



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

MODELO OWC PARA ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

FELIPE CÉSAR VALDEBENITO TEPPER

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
SEBASTIÁN RÍOS MARCUELLO

Santiago de Chile, diciembre, 2008

© 2008, Felipe César Valdebenito Tepper



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

MODELO OWC PARA ESTUDIOS DE INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

FELIPE CÉSAR VALDEBENITO TEPPER

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

SEBASTIÁN RÍOS MARCUELLO

JUAN DIXON ROJAS

ALEJANDRO WENDLING ALIAGA

PAULINO ALONSO RIVAS

DIEGO CELENTANO

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, diciembre, 2008

A mis Padres: Jorge y Loreto,
quienes me alentaron siempre a
seguir adelante

AGRADECIMIENTOS

Mi principal agradecimiento va dirigido al profesor Antonio Falcao quien me ayudó a comprender la modelación mecánica de 30 años de investigación en este tema. Sin su ayuda no hubiese podido realizar lo que me planteé desde un principio.

Luego quisiese agradecer a las personas que me ayudaron en este largo proceso, mis especiales agradecimientos al profesor Sebastián Ríos que dejó correr mi imaginación para plantear el problema y corregir con su experiencia aspectos claves en su solución. A los funcionarios de Endesa Alem Ogeda, Alejandro García y Alejandro Wendling quienes me ayudaron en el comienzo de la investigación con sus diversos comentarios.

También quisiese agradecer al Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile por facilitar mediciones in situ de Olas y Corrientes de Marea con lo que me ayudaron a ratificar el potencial que posee nuestro país en estos recursos energéticos.

Quisiese agradecer a mi familia que siempre creyó en mí, y me apoyó para poder obtener los resultados finales de este trabajo; sin ellos hubiese sido imposible terminar esta investigación.

Por último quisiese agradecer a Dios por las oportunidades que me ha brindado en la vida, y que de alguna manera he podido aprovechar.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	viii
INDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN	xiv
ABSTRACT.....	xvi
1.- Introducción	1
1.1.- Objetivos.....	1
1.2.- Alcance	2
1.3.- Estructura del trabajo	2
2.- Generación en base a energías del océano	4
2.1.- Introducción a las energías del océano	4
2.2.- Recursos energéticos del océano	6
2.2.1.- Olas	6
2.2.2.- Corrientes Oceánicas:	7
2.2.3.- OTEC	9
2.2.4.- Gradiente Salino.....	11
2.2.5.- Hidratos de Metano.....	13
2.3.- Estado actual de tecnologías	14
2.4.- Costos de tecnologías.....	18
2.4.1.- Costos de capital	19
2.4.2.- Costos de operación y mantenimiento	21
2.4.3.- Eficiencia conversión de energía	23
2.5.- Energía de las olas	26
2.5.1.- Historia de la energía de las olas.....	26
2.5.2.- Clasificación de soluciones tecnológicas de olas.....	27
2.5.3.- Cálculo del recurso energético de olas.....	30
2.6.- Energía de Corrientes de Marea.....	32

2.6.1.-	Historia de energías de Corrientes de Marea	32
2.6.2.-	Clasificación de soluciones tecnológicas de Corrientes de Marea.....	33
2.6.3.-	Cálculo del recurso energético de Corrientes de Marea	35
2.6.4.-	Técnica clásica	36
2.6.5.-	Técnica desarrollada por el Profesor Bryden.....	37
3.-	Tecnología OWC	38
3.1.-	Introducción de la tecnología OWC	38
3.2.-	Historia Tecnología OWC	39
3.3.-	Principales componentes de un OWC.....	40
3.3.1.-	Turbina de aire	41
3.4.-	Ecuaciones del OWC	44
3.5.-	Control óptimo de un OWC para producción máxima de energía.....	53
3.6.-	Coefficientes hidrodinámicos.....	56
3.7.-	Pérdidas no lineales del OWC	59
4.-	Generador eléctrico utilizado	60
4.1.-	Sistema de recuperación de energía de deslizamiento.....	61
4.2.-	Principio de funcionamiento de SRES.....	61
4.2.1.-	Conversión de tensión alterna en corriente continua	63
4.2.2.-	Conversión de corriente continua en alterna.....	65
4.3.-	Modelación en conjunto: máquina eléctrica y convertidor.....	70
4.3.1.-	Modelo de máquina de inducción	71
4.3.2.-	Modelo del inversor y del filtro AC.....	72
4.3.3.-	Modelo de los rectificadores y del filtro DC	73
4.3.4.-	Modelo del SRES.....	76
4.4.-	Potencias activas y reactivas.....	77
4.4.1.-	Limitaciones en Vdc y Idc	80
4.5.-	Control de la máquina para extraer el máximo recurso de energía de las Olas.....	82

5.-	Interconexión a la red.....	85
5.1.-	Descripción de la Generación Distribuida.....	85
5.2.-	Problemas de calidad de servicio eléctrico.....	89
5.3.-	Modelación de cargas.....	90
6.-	Modelo y metodología propuesta para estudios de interconexión a la red eléctrica.....	93
6.1.-	Modelo de cadena de conversión de energía.....	93
6.2.-	Metodología para evaluar el impacto en un Sistema de Distribución.....	95
6.2.1.-	Datos necesarios:.....	95
6.2.2.-	Metodología.....	95
7.-	Aplicación del modelo y la metodología propuesta para evaluar la interconexión de un OWC.....	97
7.1.-	Datos de entrada de la simulación.....	97
7.1.1.-	Régimen de Olas.....	97
7.1.2.-	Coefficientes hidrodinámicos utilizados y curvas de la turbina.....	98
7.1.3.-	Parámetros de la estructura OWC y turbina.....	99
7.1.4.-	Parámetros circuito equivalente máquina de inducción.....	99
7.1.5.-	Red de prueba.....	99
7.2.-	Aplicación de la metodología.....	101
7.2.1.-	Regla de control óptimo.....	101
7.2.2.-	Flujos de potencia.....	102
7.2.3.-	Nivel de pérdidas.....	104
7.2.4.-	Inyecciones de potencia.....	105
7.2.5.-	Ajuste de controlador.....	107
7.2.6.-	Conexión en la barra 11 y 13.....	107
7.2.7.-	Conclusiones de la conexión de un OWC a la red eléctrica.....	115
8.-	Conclusiones Generales.....	118
8.1.-	Sugerencias para trabajos de investigación futuros.....	121
	BIBLIOGRAFIA.....	123

A N E X O S	127
Anexo A: Cálculo del recurso energético de Olas	128
Anexo B: Programa para procesar datos de Corrientes de Marea	135
Anexo C: SRES utilizado en el proyecto de la Isla Pico	138
Anexo D: Metodología para calcular las corrientes por el SRES	142
Anexo E: Curvas características del SRES con Vdc fijo	148
Anexo F: Curvas características del SRES con control de corriente Idc	153
Anexo G: Curvas características del SRES con control de corriente Idc y límites a Vdc e Idc	159
Anexo H: Topología de los rectificadores	163
Anexo I: Datos de la red de distribución	170

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: OWC contruidos a noviembre del 2008.....	40
Tabla 2: Parámetros máquina de inducción.....	72
Tabla 3: Parámetros estructura OWC y turbina.....	99
Tabla 4: Voltajes iniciales en cada barra para condición de carga máxima en p.u.....	103
Tabla 5: Voltajes Iniciales en cada barra para condición de carga mínima.....	104
Tabla 6: Pérdidas de potencia activa y reactiva en el caso base de Demanda Máxima.....	105
Tabla 7: Pérdidas de potencia activa y reactiva en el caso base de Demanda Mínima.....	105
Tabla 8: Resultados del análisis para Demanda Máxima.....	106
Tabla 9: Resultados del análisis para Demanda Mínima.....	106

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo mundial de energía separado por fuentes energéticas	5
Figura 2: Clasificación de Corrientes Océánicas	8
Figura 3: Ciclo de OTEC Cerrado	10
Figura 4: esquemático de una piscina solar instalada en Israel de 150 kW	11
Figura 5: Principio de funcionamiento de RED	12
Figura 6: Esquemático de una planta de Gradiente Salino que utiliza PRO	13
Figura 7: Proyectos de investigación clasificados por recursos energéticos	15
Figura 8: Distribución de proyectos de investigación por países	16
Figura 9: Evolución de proyectos desde 2003 al 2006	17
Figura 10: Estatus de I & D de los distintos proyectos de investigación.	18
Figura 11: Desglose de costos de capital para un convertidor de energía de las Olas	20
Figura 12: Desglose de costos típicos de capital para un convertidor de energía por corrientes de marea	21
Figura 13: Desglose de costos típicos de operación y mantenimiento para un convertidor de energía de Olas.	22
Figura 14: Comparación de costos entre energía de las Olas y energía eólica	25
Figura 15: Mapa de potencial del recurso energético de olas	31
Figura 16: Ilustración del concepto desarrollado por MCT	33
Figura 17: Esquemático de un OWC sobre la costa.	38
Figura 18: Esquema de un OWC mostrando todos sus componentes.	41
Figura 19: Geometría de la turbina Wells	43
Figura 20: Geometría de la turbina tipo impulso.	44
Figura 21: Diagrama esquemático de una cámara OWC	45
Figura 22: Relación entre potencia mecánica y presión en la turbina	51
Figura 23: Representación esquemática de un OWC.	56

Figura 24: Coeficientes Hidrodinámicos para la Isla Pico:	58
Figura 25: $gr(t)$ en función del tiempo para la Isla Pico Azores.....	59
Figura 26: Esquemático del sistema SRES	60
Figura 27: Esquema completo por fase de la máquina de inducción, rectificador e inversor	62
Figura 28: Esquema de conversor AC/DC utilizado.....	65
Figura 29: Esquemático para analizar la tensión a la entrada del inversor	66
Figura 30: Alimentación del inversor por una fuente de tensión no controlada.....	68
Figura 31: Modelación del SRES	70
Figura 32: Modelo de máquina de inducción por fase.....	71
Figura 33: Modelación del inversor visto desde la etapa DC	73
Figura 34: Modelación del inversor incluyendo la impedancia de los filtros.....	73
Figura 35: Esquema de los rectificadores conectados en paralelo.....	74
Figura 36: Circuito equivalente de los rectificadores e inversor visto por el lado AC	76
Figura 37: Modelo del SRES	77
Figura 38: Diagrama de las potencias en juego en el modelo de máquina de inducción.....	79
Figura 39: Limitaciones de la potencia que puede entregar como generador.....	81
Figura 40: Esquema de control por potencia mecánica	82
Figura 41: Modelo de la cadena de conversión de energía separado en las etapas de simulación	93
Figura 42: Entradas necesarias para poder modelar la cadena de conversión de energía	94
Figura 43: Salidas del modelo.....	94
Figura 44: : Red de Chanco	100

Figura 45: Gráfico que ordena cada estado de mar con la velocidad óptima de la turbina y la potencia que se entrega a esa velocidad.....	102
Figura 46: Perfil de voltaje en el alimentador para carga máxima	103
Figura 47: Perfil de voltaje en el alimentador para carga mínima.....	104
Figura 48: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 13.....	108
Figura 49: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 13	108
Figura 50: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 13.....	109
Figura 51: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 13	109
Figura 52: Velocidad de rotación para el caso de inyección en la barra 13.....	110
Figura 53: Potencia activa para el caso de inyección en la barra 13.....	110
Figura 54: Voltaje en la Barra 13 para el caso de inyección en la barra 13.....	111
Figura 55: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 11.....	112
Figura 56: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 11	112
Figura 57: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 11.....	113
Figura 58: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 11	113
Figura 59: Velocidad de rotación para el caso de inyección en la barra 11.....	114
Figura 60: Potencia Activa para el caso de inyección en la barra 11	114
Figura 61: Voltaje en la barra 11 para el caso de inyección en la barra 11	115
Figura 62: Sinusoide ajustada	136
Figura 63: Esquema global de SRES utilizado en la isla azores.....	139

Figura 64: Circuito equivalente de Thevenin para el estator y su rama de magnetización	142
Figura 65: Esquemático simplificado del modelo SRES.....	143
Figura 66: Diagrama fasorial que relaciona las variables del circuito SRES	144
Figura 67: Fasores con origen en I_2	145
Figura 68: Fasores con origen en V_1	146
Figura 69: Leyenda de los voltajes utilizados en todas las curvas.....	148
Figura 70: Variación de I_{dc} en función de la velocidad de rotación	149
Figura 71: Potencia entregada a la red en función de la velocidad de rotación	150
Figura 72: Potencia reactiva absorbida de la red en función de la velocidad de rotación.....	151
Figura 73: Potencia absorbida por la red en función de la corriente I_{dc}	152
Figura 74: Potencia reactiva absorbida de la red en función de I_{dc}	152
Figura 75: Controlador de corriente.....	153
Figura 76: Esquemático simplificado del modelo SRES.....	154
Figura 77: Leyenda de las corrientes de referencia (I_{dcRef}) utilizada en las curvas	156
Figura 78: Corriente I_{dc} en función de la velocidad de rotación.....	156
Figura 79: Tensión a la entrada del inversor en función de la velocidad de rotación	157
Figura 80: Potencia absorbida por la red en función de la velocidad de rotación	158
Figura 81: Potencia reactiva absorbida por el SRES en función de la velocidad de rotación	158
Figura 82: Corriente I_{dc} en función de la velocidad de rotación.....	159
Figura 83: Voltaje a la entrada del inversor en función de la velocidad de rotación	160

Figura 84: Potencia absorbida de la red en función de la velocidad de rotación	161
Figura 85: Potencia reactiva absorbida en función de la velocidad de rotación	162
Figura 86: Esquemático del rectificador PD3 y sus respectivas formas de onda.....	163
Figura 87: Esquemático del rectificador S3 y sus respectivas formas de onda.....	164
Figura 88: Contenido armónico de los rectificadores	165
Figura 89: Conexión de los rectificadores	165
Figura 90: Contenido armónico de la corriente de estator con la configuración PD3 y S3	166
Figura 91: Esquema de conexión de los rectificadores en paralelo	167
Figura 92: Esquema de conexión de los rectificadores en serie	168
Figura 93: Esquema de convertor AC/DC utilizado.....	169
Figura 94: Red eléctrica de Chanco VII región	170

RESUMEN

Actualmente en diversos países existe gran interés en aprovechar el recurso energético de Olas del mar. En este ámbito, hasta hoy se han creado muchas patentes y el sector privado comienza a tomar mayor participación. Una de las tecnologías que se ha desarrollado es el Oscillating Water Column (OWC), la que se ha utilizado en prototipos en diferentes partes del mundo desde hace más de 30 años.

