obtenidos son exactos ya que el modelado es una aproximación. Observando ambas curvas de manera detallada se han encontrado pequeñas diferencias, las mismas son ubicadas en los puntos máximos.

El instante de tiempo donde se hace máxima la curva patrón no coincide con el de la curva simulada, esto se debe al desplazamiento causado por el ángulo aleatorio φ . Un número aleatorio es aquel que debe cumplir los requisitos de espacio equiprobable, es decir, que cada elemento tenga la misma probabilidad de ser elegido y que la elección de uno no dependa de la elección del otro.

En cada simulación que se quiera llevar a cabo se obtiene un valor de φ diferente al anterior, por lo que resulta ser muy difícil que los valores máximos de viento concuerden en el mismo instante de tiempo a los valores teóricos. Una solución a este problema se tiene conociendo el valor de la semilla con que se efectuó la simulación teórica. La semilla es el valor inicial que se le da a un generador de número aleatorio.

Si se logra ejecutar la simulación introduciendo el mismo valor de la semilla se obtendrán valores aleatorios iguales para φ en un mismo instante de tiempo, en el caso estudiado no se conoce el valor inicial de los números aleatorios, motivo por el cual no se considera el resultado como exacto.

Se puede concluir que los resultados que se obtienen mediante la utilización del programa *SimComp2V* son muy similares a los presentados por la curva patrón, por lo que se puede decir que el software queda validado para el caso particular estudiado.

ANEXO K
Validación del Filtro

K.1. Validación del Filtro

La validación del filtro se ha llevado a cabo mediante la comparación de la curva base obtenida mediante la modelación del filtro haciendo uso de SIMULINK.

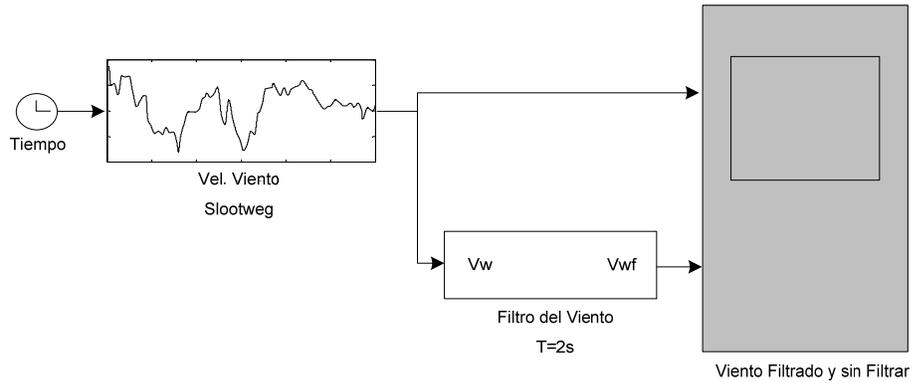


Figura K.1. Esquema de Simulación del Filtro de velocidad empleado en SIMULINK

El Filtro implementado haciendo uso de SIMULINK se presenta en la Figura K.2, el resultado obtenido de este es usado como curva patrón.