En este trabajo se modela el OWC en el dominio del tiempo integrando toda la cadena de conversión de energía tanto en sus componentes mecánicas y eléctricas. El objetivo es poder evaluar el funcionamiento de este tipo de tecnología cuando se interconecta a la red eléctrica, considerando la variabilidad de los parámetros principales de Olas.

El modelo presentado utiliza estudios desarrollados por numerosos autores a lo largo de 30 años de investigación en esta materia y en él se integran todos los participantes de la cadena de conversión de energía tales como: la fuente primaria de energía (las Olas), el dispositivo que convierte la energía primaria en energía mecánica (estructura OWC), la máquina que convierte la energía mecánica en eléctrica (Máquina eléctrica) y la red eléctrica que permite el transporte de esta energía a su consumo. Además, se propone una metodología que permite evaluar la factibilidad técnica a nivel de ingeniería básica de la interconexión de este tipo de tecnología en una red eléctrica.

Los resultados obtenidos demuestran que al conectar estos dispositivos a redes eléctricamente débiles (baja potencia de cortocircuito) se ve afectada la regulación de voltaje pudiendo llegar a valores no permitidos por la normativa vigente. Debido a lo anterior, se implementó en el controlador del inversor de la máquina eléctrica una regla

de control que además de regular la velocidad de la máquina para absorber el máximo de potencia disponible, limita la potencia generada para no afectar negativamente al sistema. Este límite dependerá de la demanda actual de la red y del lugar de interconexión del generador.

ABSTRACT

Presently, there is considerable interest, in several countries, in the capture of the energy resource from sea waves. Many patents had been filed and the private sector started assuming more participation. One of the technologies developed and used in different countries for more than 30 years is the Oscillating Water Column (OWC).

In this work, I modeled the OWC in the time domain, integrating the whole energy conversion chain, in its mechanical and electrical parts. The main objective is to evaluate the functioning of this type of technology when interconnected to the electrical grid, taking into consideration the variability of the wave's parameters.

The model disclosed studies developed by a number of authors doing research along 30 years on this subject matter. It integrates all the model components in the energy conversion chain, such as: the primary energy source (the waves), the device converting the primary energy into mechanical energy (OWC structure), the machine converting the mechanical energy into electric energy (electric machine) and the electrical grid permitting the transport of this energy to the site of use. Further, I propose a methodology that permits evaluating the technical feasibility, at the basic engineering level, of interconnection of this type of technology, in an electrical grid.

The obtained results demonstrate that when connecting these devices to electrically weak grids (low short-circuit power), the voltage regulation is affected, even up to values not permitted by the current regulations. Because of this, I implemented a control rule on the inverting controller of the electric machine that, apart from controlling the machine speed for absorbing the maximum of the available power, it

limited the generated power, thus not affecting negatively the system. This limit shall also depend on the actual demand of the grid and the generator place of interconnection.

1.- Introducción

1.1.- Objetivos

Este estudio pretende contribuir al desarrollo de energías renovables no convencionales, en particular a la energía de Olas del mar, proponiendo un modelo de simulación de una tecnología llamada OWC que permite estudiar los impactos de interconexión en el Sistema de Distribución Eléctrico (SDE).

Los objetivos específicos que se desarrollarán son:

- Elaborar un modelo mecánico-eléctrico en el dominio del tiempo, cuya entrada sea el frente de Olas y su resultado sea la potencia activa y reactiva generadas o absorbidas por el OWC.
- Desarrollar una metodología que incluya el modelo del punto anterior y permita evaluar el impacto en el Sistema de Distribución Eléctrico cuando se interconecta este tipo de generador en uno o más puntos de la red. Esta metodología permitirá evaluar el desempeño de generadores del tipo OWC en redes de distribución tanto en aspectos de regulación de voltaje como en pérdidas.
- Aplicación de la metodología a un caso real, específicamente en la zona de Chanco séptima región de Chile.

1.2.- Alcance

El modelo de OWC desarrollado ocupa las dimensiones, coeficientes hidrodinámicos y equipo electromecánico del OWC instalado en la isla Pico Azores de Portugal, proporcionados gentilmente por el profesor Antonio Falcao.

El modelo propuesto evalúa aspectos de regulación de voltaje y pérdidas en un SDE, considerando que la inyección de potencia se puede realizar en distintos puntos de la red.

1.3.- Estructura del trabajo

Esta tesis consta de 8 capítulos, los que se describen a continuación:

En el Capítulo II se presenta a las energías del Océano, dando una descripción de los avances, estado actual y costos de las diferentes tecnologías que extraen este recurso.

En el Capítulo III se describe la tecnología OWC y la formulación matemática que permite modelar este tipo de tecnología.

En el Capítulo IV se describe el generador eléctrico utilizado y toda la formulación matemática que permite modelarlo.

En el Capítulo V se describen las ventajas y problemas de la Generación Distribuida.

En el Capítulo VI se describe el resultado de este trabajo: el modelo electro-mecánico de un dispositivo OWC y la metodología para evaluar su interconexión en una red eléctrica.

En el Capítulo VII se aplica el modelo y la metodología a una zona en particular con el objetivo de mostrar la aplicación del trabajo presentado.

En el Capítulo VIII se entregan las conclusiones generales de esta tesis y adicionalmente sugerencias para trabajos futuros que pueden derivarse de este trabajo de investigación.

2.- Generación en base a energías del océano

2.1.- Introducción a las energías del océano

La gran mayoría de las actuales tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica son responsables de grandes emisiones de CO₂. Es por ello que el sector de energía y la comunidad han intentado buscar alternativas de generación que mitiguen este impacto.

Este último tiempo las energías renovables han recibido mucha atención de los políticos, de la industria de energía y de los grupos ambientales. Sin embargo, a pesar de las expectativas y esfuerzos de los gobiernos por promocionar y en algunos casos subsidiar el uso de recursos renovables de energía, ellas encaran altas barreras de entrada en el mercado. La principal barrera es que los retornos a la inversión son bajos en comparación a la de combustibles fósiles, debido a la tradicional estructura de precios que no considera costos sociales y ambientales agregando un subsidio implícito a estas tecnologías.

El consumo de energía por combustibles fósiles alcanza casi el 80% del consumo mundial mientras que el 13.8% es por energías renovables. De este último porcentaje sólo el 0.5% corresponde a energías “nuevas” renovables principalmente la energía hídrica, eólica, solar, geotérmica y biomasa. Aquello se resume en la Figura 1.

Anterior a la década del 70 la comunidad tenía grandes expectativas en poder aprovechar comercialmente la energía de las mareas basándose en el principio de acumular movimientos de agua cuando la marea subía para formar un embalse. Francia fue la pionera en construir una central de este tipo en 1969, construyendo una central de 240 MW llamada La Rance por el estuario del mismo nombre que ocupaba, el efecto de

la operación de esta Central produjo un fuerte impacto en el ecosistema, y es por ello que no se han vuelto a construir Centrales de este tipo ya que para ser comercialmente competitivas tienen que tener una gran magnitud de potencia.

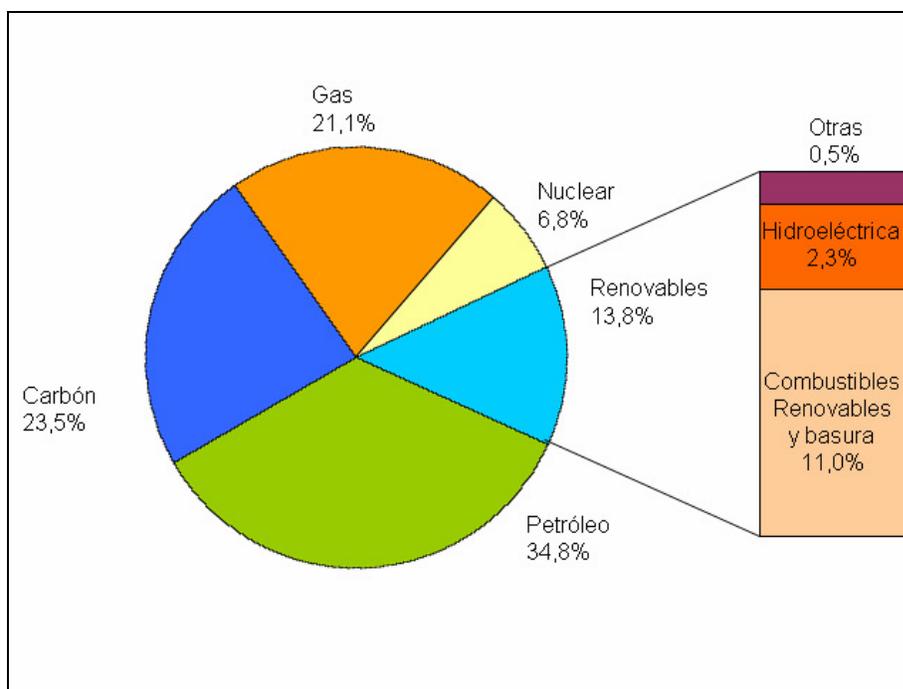


Figura 1: Consumo mundial de energía separado por fuentes energéticas. (Fuente: Baddour, 2004)

El ímpetu en la investigación de estos tipos de tecnologías, vino después del incremento en los precios del petróleo en 1973, y desde esa fecha ha pasado por diversos ciclos de desarrollo y también de decepciones por los resultados obtenidos. Sin embargo, se ha ganado una gran experiencia para producir mejores técnicas y diseños.

La tecnología de extracción de energías del océano está recién emergiendo, y es por ello que hoy en día no es competitiva en costos con respecto a otros tipos de tecnologías asociadas a otros tipos de energía. Hoy en día una cierta cantidad de dispositivos han probado su funcionamiento a escala completa en condiciones reales de operación y otros están en diferentes etapas de su ciclo de investigación y desarrollo con diferentes niveles de implementación.

2.2.- Recursos energéticos del océano

Las energías del Océano se pueden clasificar en:

- Olas
- Corrientes Oceánicas
- OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion)
- Gradiente Salino
- Hidratos de Metano

2.2.1.- Olas

La energía de las Olas es producto de la transferencia de energía solar-eólica. El sol calienta una porción de agua, la que debido a su inercia térmica, crea diferencias de temperatura que crearán viento que soplará sobre el océano generando Olas. Una vez convertida en Ola, esta energía puede viajar miles de kilómetros con muy pocas pérdidas.

La cantidad de energía transferida y el tamaño de las Olas resultantes dependen de tres factores:

- La velocidad del viento
- El tiempo que el viento sopla sobre la superficie del océano
- La distancia sobre la cual el viento sopla (Llamado Fetch)

En la zona de generación de Olas, las Olas describen un patrón muy irregular, estas Olas son llamadas “Wind Seas”. Luego, estas Olas continuarán viajando en la dirección de su formación hacia zonas donde ya no sopla el viento o este haya cesado de soplar,

viajando con mínima pérdida de energía para progresivamente volverse regulares, donde reciben el nombre de “swells”.

Cuando las Olas se aproximan a la costa, éstas se modifican de varias maneras, cambiando en dirección (debido a refracción) y potencia (debido a fenómenos de difracción, refracción y por la zona de rompiente de la Ola). La refracción de la Ola puede producir concentración de energía, como por ejemplo en puntas costeras y también en zonas donde se desconcentra la energía.

2.2.2.- Corrientes Oceánicas:

La potencia total de las Corrientes Oceánicas se estima en 5 TW [Boud, 2003], la que es cercana al consumo global de electricidad mundial. Sin embargo, la extracción de energía de Corrientes Oceánicas se limita a zonas donde la corriente pasa por estrechos debido a la aceleración del flujo.

Las Corrientes Oceánicas son movimientos de masas de aguas del océano. Su origen se atribuye a tres causas principales [Marino Digital, 2007]:

- Variaciones de densidad y de temperatura locales del agua en el océano.
- Fuerzas de arrastre, producidas por el rozamiento de los vientos sobre la superficie del océano.
- Desplazamiento de masas de agua debido a Mareas y ondas internas.

La batimetría por donde atraviesan las Corrientes Oceánicas afecta la velocidad de ellas, ya que aumenta cuando se reduce el área transversal por la que atraviesa.

De acuerdo al origen de las Corrientes Océánicas, éstas se pueden clasificar en el esquema mostrado en la Figura 2 [Marino Digital, 2007].

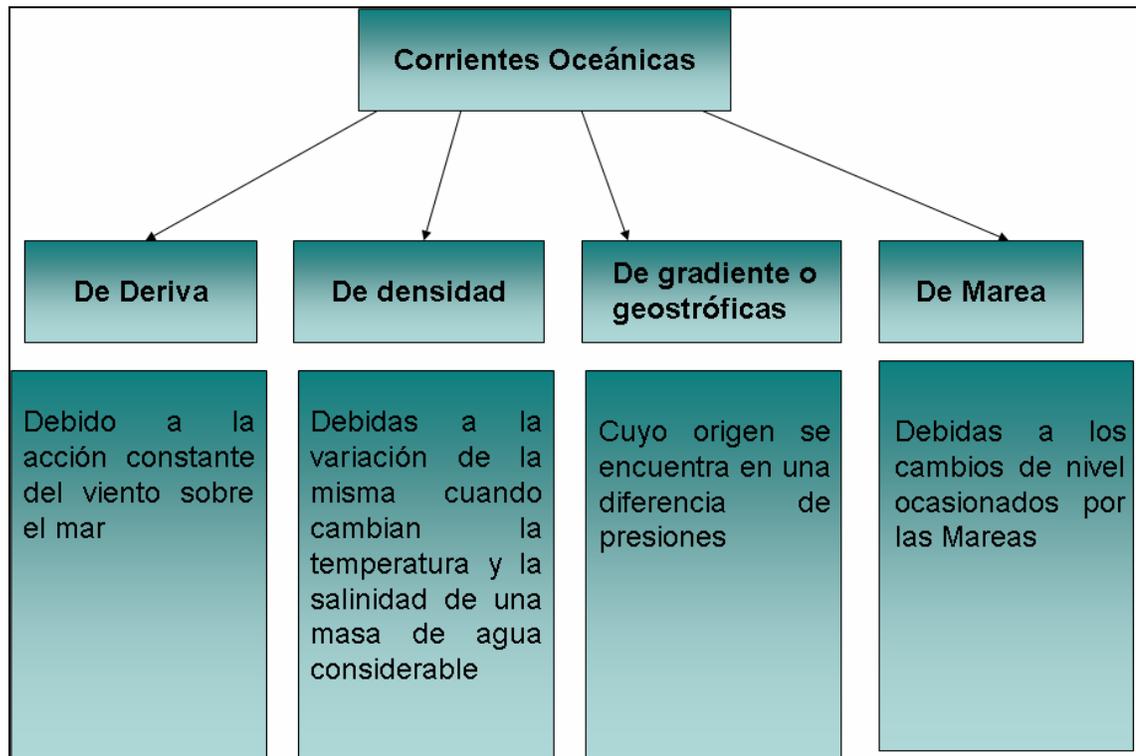


Figura 2: Clasificación de Corrientes Océánicas

En este trabajo, se agrupan las Corrientes Océánicas reduciéndola a dos tipos:

- Corrientes Marinas, en las que se agrupan las de Deriva, de Densidad y de Gradiente o Geostróficas
- Corrientes de Marea.

El recurso energético de Corrientes de Marea depende de la velocidad del flujo de agua y del área interceptada. Es muy similar a la extracción de energía eólica, pero debido a

que el agua es mucho más densa que el aire, una cantidad equivalente de potencia puede ser extraída en áreas más pequeñas y a velocidades menores.

En Chile, si se separan los distintos tipos de Corrientes que atraviesan por un canal para ver cuál es la mayor responsable de estas velocidades, se encuentra que son las originadas por Mareas, por lo tanto, entender la física de éstas últimas permite comprender el fenómeno de Corrientes de Marea. [Reunión SHOA, diciembre 2006].

Dependiendo de la ubicación y geografía, las corrientes de Marea son: [Boud, 2003]

- Semi-Diurnas
- Diurnas
- De un ciclo de 14 días

Aunque existe correlación entre los conceptos de Marea y Corriente de Marea, sus peaks de magnitud no siempre se darán con los mismos desfases, ya que dependen del lugar estudiado [Boon, 2004].

La predictibilidad de Corrientes Marinas y el factor de planta (20-60%) son factores positivos para su utilización [Boud, 2003]. Los sitios con Corrientes de Marea ofrecen factores de planta en el rango 40-50% en la mayoría de los casos. Para flujos de Corriente no de Marea, el factor de planta alcanza hasta 80%.

2.2.3.- OTEC

La conversión de energía por OTEC basa su principio de extracción en el gradiente térmico entre la superficie del océano y aguas más profundas aprovechando un ciclo termodinámico. Una diferencia de temperatura de 20° (desde la superficie a aproximadamente 1 km de profundidad) es común encontrarlas en áreas cercanas a los

20° de latitud del Ecuador. Aquella diferencia de temperatura se podría encontrar a profundidades menores en latitudes más cercanas al Ecuador.

Se puede aprovechar la producción de electricidad por esta técnica por ciclos termodinámicos en ciclo abierto y en ciclo cerrado.

En el ciclo cerrado ver Figura 3, el agua de mar de la superficie evapora un fluido como el amoníaco el cual fluye hacia un intercambiador de calor (evaporador). El líquido en estado gaseoso se expande a una presión determinada y se dirige a una turbina acoplada a un generador eléctrico, el vapor luego es condensado en otro intercambiador de calor (condensador) usando agua de mar más helada que puede ser bombeada desde aguas más profundas. El fluido condensado es bombeado de vuelta al evaporador para repetir el ciclo. El fluido que genera el trabajo permanece en un sistema cerrado y circula continuamente.

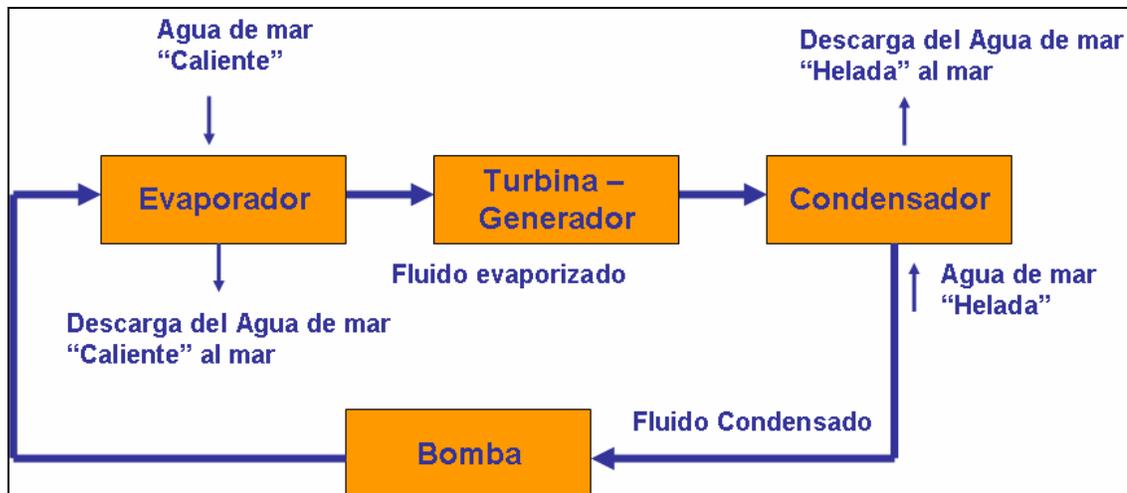


Figura 3: Ciclo de OTEC Cerrado

En un ciclo termodinámico abierto, el agua caliente de mar es el fluido que hace el trabajo. El agua de mar se evapora en una cámara de vacío para producir vapor a una presión absoluta determinada. El vapor se dirige hacia una turbina que está acoplada a

un generador eléctrico. El vapor que sale de la turbina se condensa por agua de mar bombeada de profundidades del océano.

2.2.4.- Gradiente Salino

La tecnología de extracción por gradiente salino aprovecha dos métodos. El primero comúnmente conocido como “piscinas solares”, involucra la aplicación de gradientes salinos con el propósito de coleccionar y almacenar energía solar. Este tipo de método consiste en que grandes cantidades de sal son disueltas en el fondo de la piscina la que estará a una temperatura mayor, haciéndola muy densa para elevarse a la superficie y enfriarse, causando distintas estratificaciones térmicas de agua que podrían aprovecharse utilizando técnicas similares al OTEC.

Un ejemplo de piscinas solares se ilustra en la Figura 4, donde se utiliza un ciclo termodinámico cerrado con el agua de mar como fluido de trabajo, el agua a una temperatura mayor la entrega la que contiene las sales y la de temperatura menor el agua “dulce”.

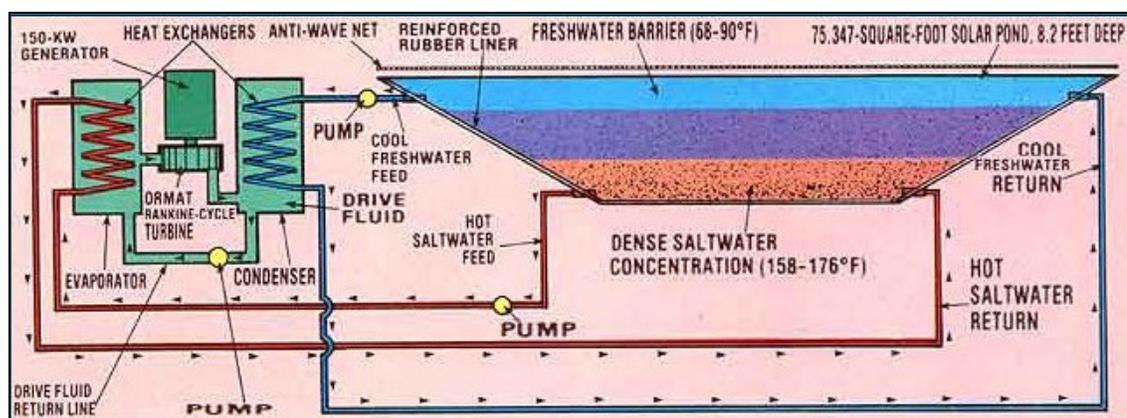


Figura 4: esquemático de una piscina solar instalada en Israel de 150 kW. Fuente: Mother earth News

La segunda aplicación de gradientes salinos utiliza diferencias de presión osmótica entre agua de mar y agua de ríos, explotando la entropía del proceso de mezcla entre estas dos aguas facilitado por el uso de una membrana semipermeable.

Existen dos métodos para extraer este tipo de energía:

- La Reverse Electrodialysis (RED)
- La Pressure Retarded Osmosis (PRO)

La RED, utiliza el concepto de potencial químico, ya que una solución concentrada de sal y agua fresca se ponen en contacto a través de una serie alternada de membranas intercambiadoras de aniones (AEM) e intercambiadoras de cationes (CEM). La diferencia de potencial químico genera un voltaje en los terminales de la membrana siendo igual a la suma de las diferencias de potencial de todas las membranas.

En la Figura 5 se ilustra el concepto de RED.

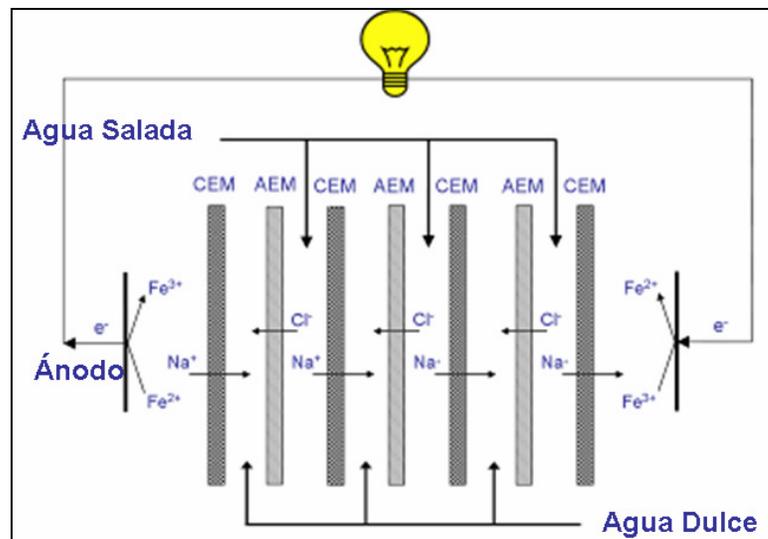


Figura 5: Principio de funcionamiento de RED

El concepto de PRO basa su principio en la Osmosis. Una planta de este tipo extrae agua salada y “dulce” las que almacena en distintas cámaras para luego juntarlas a través de una membrana semipermeable, las moléculas de sal en el agua salada atraen el agua fresca a través de la membrana causando que la presión en el lado de agua de mar aumente, con esta presión mayor el fluido se dirige a mayor presión a una turbina. Este concepto se ilustra en la Figura 6.

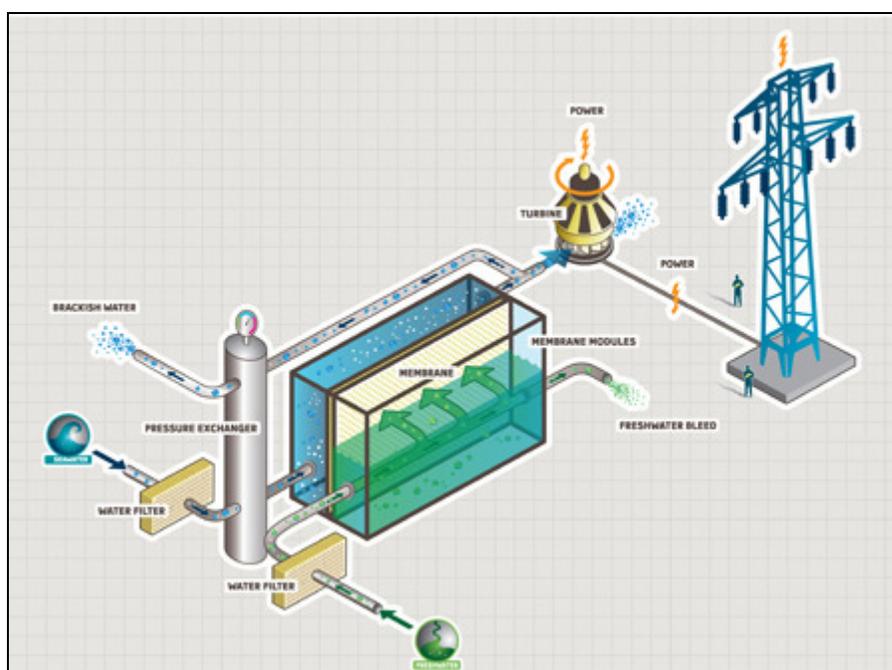


Figura 6: Esquemático de una planta de Gradiente Salino que utiliza PRO. Fuente: Statkraft

2.2.5.- Hidratos de Metano

Los Hidratos de Metano son acumulaciones cristalinas similares al hielo, formadas de una mezcla de gas natural y agua en estado sólido y que aparece en la mayoría de los fondos oceánicos del mundo [Armada de Chile, 2006], en el caso de Chile desde 80 metros de profundidad y más. Existe mucho interés en investigar este recurso debido al resultado de las primeras evaluaciones científicas, que estiman que el volumen de gas contenido en los reservorios de Hidratos de Metano podría exceder al de las reservas

mundiales de gas natural conocidas en la actualidad, hay que hacer notar que son contaminantes y no renovables.

A nivel mundial, hay dos ambientes donde se encuentra en grandes cantidades:

- Bajo la capa de suelo congelada permanentemente en el ártico y a cierta presión (a profundidades de algunos cientos de metros) y a temperaturas relativamente bajas.
- En sedimentos marinos de los márgenes continentales, bajo condiciones de mayor presión (a profundidades de 1 a 4 km bajo el lecho marino).

2.3.- Estado actual de tecnologías

En la actualidad existen aproximadamente 81 proyectos en diferentes etapas de desarrollo. A pesar de que la investigación en estas tecnologías comenzó en la década de los 70's, los primeros proyectos comenzaron su desarrollo en los 90's y el número de proyectos aumentó considerablemente en los últimos 5 años. [IEA-OES, 2006]

De los 81 proyectos en desarrollo, se identifican 53 enfocados en Olas, 25 en Corrientes de Marea, 1 OTEC y 2 en Gradiente Salino (ver Figura 7). La mayor cantidad de proyectos se justifica debido al mayor potencial que tiene el recurso de Olas a nivel mundial y porque es el área que más se ha investigado.

En Corrientes de Marea, factores tales como la predicción y el gran recurso estimado en los países líderes en investigación, sumado a la similitud con el proceso de extracción asociado a turbinas eólicas han contribuido al desarrollo de estos conceptos en los últimos 5 años [IEA-OES, 2006].

El nivel actual de investigación en OTEC es pobre en comparación a la investigación que se le dio entre la década del 70 y la mitad del 90.

La investigación en generar electricidad a través del gradiente salino se encuentra en una etapa muy temprana.