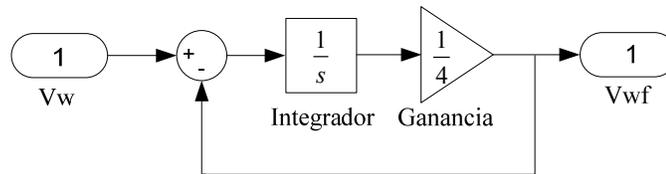


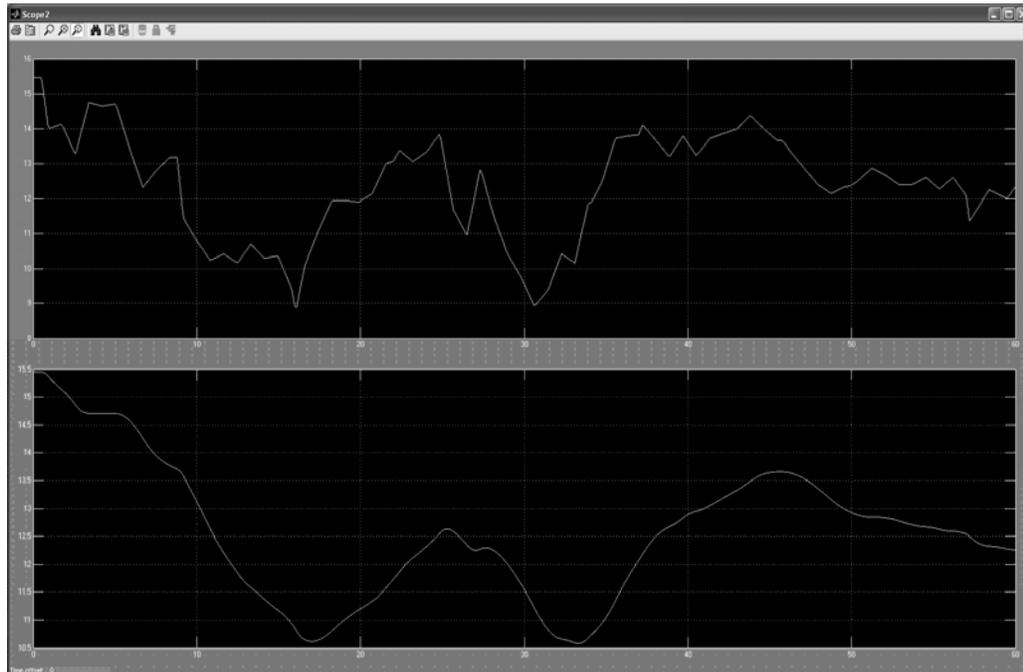
Figura K.2. Filtro implementado en Simulink

Para la implementación del programa desarrollado sobre el análisis dinámico de una turbina de viento de velocidad variable se utilizó un filtro pasabajo, que permite atenuar o eliminar las fluctuaciones causadas por el viento, para así disminuir las variaciones en la velocidad del rotor de la turbina.

El modelo del filtro utilizado en esta investigación se obtuvo de [12] y el comportamiento del mismo viene descrito por la siguiente ecuación diferencial

$$\frac{dv_{wf}}{dt} = \frac{v_w - v_{wf}}{\tau} \quad (K.1)$$

A continuación se presenta la velocidad del viento entrante y saliente del filtro de velocidad implementado en SIMULINK, el mismo es utilizado como curva base para la validación del modelo.



**Figura K.3. Gráfico superior: Velocidad del viento sin Filtro
Gráfico inferior: velocidad del viento filtrada**

La curva correspondiente a la simulación haciendo uso del filtro desarrollado en la investigación se presenta a continuación.

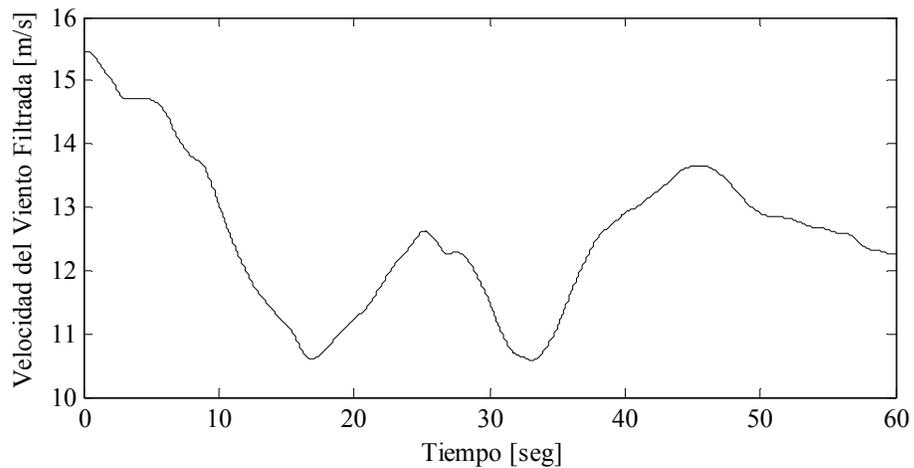


Figura K.4. Velocidad del Viento filtrada

En la Figura K.4 se observa la velocidad del viento una vez que esta ha pasado por el filtro, se puede ver que se han eliminado gran cantidad de fluctuaciones existentes en la velocidad, los resultados obtenidos aquí son totalmente iguales a los que se han alcanzado haciendo uso del filtro implementado en SIMULINK, por lo que se puede decir que el filtro se encuentra trabajando de la forma correcta.