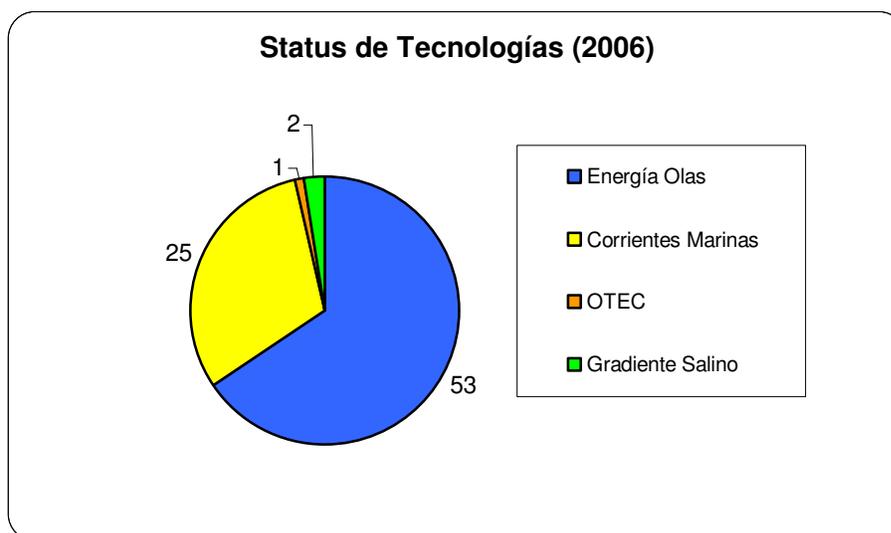


Figura 7: Proyectos de investigación a finales del año 2006 clasificados por recursos energéticos

Los proyectos están distribuidos de manera concentrada en algunos países. El que más presenta investigación es el Reino Unido (17 proyectos en energías de las Olas y 12 en Corrientes de Marea). Luego le sigue Estados Unidos (10 proyectos en Olas y 3 en Corrientes Marea). Luego continúa Canadá (4 Olas y 3 Corrientes Marea), luego Noruega (1 gradiente salino, 3 Olas y 3 Corrientes Marea) y después Dinamarca (3 Olas). Los demás proyectos están distribuidos en los otros países representados en la Figura 8.

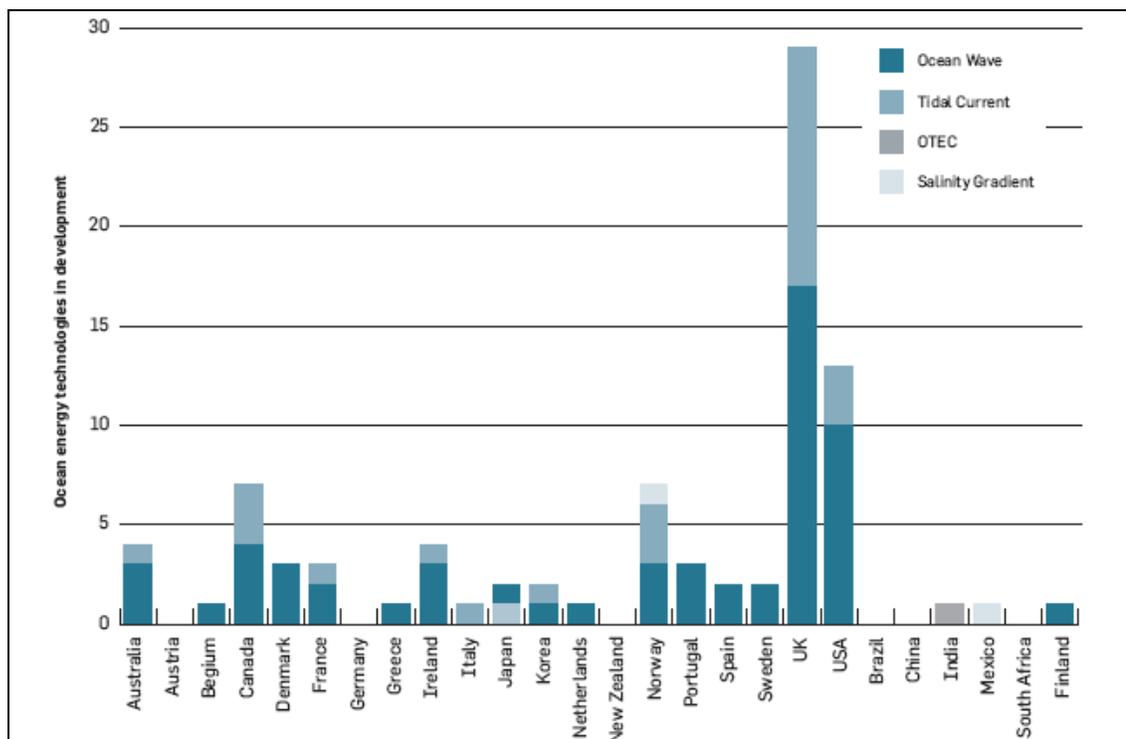


Figura 8: Distribución de proyectos de investigación por países. Fuente: IEA-OES, 2006

La inversión en los últimos años ha aumentado considerablemente, en la Figura 9 se muestra la comparación de los años 2003 y 2006. En esta Figura se puede ver un aumento en el número de proyecto de 35 a los 81 nombrados anteriormente.

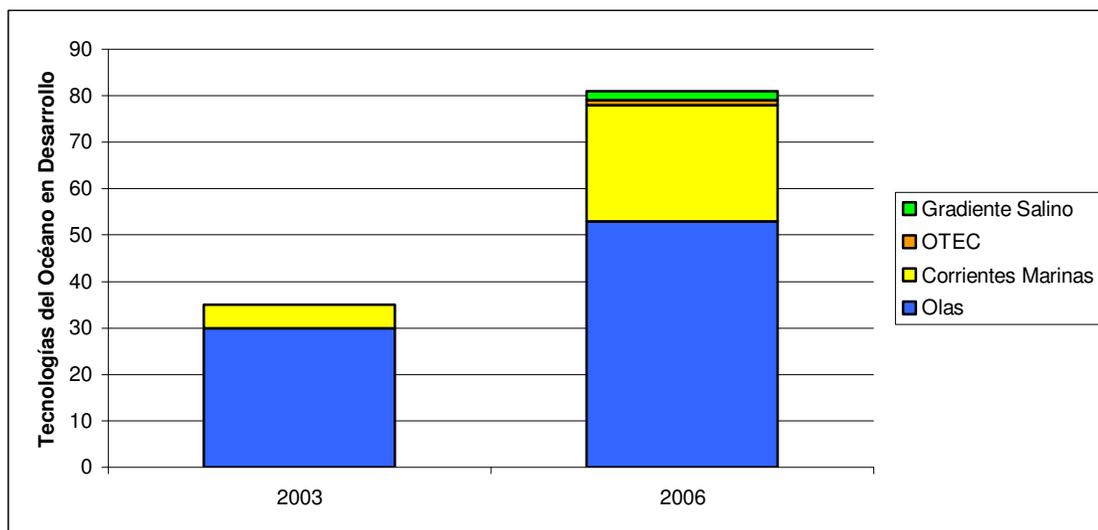


Figura 9: Evolución de proyectos desde 2003 al 2006 clasificados en fuente primaria de energía

Las tecnologías actualmente en desarrollo se encuentran en varias etapas de Investigación y Desarrollo (I&D). Para los propósitos de determinar el status actual, las etapas de I&D se clasifican en los siguientes puntos [IEA-OES, 2006]:

- Diseño Conceptual
- Diseño Detallado
- Modelo a escala, pruebas de laboratorio
- Modelo a escala, pruebas en el mar
- Escala completa prototipo demostrativo, un dispositivo en el mar
- Escala completa prototipo demostrativo, varios dispositivos en el mar

La Figura 10 muestra la clasificación antes descrita [IEA-OES, 2006]. Como se puede observar están todos los proyectos en etapas preliminares. El único proyecto que ha instalado varios dispositivos en el mar son los correspondientes a la empresa Ocean Power Delivery la que construyó 3 prototipos a escala completa denominados Pelamis de 750 kW cada uno, los que se instalaron en Portugal en septiembre del 2008.

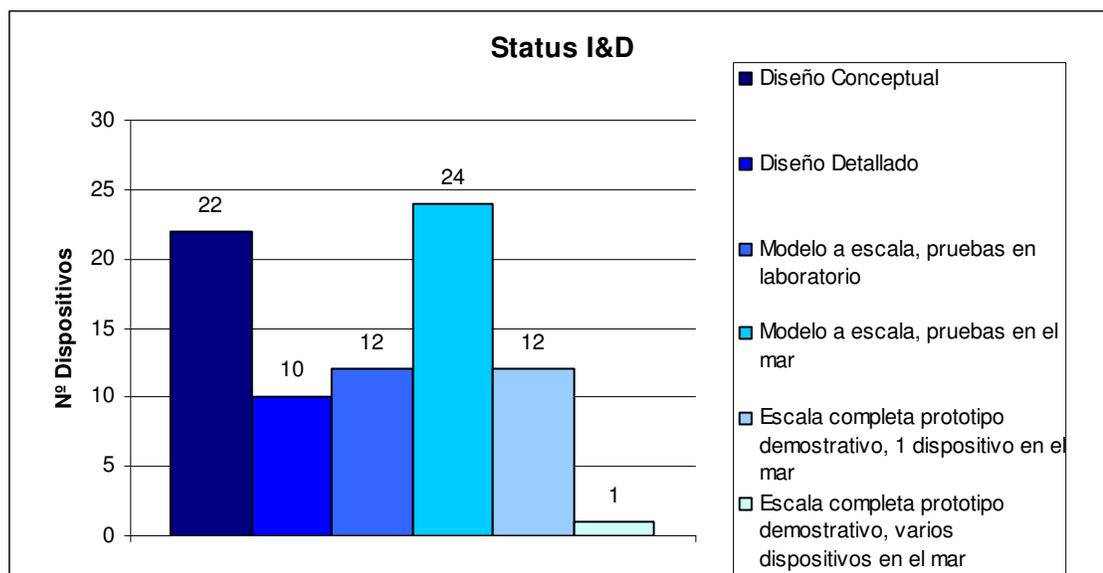


Figura 10: Estatus de I & D de los distintos proyectos de investigación. Fuente: IEA-OES, 2006

2.4.- Costos de tecnologías

Los costos podrán disminuir si se logra mejorar en 4 aspectos el diseño: [Carbon Trust, 2006]

- Mejoras de diseños conceptuales
- Optimización detallada en los diseños

- Economías de escala
- Aprendizaje en la producción, construcción, instalación, operación y mantenimiento.

Los costos de estas tecnologías dependen de muchos factores, similares para las distintas alternativas de generación pero con una diferencia en su porcentaje de participación total. Como factores principales se encuentran:

- Los costos de capital
- Los costos de operación y mantenimiento
- Eficiencia en conversión de energía

Tal como sucede con la energía del viento, la energía de las Olas y la energía por Corrientes Oceánicas, no existe el costo de combustible.

2.4.1.- Costos de capital

El costo de capital es el costo de instalación del dispositivo, se escribe como costo por unidad de potencia instalada. Este costo se divide en:

- Costo de materiales, componentes y mano de obra en el proceso de manufactura.
- Costos asociados a la instalación del dispositivo.

- Costos de mantener el dispositivo fijo a algún lugar (anclaje o diseño de alguna estructura para fundaciones).
- Costos de conectar el dispositivo a la red (cables eléctricos, subestación e interruptores).

Algunos de estos costos son más dominantes que otros, y la distribución de ellos varía entre las diferentes tecnologías y sitios donde se requiera instalar.

En la Figura 11 se muestra un desglose de estos costos para un convertidor de energía de Olas.

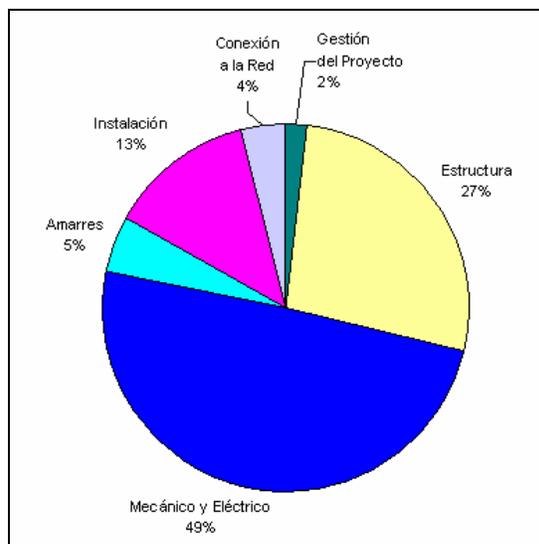


Figura 11: Desglose de costos de capital para un convertidor de energía de las Olas. Fuente: Carbon Trust, 2006

En la Figura 12 se muestra un desglose de estos costos para un convertidor de energía de corrientes de marea.

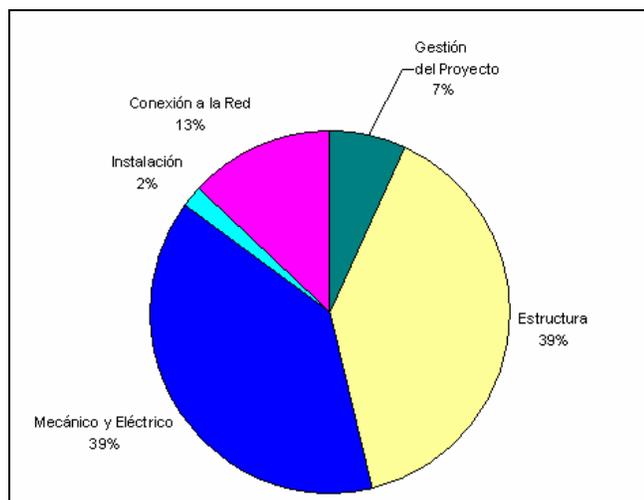


Figura 12: Desglose de costos típicos de capital para un convertidor de energía por corrientes de marea. Fuente: Carbon Trust, 2006

Es importante destacar que los costos de capital para estos dispositivos cambiarán en el tiempo debido a desarrollos en tecnología, costos en materias primas y componentes, costos asociados al lugar de instalación y la experiencia ganada a través de la manufactura e instalación de estos dispositivos.

Como se podría esperar, los costos de capital dependen del número de dispositivos construidos e instalados.

2.4.2.- Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son de la mayor importancia en toda la vida útil de los proyectos asociados a Energías del Océano y pueden ser desglosados en:

- Mantenimiento planificada y no planificada
- Reparación

- Licencias
- Seguros para administrar los riesgos asociados.
- El monitoreo de las condiciones del océano y el desempeño de los dispositivos

La Figura 13 muestra un típico desglose de costos de operación y mantenimiento para un convertidor de Olas.

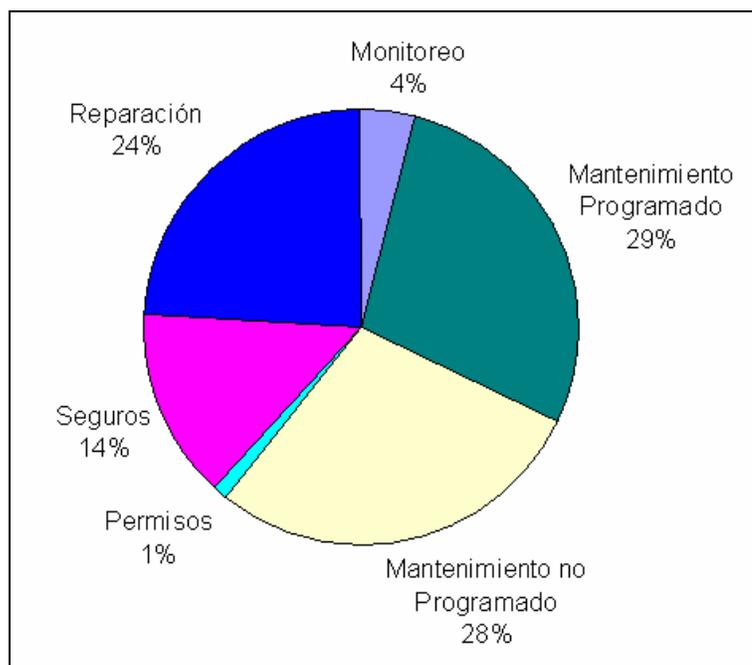


Figura 13: Desglose de costos típicos de operación y mantenimiento para un convertidor de energía de Olas. Fuente: Carbon Trust, 2006

Tal como sucede con los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento dependen del tamaño de las instalaciones y de su localización, y tienden a variar de año a año. Es mucho más difícil estimar los costos de operación y mantenimiento que los costos de capital debido a la falta de experiencia en operar estas plantas de energía, aunque es posible inferir costos de la experiencia en las instalaciones destinadas a la

extracción de gas y petróleo y de la instalación de generadores eólicos mar adentro debido a su similitud.

2.4.3.- Eficiencia conversión de energía

La energía generada depende de:

- La energía disponible del recurso energético.
- El diseño de los componentes mecánicos que extraen energía del recurso (Turbina y rotor del generador).
- El equipamiento usado para convertir la energía mecánica en electricidad

Como estos dispositivos pueden ser configurados de distintas maneras sus características de funcionamiento varían, y para entender sus características en detalle es necesario estudiar algún dispositivo en particular. Es posible hacer observaciones generales e identificar requerimientos comunes para un alto desempeño, los que incluyen:

- La capacidad de extracción y conversión de energía de un dispositivo para intentar igualar la energía disponible en el recurso.
- La eficiencia del sistema de conversión de energía.
- La disponibilidad: Proporción del tiempo que el dispositivo está disponible para generar, independiente de si las condiciones del recurso son las adecuadas para generar.

- El factor de planta. Es la razón entre la producción promedio anual de energía y la multiplicación de capacidad nominal y número de horas en un año. Hasta ahora, sólo basado en estimaciones de la literatura técnica, se puede decir que el factor de planta para las energías de Olas y Corrientes de Marea es similar a la obtenida por generación eólica, variando en el rango de un 20% a un 50%, dependiendo de la tecnología y el lugar escogido.

Los costos de capital, costos de operación y mantenimiento y las eficiencias de conversión de energía de estos tipos de dispositivos están relacionados y una mejora en cualquiera de ellos, puede requerir un trade-off en otra. Esto significa que antes que el costo de un dispositivo de energía pueda ser estimado, es necesario definir una base consistente de diseño, que en primera instancia no implica necesariamente el diseño óptimo, sino significa que:

- Puede ser construido usando materiales y técnicas de construcción conocidas.
- Puede ser instalado usando por ejemplo, barcos y anclaje al lecho marino o creando estructuras para apoyar al dispositivo.
- Pueda sobrevivir a las condiciones del medio oceánico y producir electricidad de manera confiable.

Como se puede deducir, los costos siguiendo estas bases pueden resultar altísimos y por lo tanto no justificar el desarrollo de estos dispositivos. Para resolver aquello se debe realizar un proceso iterativo de diseño en el cual se prueben diferentes posibilidades y se cuantifique sus beneficios potenciales. Esto resultará en diseños mejorados con menores costos.

Un estudio realizado por la EPRI (Electric Power Research Institute) de los Estados Unidos compara la disminución de costos de energía eólica según la capacidad instalada de Olas, el resultado se reproduce en la Figura 14. Entre las rectas de color rosado y azul se encuentran las estimaciones de los costos de las tecnologías de Olas a medida que se incrementa la capacidad instalada, como se puede observar si se hubiese invertido en tecnologías de extracción por Olas del mar lo mismo que se ha hecho en capacidad instalada de energía eólica, los costos hubiesen sido menores que los de energía eólica en el año que se realizó el estudio (2006).

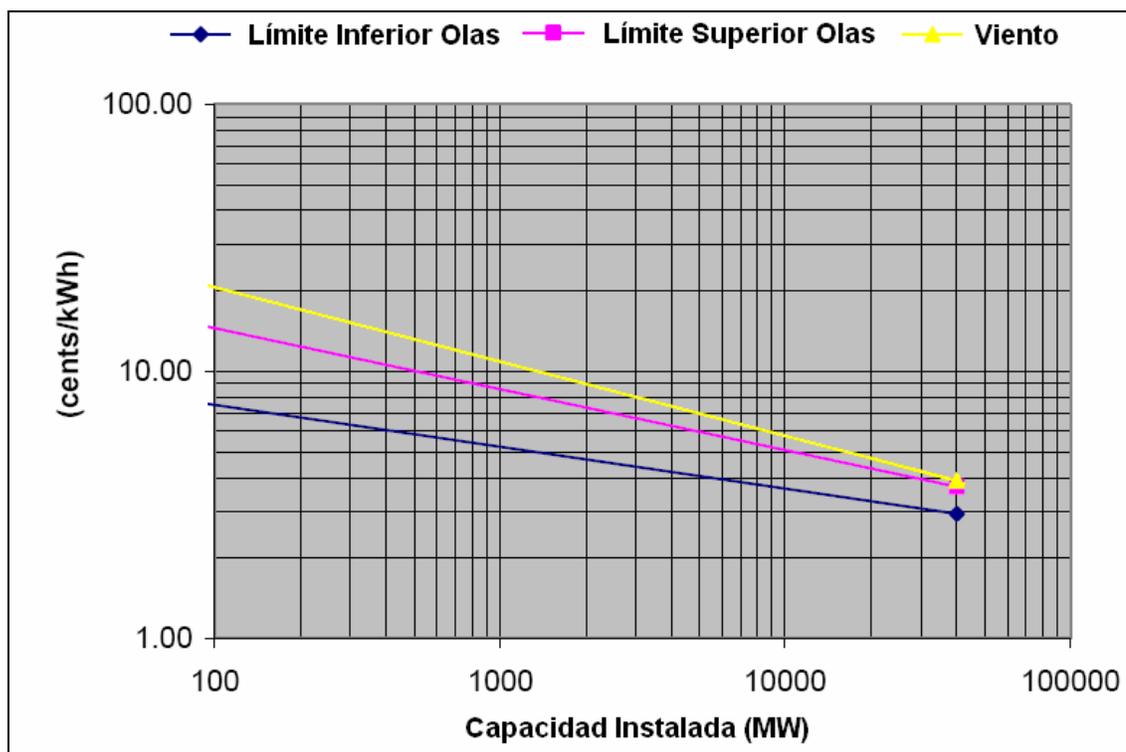


Figura 14: Comparación de costos entre energía de las Olas y energía eólica según capacidad instalada. Fuente: Eprí, 2006

2.5.- Energía de las olas

2.5.1.- Historia de la energía de las olas

El trabajo en energía de las Olas comenzó a principios de la década del 70 como una de las tantas respuestas a la crisis del petróleo. Hubo varios programas de gobierno a través del mundo particularmente en Japón, Noruega y el Reino Unido. Estos programas lograron avances considerables llegando a la instalación de prototipos, pero nunca consiguieron producir electricidad a un costo razonable, lo que dejó muchas dudas acerca de la credibilidad de poder llegar a ser competitiva.

El recurso energético de las Olas es inmenso, en un comienzo se pensó diseñar dispositivos que explotaran la máxima cantidad de recurso posible lo que requería la construcción de dispositivos colosales y que por lo tanto llevaba a costos y tiempos de construcción elevados sumados a importantes desafíos tecnológicos. Estos factores llevaron a altos costos de capital para los primeros prototipos, lo que hizo que todas las tecnologías no fueran atractivas en ese periodo.

En los 70s, la tecnología para extraer energía de las Olas era una tecnología incipiente que encaró muchos desafíos, tal como la integración de muchas disciplinas: Oceanografía, Mecánica de Fluidos, Ingeniería Estructural, etc. y el desarrollo de nuevas áreas.

En los comienzos, la mayoría de los programas de I&D fueron financiados completamente por el gobierno a través de universidades o institutos de investigación, debido a que la tecnología necesitaba investigación y seguía sin recuperar la inversión a los privados.

Los progresos a partir de la década del 70 han sido esporádicos y se han debido principalmente a políticas de gobierno en I&D. Aquello se debe a las fluctuaciones en los precios de combustibles fósiles [CarbonTrust, 2006].

Desde la mitad de la década del 90, ha habido una resurgencia en investigación de energía de las Olas, liderada principalmente por pequeñas compañías de ingeniería.

Todos los dispositivos son relativamente pequeños (el más grande es de 2 MW), lo cual reduce los costos del prototipo y desafíos de la tecnología. Ellos también se han beneficiado de la transferencia tecnológica de dos décadas de experiencia en construcción y operación de plataformas para extracción de gas y petróleo.

2.5.2.- Clasificación de soluciones tecnológicas de olas

Analizando las diferentes soluciones tecnológicas existentes, en el ámbito de energías del Océano, se puede definir un esquema que permita clasificarlas de acuerdo a sus diferentes características técnicas, ellas se pueden resumir de acuerdo a:

- Profundidad de operación
- Tamaño y orientación
- Localización
- La forma de conversión de energía primaria

Para cada una de estas categorías existe en la actualidad una amplia y variada lista de soluciones tecnológicas, las que han sido construidas y sometidas a pruebas de operación a nivel de prototipo.

2.5.2.1.- Clasificación según Profundidad de Operación

Se pueden encontrar tres grupos de acuerdo a la profundidad de operación:

1. Flotantes.
2. Sumergidos a una profundidad cercana a la superficie del océano.
3. Instalados sobre el lecho marino.

2.5.2.2.- Clasificación según Tamaño y Orientación

De acuerdo a esta clasificación se pueden encontrar dos grupos:

1. Punto absorbedores (“Point Absorbers”): Son dispositivos que son muy pequeños en comparación a la longitud de onda promedio de Ola (la longitud de onda de Olas que son de interés para producción de energía varían entre 40 a 300 metros de largo).
2. También existen dispositivos que tienen un tamaño considerable respecto de la longitud de onda de la Ola, ellos se dividen en dos tipos:
 - 2.1 Atenuadores (“Attenuators”): Son los dispositivos que están alineados en la misma dirección de propagación de la Ola.
 - 2.2 Terminadores (“Terminators”): Son los dispositivos que están alineados perpendicularmente a la dirección de propagación de la Ola.

2.5.2.3.- Clasificación Según la Localización

De acuerdo a esta clasificación se pueden encontrar 3 grupos:

1. Sobre la Costa (“On-Shore”).

2. Cercano a la costa (“Near-Shore”).
3. Mar adentro (“Off-Shore”)

2.5.2.4.- Clasificación Según la Forma de Conversión de la Energía Primaria

De acuerdo a esta clasificación se pueden encontrar 4 grupos:

1. Conversión a Energía Hidráulica, en la que se convierte la energía de la Ola en energía potencial, almacenando el agua incidente en estanques de gran tamaño que luego se pueden utilizar para descargar el agua a través de alguna turbina convencional, generalmente se utilizan turbinas derivadas de la Kaplan por la baja altura resultante.
2. Conversión a Energía Neumática, en la que se convierte la energía de las Olas para comprimir aire, la que después puede ser utilizada para hacer girar una turbina.
3. Conversión a Energía Mecánica, en la que la energía de las Olas es aprovechada para obtener directamente energía mecánica. Generalmente era aprovechada en procesos del siglo XIX.
4. Conversión directa a Energía Eléctrica, es decir no existe una especie de acumulador (“buffer”) que atenúe la naturaleza de potencia pulsante de las Olas como lo podrían hacer las alternativas anteriormente descritas. En estos casos la energía de las Olas se convierte en energía mecánica y luego a eléctrica.

De acuerdo a estas cuatro formas antes descritas, se puede caracterizar completamente un dispositivo que convierte la energía de las Olas en energía eléctrica.

2.5.3.- Cálculo del recurso energético de olas

Para calcular el recurso de Olas se usa un indicador standard denominado “potencia de incidencia”. Lo que se calcula es la potencia promedio de una Ola por metro de ancho.

La fórmula que permite calcular este recurso es: (Pontes, 1998)

$$J = 0.42 \cdot (H_s)^2 \cdot T_p \quad \left[\frac{kW}{m} \right] \quad (2.1)$$

Donde:

J es la potencia de incidencia de la Ola [kW/m]

Hs es la altura significativa, la que se calcula después de un intervalo de mediciones, normalmente de 20 minutos. Este valor corresponde al resultado de calcular el promedio del tercio de Olas más grandes.

Tp es el periodo peak, el cual se calcula después de un intervalo de mediciones, normalmente de 20 minutos. Lo que se hace es calcular el espectro de los datos tomados, luego el periodo peak será el inverso del valor de frecuencia (en Hertz) que presenta la mayor magnitud del espectro. Los valores típicos de Hs y Tp dependen de cada zona en estudio. Como referencia al lector se puede considerar como valores estándar un Hs de 2 metros y un Tp de 10 segundos.

Así se pueden desarrollar mapas satelitales del recurso energético como el mostrado en la Figura 15.

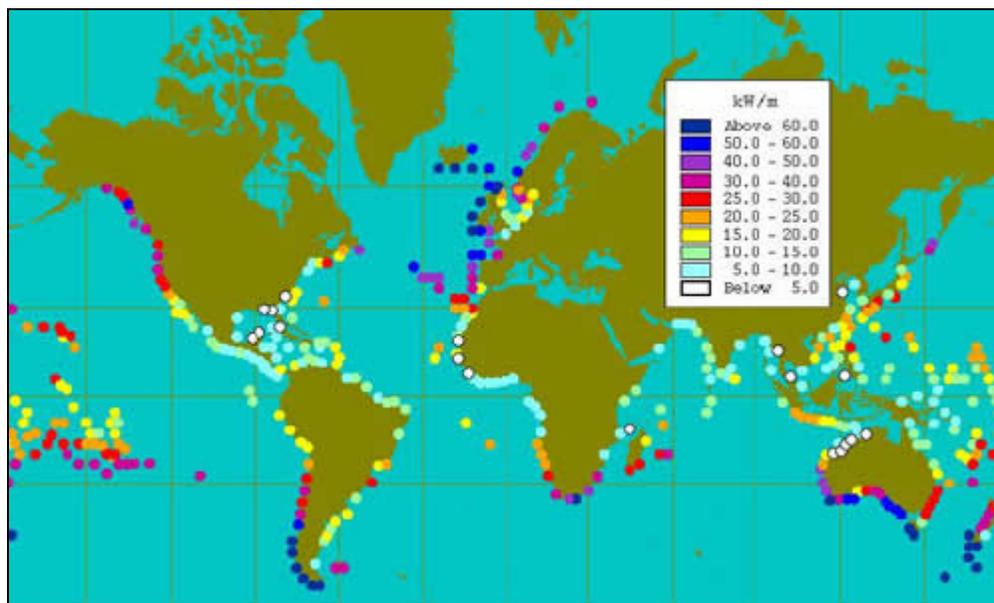


Figura 15: Mapa de potencial del recurso energético de olas. Fuente: NREL.

En el anexo A, se hace un análisis completo de la derivación de esta formulación.

2.6.- Energía de Corrientes de Marea

2.6.1.- Historia de energías de Corrientes de Marea

Anteriormente la solución tecnológica para aprovechar este recurso era distinta, ya que se construía un embalse que almacenaba el agua proveniente de las corrientes, para luego entregar de vuelta el agua a través de una turbina convencional hidroeléctrica.

Basado en este concepto, se construyó una central de 240 MW a mediados de los años 60 en Francia La Rance. Además, dentro de la misma época, se construyó un proyecto en Rusia de 500 kW y otro proyecto de 20 MW en Annapolis Royal en Nova Scotia, Canadá. Para que estos proyectos fueran rentables era necesario hacerlos producir varias cantidades de MWh, lo que traía consigo impactos ambientales negativos en el ecosistema, y que finalmente terminó por desechar esta alternativa de generación.

Una nueva idea empezó a ser desarrollada durante la década del 90, ya que ahora se pensó utilizar esta energía de manera distinta, de forma similar a como lo hace una turbina eólica pero sumergida en el agua. Un ejemplo de ellas son las turbinas marinas desarrolladas por Marine Currents Turbines, y que se ilustran en la Figura 16.

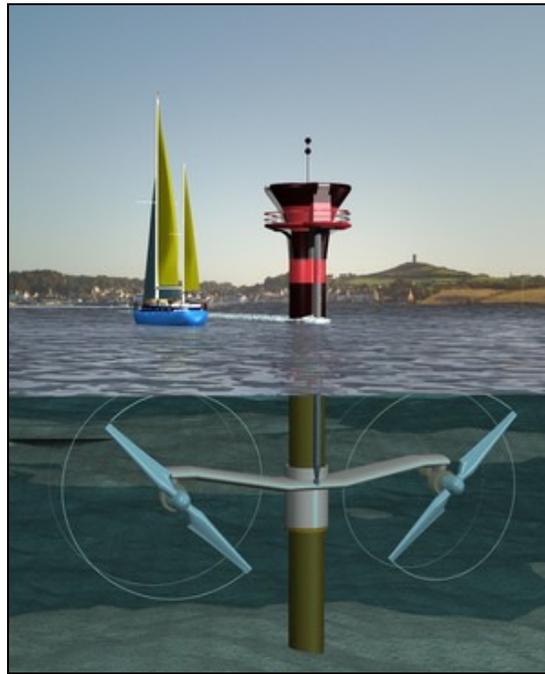


Figura 16: Ilustración del concepto desarrollado por MCT. Fuente: www.marineturbines.com

2.6.2.- Clasificación de soluciones tecnológicas de Corrientes de Marea

Esta tecnología tiene la ventaja de que aprovecha el desarrollo que ha dejado la investigación en tecnologías para extraer el recurso eólico. También se puede aprovechar la clasificación que existe para las turbinas eólicas.

La clasificación resultante se puede resumir en los siguientes grupos:

- Según tipo de turbina
- Según profundidad de operación

2.6.2.1.- Clasificación Según Tipo de Turbina

Según esta clasificación se pueden encontrar dos grupos:

- Turbinas de eje vertical, consisten en aquellas turbinas en las cuales el eje es perpendicular a la dirección del flujo de Corriente. Ellas se pueden dividir en dos subgrupos:
 - Turbina tipo Savonius, la cual consiste en álabes curvados en forma de S.
 - Turbina tipo Darrieus, las que consisten de dos perfiles verticales de forma parabólica. También en una de sus variantes tiene forma de H.
- Turbinas de eje horizontal, consisten en aquellas turbinas en las cuales el eje es horizontal al flujo de corriente. Este tipo de turbinas es similar al utilizado actualmente para extraer el recurso eólico.

2.6.2.2.- Clasificación Según Profundidad de Operación

Esta clasificación separa las soluciones tecnológicas en tres grupos:

- Flotantes: En las cuales las aspas de las turbinas estarán bajo una boya.
- Sumergidos a una profundidad cercana a la superficie del océano, las cuales operan de forma similar a un volantín, ya que están sujetas sólo al lecho marino.

- Fundadas o apoyadas sobre el lecho marino, donde es necesario realizar fundaciones para una adecuada instalación. Este grupo se puede separar en dos subgrupos:
 - Los instalados con estructuras que sobresalen de la superficie del Océano, los denominados tipo “piercing”.
 - Los instalados con estructuras que no sobresalen de la superficie del océano, las que pueden ser lo suficientemente profundas como para que no sean dañadas por los barcos.

2.6.3.- Cálculo del recurso energético de Corrientes de Marea

La metodología de Corrientes de Marea consiste en determinar la cantidad de energía cinética que se puede extraer de una sección transversal del canal.

La potencia “P” por unidad de área sobre una turbina sumergida, está dada por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{P}{A}\right) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \quad \left[\frac{\text{Watts}}{\text{m}^2}\right] \quad (2.2)$$

Donde A es el área de la turbina perpendicular al flujo de corriente.

ρ es la densidad del agua en kilogramos por metro cúbico ($1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ para agua dulce y $1025 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ para agua salada)

U es la velocidad de la corriente en metros por segundo.

Para Corrientes de Marea, U varía con el tiempo de manera predecible, también se puede decir que U depende de la profundidad bajo la superficie del mar y del lugar a lo ancho del canal. Valores típicos de U son de 2 m/s.

Las Corrientes de Marea en un sitio particular se caracterizan por una distribución de velocidades. Una vez que la distribución de velocidades es conocida para un lugar en particular, se calcula la densidad de potencia para cada una de ellas para luego ser ponderadas por su ocurrencia. De esta manera se obtiene la densidad de potencia promedio para ese lugar, la cual corresponde al potencial energético de Corrientes de Marea de esa zona. En el Anexo B se describe una manera de calcular la distribución de velocidades.

Para limitar el impacto ambiental se debe extraer una menor cantidad de potencia que la calculada en (2.2). A continuación se describen dos metodologías que toman esto en consideración para calcular el recurso energético total del canal.

2.6.4.- Técnica clásica

Ésta es la técnica convencional en la que se asumía un factor de multiplicación denominado SIF (Significant Impact Factor) para limitar el impacto ambiental. Pero con esta aproximación resultaba confuso explicar por que el cálculo no se realizaba para una sola valla marina, ya que el flujo de corriente se debiera recuperar después de cierto trayecto y la ecuación (2.2) pudiera ser utilizada. Cabe indicar que el impacto ambiental nunca puede llegar a ser positivo.

Con esta técnica se intenta explicar que si uno utiliza un SIF en un rango de 0.1 a 0.3 no afectaría de forma significativa el flujo de corriente, pero aquello era sólo opinión de expertos, la cual no estaba fundamentada por un análisis teórico.

2.6.5.- Técnica desarrollada por el Profesor Bryden

Esta técnica es muy reciente [Bryden, 2007] y pretende explicar cómo se obtiene el SIF con fundamentos teóricos.

Después de un análisis utilizando la teoría de canales abiertos, para un canal de sección rectangular, se llega a la siguiente relación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \cdot \frac{2}{3\sqrt{3}} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot g \cdot n^2 \cdot L}{R^{4/3}} \right) \quad \left[\frac{\text{Watts}}{\text{m}^2} \right] \quad (2.3)$$

Como se puede observar, se llega a la misma ecuación (2.2), con un factor adicional que depende sólo de las propiedades del canal (parámetros n,R,L) el cual correspondería al SIF que anteriormente se utilizaba. Estos parámetros son respectivamente:

n = el coeficiente de fricción de Manning

R = el radio hidráulico del canal

L = el largo del canal

Cabe indicar que este factor asume que se reducirá el flujo en $\sqrt{3}$ veces su velocidad aunque este supuesto deberá responder a un análisis de impacto ambiental.

Hay que destacar que este factor depende de las propiedades físicas del canal y puede ser incluso mayor que 1.

3.- Tecnología OWC

3.1.- Introducción de la tecnología OWC

Los dispositivos OWC (Oscillating Water Column) son dispositivos de conversión de energía de Olas. Consisten en una cámara tipo paralelepípedo recto rectangular abierta en sus dos extremos, un extremo a la entrada de las Olas y el otro, de menor tamaño, en contacto con la atmósfera donde el aire entra y sale a través de una turbina, tal como se indica en la Figura 17. La turbina debe ser capaz de aprovechar el flujo de aire en las dos direcciones. Esta técnica de conversión de energía de las Olas es probablemente una de las más desarrolladas y una de las pocas que ha alcanzado la etapa de prototipo comercial a escala completa.

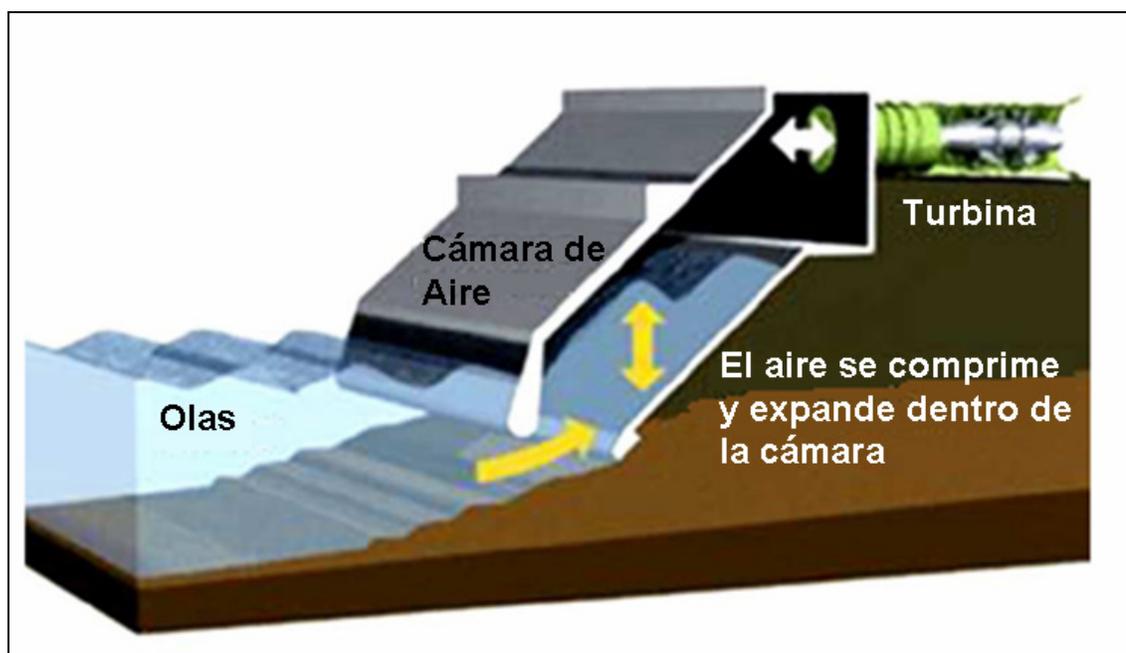


Figura 17: Esquemático de un OWC sobre la costa. Fuente: WaveGen

Se han construido varios prototipos a escala con distintos grados de éxito en los últimos 30 años. Hay prototipos del tipo “shoreline” (en la línea costera), “nearshore” (cercanos a la costa) y dispositivos sobre rompeolas en diversos países.

Todos los OWC construidos han sido diseñados para lugares específicos. La forma geométrica de la cámara de colector se considera dependiente del clima de Olas en cada zona.

3.2.- Historia Tecnología OWC

El estudio de los OWC comenzó gracias al japonés Yoshio Masuda, quien empezó a investigar el aprovechamiento en energía de las Olas en 1945. A partir de 1960 desarrolla un sistema neumático para la carga de baterías en boyas de navegación, con una turbina de aire de 60 W. El dispositivo de Masuda utilizaba dos set de válvulas las cuales guiaban el flujo de aire en el mismo sentido de la columna de agua cuando ascendía y descendía.

Ya en 1977 se instaló en Japón una plataforma flotante, de 80 metros de largo y 12 metros de ancho llamada Kaimei, el que albergaba 11 cámaras para ensayos de turbinas de aire.

Luego en Sanze , en el noroeste de Japón, se dio el punto de partida a la construcción de estructuras fijas OWC. Los OWC construidos hasta la actualidad se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1: OWC construidos a noviembre del 2008

Potencia Instalada [kW]	Ciudad - País	Ubicación	Periodo
2000	Dounreay - Escocia	Nearshore	1995 - 1995
2 x 500	Oporto - Portugal	Rompe Olas	2007
500	Isla de Isley - Escocia	Línea Costera	Desde 2001
500	Toftestalen - Escocia	Línea Costera	1985 - 1988
400	Isla Pico (Azores) - Portugal	Línea Costera	Desde 1998
300	Port Kembla - Australia	Nearshore	Desde 2005
150	Trivandrum - India	Rompe Olas	Desde 1990
100	Shanwei, Guangdong, China	Línea Costera	Desde 2001
75	Isla de Isley - Escocia	Línea Costera	Desde 1988
60	Sakata - Japón	Rompe Olas	Desde 1988
40	Sanze - Japón	Línea Costera	1983 - 1984
40	Niigata - Japón	Rompe Olas	1986 - 1988
30	Kujukuri - Japón	Línea Costera	Desde 1987
3	Isla Dawanshan - China	Línea Costera	Desde 1990

3.3.- Principales componentes de un OWC

Los principales componentes de un OWC son:

- La estructura física, la cual se divide en:
 - La columna de agua que asciende y desciende
 - Cámara de aire
- La turbina de aire
- Las válvulas de aire, las cuales tienen propósitos de control y protección
- El generador eléctrico, el cual puede ser de velocidad variable o fija
- Equipo eléctrico y de control de la turbina y válvulas de aire.

Estos componentes se ilustran en la Figura 18.

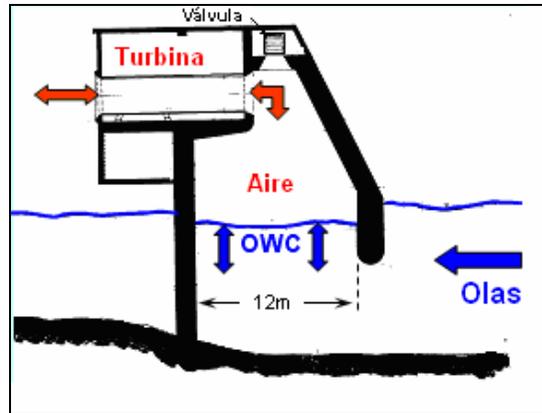


Figura 18: Esquema de un OWC mostrando todos sus componentes. Fuente: Falcao, 2005

3.3.1.- Turbina de aire

La turbina de aire debe ser capaz de:

- Operar con un flujo de aire en ambos sentidos
- Operar ante el efecto spray, el que ocurre cuando aire a gran velocidad impacta sobre una superficie de agua, la que salpicará en todas direcciones, similar a lo que ocurre con un spray.
- Reducir los niveles de ruido que se generan al entrar y salir aire por una abertura
- Poseer almacenamiento de energía del tipo flywheel
- Responder de acuerdo a la hidrodinámica del OWC
- Ser eficiente y de bajo costo.

Se distinguen dos tipos de turbinas:

- Turbinas Wells
- Turbinas tipo impulso

3.3.1.1.- Turbinas Wells

Éstas son las más utilizadas en los dispositivos OWC y posee varias versiones.

Sus principales características son:

- El radio de la turbina puede ser relativamente grande
- Alta velocidad de rotación (1000-2000 RPM)
- Eficiencias de punta instantáneas relativamente altas, cercanas a 0.7 -0.75.
- Son muy sensibles al efecto “Stalling”, que ocurre cuando la presión sobrepasa un límite crítico y la turbina comienza a disminuir la captura de potencia.
- Son relativamente fáciles de construir
- Permite almacenamiento energético del tipo masas volantes (“flywheel”)

Una foto que muestra la geometría de ellas se muestra en la Figura 19.

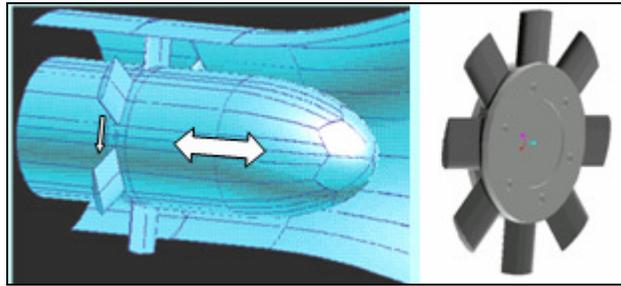


Figura 19: Geometría de la turbina Wells. Fuente: Falcao, 2005

3.3.1.2.- Turbinas tipo impulso

Sus principales características son:

- Diámetro relativamente pequeño
- Velocidad rotacional relativamente baja
- Posee “guías mecánicas” las que son esenciales para su funcionamiento ya que redirigen el flujo de aire, éstas pueden ser del tipo fijas o variables.
- La eficiencia máxima que pueden alcanzar es cercana al 50%.
- Son menos sensibles al efecto “Stalling”.
- Permiten menos capacidad de almacenamiento energético del tipo masas volantes (“Flywheel”).

Una foto que muestra la geometría de ellas se muestra en la Figura 20, las guías mecánicas se pueden apreciar en estas figuras y cabe destacar que ellas pueden ser fijas o móviles.

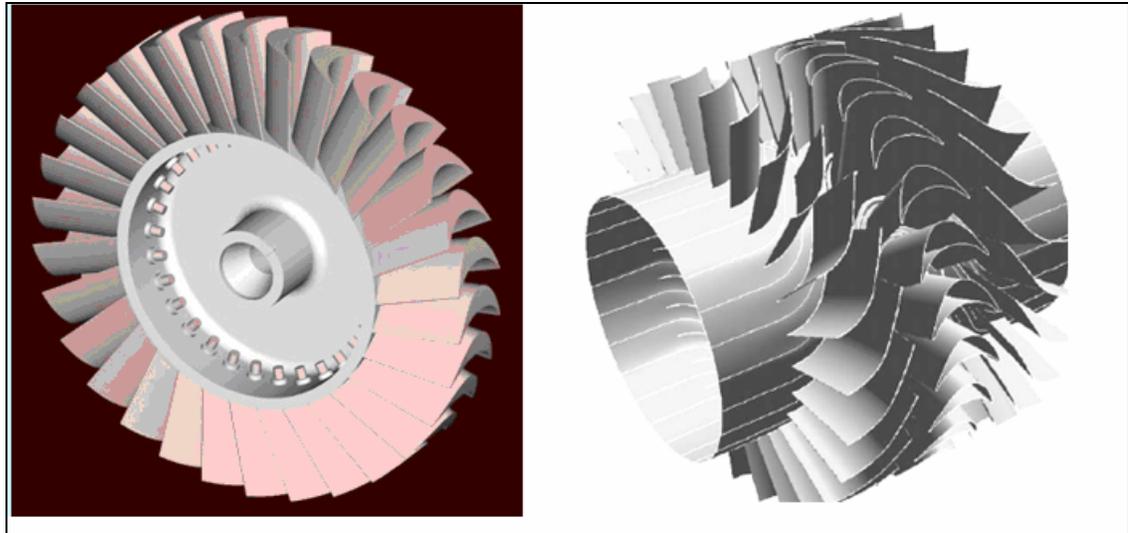


Figura 20: Geometría de la turbina tipo impulso. Fuente: Falcao, 2005

3.4.- Ecuaciones del OWC

Para modelar el OWC este dispositivo se considera fijo al lecho marino como se ilustra en la Figura 21. La geometría del dispositivo y las condiciones de borde son arbitrarias y se consideran como parámetros de entrada, las Olas que inciden al OWC son consideradas irregulares (oleaje real).

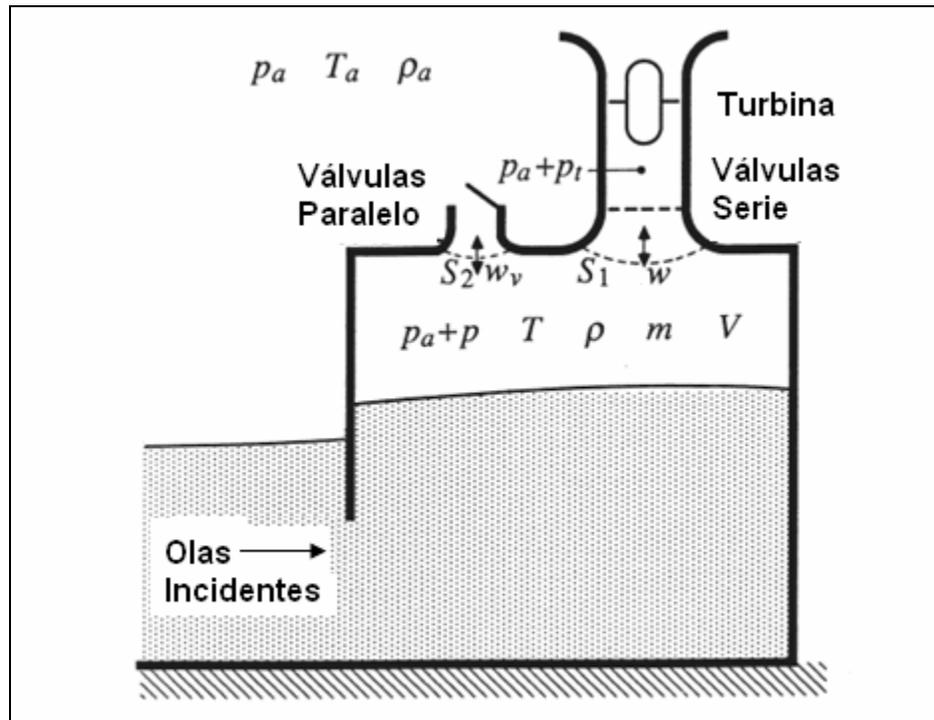


Figura 21: Diagrama esquemático de una cámara OWC. Fuente: Falcao, 1999

Las variables de la Figura 21 corresponden a:

$p_a + p(t)$: es la presión de aire dentro de la cámara, donde p_a es la presión atmosférica.

$q(t)$: Flujo de volumen de aire desplazado por el movimiento de la superficie de agua dentro de la cámara.

$m(t)$: masa de aire contenida dentro de la cámara

$W(t)$: Flujo de masa a través de la turbina y $w_v(t)$ el flujo por la válvula (se asume un flujo positivo al salir de la cámara)

Se puede escribir por principio de conservación de masa:

$$w + w_v = -\frac{dm}{dt} \quad (3.1)$$

Como la masa se puede escribir $m(t) = \rho(t)V(t)$, donde $\rho(t)$ y $V(t)$ son respectivamente la densidad y el volumen de aire dentro de la cámara y dado que $\frac{dV}{dt} = -q$, se obtiene la siguiente relación:

$$w + w_v = -V \frac{d\rho}{dt} + \rho q \quad (3.2)$$

Asumiendo teoría lineal de Olas, se puede escribir: [Falcao, 1999]

$$q(t) = q_r(t) + q_i(t) \quad (3.3)$$

Donde $q_r(t)$ es el flujo de radiación, debido a la oscilación de presión $p(t)$ al interior de la cámara en ausencia de Olas incidentes (denominado como memoria de la cámara), y $q_i(t)$ es el flujo de difracción que se genera debido a la incidencia de Olas si la presión dentro de la cámara estuviese a presión atmosférica ($p(t)=0$).

Si las olas fuesen regulares, $q_i(t)$ sería una función sinusoidal en función del tiempo, cuya amplitud sería proporcional a la amplitud de la Ola incidente, por lo que se puede escribir:

$$q_i(t) = A \cdot \Gamma(\omega) \cdot \cos(\omega t + \alpha) \quad (3.4)$$

Donde $\Gamma(\omega)$ es una constante de proporcionalidad que depende de la geometría de la cámara de aire y de la forma del lecho marino, éste recibe el nombre de *excitation-volume-flow coefficient*. A es la amplitud de la Ola incidente.

En teoría lineal de Olas se pueden representar las Olas irregulares como una superposición de Olas regulares. Asumiendo que la propagación de las Olas es unidireccional, y tomando en cuenta que el sistema OWC es lineal, se obtiene:

$$q_i(t) = \sum_n A_n \Gamma(\omega_n) \cos(\omega_n t + \alpha_n) \quad (3.5)$$

Donde $\Gamma(\omega_n)$ corresponde al coeficiente nombrado anteriormente pero evaluado a la frecuencia ω_n .

Es más conveniente definir un espectro continuo $S(\omega)$ para reescribir (3.5). En este trabajo se utiliza el espectro de Pierson-Moskowitz:

$$S(\omega) = 131.5 \cdot H_s^2 \cdot T_e^{-4} \cdot \omega^{-5} \cdot \exp(-1054 \cdot T_e^{-4} \cdot \omega^{-4}) \quad (3.6)$$

$S(\omega)$ es un espectro de potencia no un espectro de amplitud de Olas, que es proporcional a la potencia (proporcional al cuadrado de la altura) de los componentes armónicos, el que representa potencia de Ola por unidad de frecuencia.

Para discretizar el espectro (lo cual es necesario para hacer evaluaciones numéricas), se define un ancho de banda de frecuencia $\Delta\omega$ pequeño, por lo que $\omega_n = n\Delta\omega$.

Ahora se puede escribir para la amplitud de la componente n :

$$A_n = \sqrt{4S(\omega_n)\Delta\omega} \quad (3.7)$$

La presencia del factor 4 en (3.7) resulta de la definición de $S(\omega)$. Por lo que (3.5) se puede reescribir como:

$$q_i(t) = \sum_{n=N_1}^{N_2} \sqrt{4S(\omega_n)\Delta\omega} \Gamma(\omega_n) \cos(\omega_n t + \alpha_n) \quad (3.8)$$

El flujo de radiación $q_r(t)$ se puede escribir como: [Falcao, 1999]

$$q_r(t) = \int_{-\infty}^t g_r(t-\tau) p(\tau) d\tau \quad (3.9)$$

Donde $g_r(t)$ es una función que depende de la geometría del sistema.

Existe una relación entre $\frac{d\rho}{dt}$ en la ecuación (3.2) y $\frac{dp}{dt}$, pero esta relación cambia con el periodo de descarga y llenado de la cámara de aire. Para obtener una sola relación, se linealiza la relación entre presión y densidad, obteniendo una sola relación entre procesos de llenado y descarga. Se demuestra en [Falcao, 1999] que este supuesto es una muy buena aproximación.

Por lo tanto, ahora la relación entre densidad y presión está dada por:

$$V \frac{d\rho}{dt} \cong \left(\frac{V_0 \rho_a}{\gamma p_a} \right) \frac{dp}{dt} \quad (3.10)$$

Donde:

V_0 = es el volumen de la cámara en reposo

ρ_a = es la densidad de aire en la atmósfera

γ = la relación de calor específico para el aire

Por lo tanto, la ecuación del OWC a resolver es:

$$\frac{V_0}{\gamma p_a} \frac{dp}{dt} - \int_{-\infty}^t g_r(t-\tau)p(\tau)d\tau = -\frac{w+w_v}{\rho_a} + q_i(t) \quad (3.11)$$

La que corresponde a la ecuación integro-diferencial para $p(t)$.

Para relacionar el flujo de aire “w” con la presión Ψ y la potencia mecánica Π con la presión Ψ se utiliza análisis adimensional:

$$\Psi = \frac{p}{\rho_a N^2 D^2} \quad (3.12)$$

$$\Phi = \frac{\dot{m}}{\rho_a N D^3} \quad (3.13)$$

$$\Pi = \frac{P_t}{\rho_a N^3 D^5} \quad (3.14)$$

Donde:

Φ : es el flujo de aire adimensional

Ψ : es la presión adimensional

Π : es la potencia mecánica adimensional

En [Dixon, 1999] se demuestra que la relación entre “w” y presión es:

$$\Phi = f_Q(\Psi) \quad (3.15)$$

Donde f_Q depende de la forma de la turbina pero no de su tamaño ni velocidad rotacional.

Para la turbina Wells (sin y con “guías mecánicas”), se ha encontrado que la curva es aproximadamente lineal, es decir, toma la forma:

$$\Phi = K\Psi \quad (3.16)$$

Siendo K una constante de proporcionalidad dependiente de la geometría de la turbina pero no de la velocidad de rotación N ni tampoco del diámetro de ella y la densidad del aire. Por esto, se puede escribir para una turbina Wells:

$$w = \frac{KDp}{N} \quad (3.17)$$

Lo cual implica que para una turbina y una velocidad de rotación constante, una relación lineal se mantiene entre flujo de aire y presión, por lo que ingresando (3.17) en (3.11) se mantiene la relación lineal de la formulación.

Existe una relación entre torque mecánico de la turbina y la presión, aquella se obtiene de curvas experimentales. Esta relación se escribe como:

$$\Pi = f_p(\Psi) \quad (3.18)$$

La curva experimental definida en (3.18) se ilustra en la Figura 22:

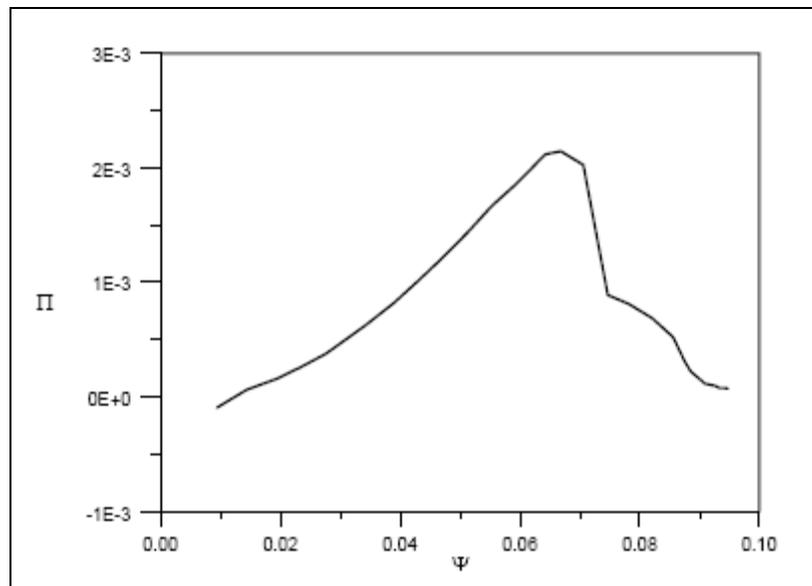


Figura 22: Relación entre potencia mecánica y presión en la turbina. Fuente: Falcao, 1999

Para completar la formulación del problema para la turbina, es necesario escribir la ecuación de movimiento:

$$J \frac{dN}{dt} = T_t - T_e \quad (3.19)$$

Donde:

T_t : Es el torque mecánico aplicado a la turbina

T_e : Es el torque electromagnético que opone el generador

En resumen, el problema para un OWC se modela por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \frac{V_0}{\gamma p_a} \frac{dp}{dt} - \int_{-\infty}^t g_r(t-\tau) p(\tau) d\tau &= -\frac{w+w_v}{\rho_a} + q_i(t) \\
 \Phi &= f_Q(\Psi) \\
 \Pi &= f_p(\Psi) \\
 J \frac{dN}{dt} &= T_t - T_e
 \end{aligned}
 \tag{3.20}$$

3.5.- Control óptimo de un OWC para producción máxima de energía

El clima local de Olas es representado por un set de estados de mar, donde cada uno es un proceso estocástico estacionario y ergódico. Para un estado de mar dado, la función de densidad de probabilidades $f(\zeta)$ de elevación de superficie ζ en un punto se supone gaussiano, por lo que se escribe:

$$f(\zeta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_\zeta} \exp\left(-\frac{\zeta^2}{2\cdot\sigma_\zeta^2}\right) \quad (3.21)$$

Donde σ_ζ^2 es la varianza, y σ_ζ es la desviación estándar de ζ . Si se asume olas incidiendo desde una sola dirección la varianza se relaciona con la densidad espectral por:

$$\sigma_\zeta^2 = \int_{-\infty}^{\infty} S_\zeta(\omega) \cdot d\omega \quad (3.22)$$

Donde ω es la frecuencia en [rad/s].

De acuerdo a la ecuación (3.11), se obtiene la presión dentro de la cámara considerando como parámetro de entrada el frente de Olas que incide en la estructura. Toda esta formulación es lineal y adicionalmente se puede demostrar que la presión en función del tiempo tiene una distribución Gaussiana y su varianza σ_p^2 está relacionada con $S_\zeta(\omega)$ por:

$$\sigma_p^2(H_s, T_e, N) = 2 \cdot \int_0^{\infty} S_{\zeta}(\omega) \cdot |\Gamma(\omega) \cdot \Lambda(\omega)|^2 d\omega \quad (3.23)$$

Donde $\Gamma(\omega)$ se denomina “excitation-volume-flow coefficient” y Λ está dado por:

$$\Lambda(\omega, N) = \left[\left(\frac{K \cdot D}{\rho_a \cdot N} + B(\omega) \right) + i \left(\frac{\omega \cdot V_0}{\gamma \cdot p_a} + C(\omega) \right) \right]^{-1} \quad (3.24)$$

Donde:

p_a : Presión atmosférica

$\gamma = \frac{c_p}{c_v}$, razón de calor específico para el aire

V_0 : Volumen de aire dentro de la cámara del OWC en ausencia de Olas

$B(\omega)$: Conductancia de radiación

$C(\omega)$: Susceptancia de radiación

Los valores promedios de potencia mecánica (entregada por la turbina) se pueden calcular por:

$$\bar{P}_t(H_s, T_e, N) = \frac{\rho_a \cdot N^3 \cdot D^5}{\sqrt{2\pi}\sigma_p} \cdot \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{p^2}{2 \cdot \sigma_p^2}\right) \cdot f_p\left(\frac{p}{\rho_a \cdot N^2 \cdot D^2}\right) dp \quad (3.25)$$

O en forma adimensional por:

$$\bar{\Pi}(\sigma_{\psi}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{\psi}} \cdot \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{\psi^2}{2 \cdot \sigma_{\psi}^2}\right) \cdot f_p(\psi) d\psi \quad (3.26)$$

Donde:

$$\bar{\Pi} = \frac{\bar{P}_t}{\rho_a \cdot N^3 \cdot D^5} \quad (3.27)$$

$$\sigma_{\psi}(H_s, T_e, N) = \frac{\sigma_p}{\rho_a \cdot N^2 \cdot D^2} \quad (3.28)$$

La relación entre potencia eléctrica promedio y potencia mecánica promedio viene dada por:

$$\bar{P}_e = \bar{P}_t - \bar{L}_3 \quad (3.29)$$

Donde \bar{L}_3 corresponde a las pérdidas promedio por fricción.

Por lo que encontrando una relación entre velocidad de rotación de la turbina y la potencia eléctrica promedio, se obtiene la estrategia de control a implementar en el inversor de la máquina de inducción.

Para obtener esa relación se tiene que encontrar una velocidad óptima para cada estado de mar en (3.23) y luego realizar una regresión que permita ajustar una curva para cada valor encontrado. La estrategia de control no difiere mucho entre cada lugar, pero se debe calcular para cada uno.

3.6.- Coeficientes hidrodinámicos

Durante el desarrollo de las ecuaciones anteriores se ha mencionado a los coeficientes hidrodinámicos que permiten modelar la respuesta hidrodinámica de la estructura del OWC.

Para geometrías sencillas, existen formulaciones analíticas que permiten calcular estos coeficientes. Para casos reales, es necesario recurrir a algún software que permita modelar numéricamente la estructura incluyendo el efecto en los alrededores de la costa y modelar lechos marinos no planos si fuese el caso.

Una geometría en dos dimensiones de la cámara OWC, se puede representar por la Figura 23, con los siguientes supuestos:

- La muralla que enfrenta el frente de Olas es delgada y no se sumerge en el mar
- La muralla trasera se extiende verticalmente desde la superficie hasta el lecho marino

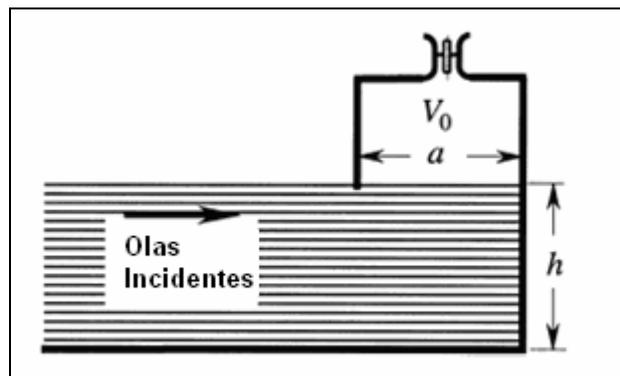


Figura 23: Representación esquemática de un OWC. Fuente: Falcao, 2002

De esta manera, los coeficientes quedan definidos por: [Falcao, 2002]

$$\Gamma(\omega) = \frac{2 \cdot \omega \cdot b}{k} \cdot \sin(k \cdot a) \quad (3.30)$$

$$B(\omega) = \frac{\omega \cdot b}{\rho_w \cdot g \cdot k} \cdot (\sin(k \cdot a))^2 \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{\omega^2}{g} \cdot h \cdot (\operatorname{cosech}(k \cdot h))^2\right)} \quad (3.31)$$

$$C(\omega) = -\frac{2 \cdot \omega \cdot b}{\pi \cdot \rho_w \cdot g} \cdot \int_0^{\infty} \frac{(\sin(k \cdot a))^2}{k \cdot \left(\frac{\omega^2}{g} \cdot \coth(k \cdot h) - k\right)} dk \quad (3.32)$$

Donde:

a: es el largo de la cámara

b: es el ancho de la cámara, es la longitud de la estructura que encara el frente de Olas

h: es la profundidad a la que esta sumergido en ausencia de Olas

k: es el número de onda, definido por:

$$k \tanh(kh) = \frac{\omega^2}{g} \quad (3.33)$$

La función $g_r(t)$ de (3.9), se calcula de la siguiente manera:

$$g_r(t) = -\frac{2}{\pi} \cdot \int_0^{\infty} B(\omega) \cdot \cos(\omega \cdot t) d\omega \quad (3.34)$$

Para una estructura real, como por ejemplo en la Isla Pico Azores, los coeficientes hidrodinámicos se ilustran en la Figura 24.

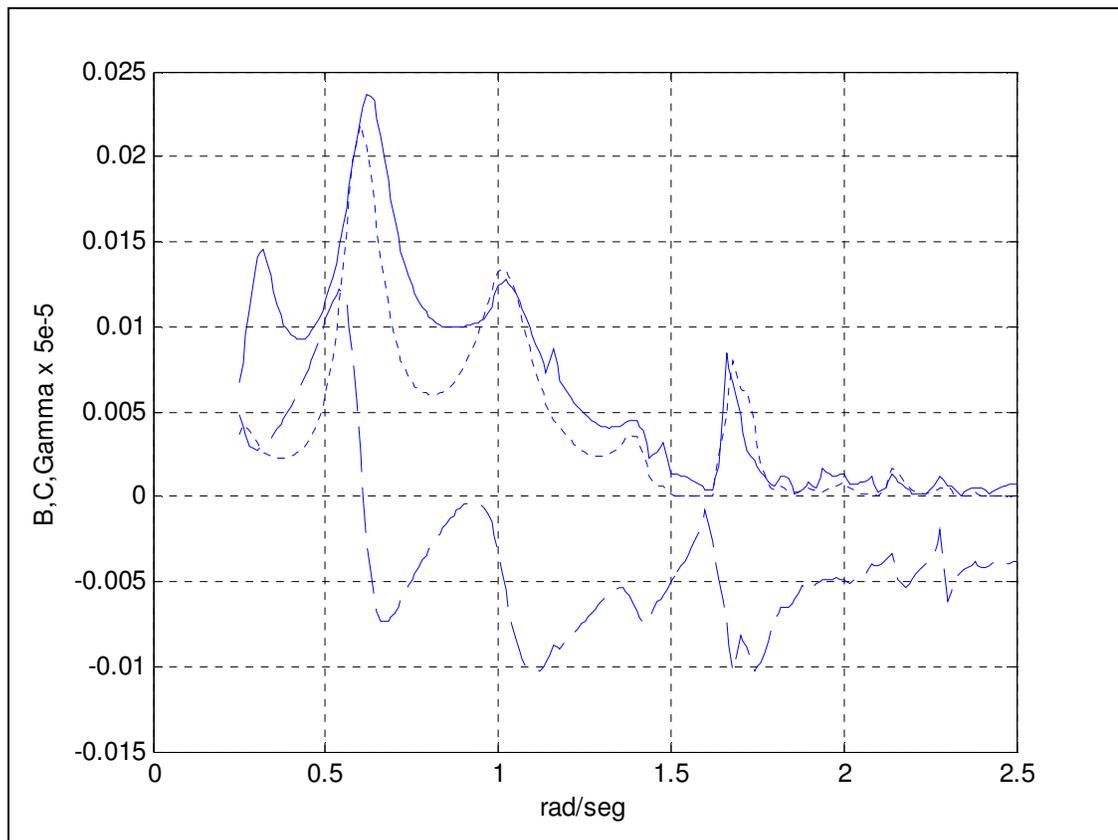


Figura 24: Coeficientes Hidrodinámicos para la Isla Pico: Conductancia de Radiación B (línea punteada), Susceptancia de Radiación C (línea segmentada) y “Excitation-volume-flow coefficient” (línea continua)

La función $g_r(t)$ para esta misma planta se ilustra en la Figura 25:

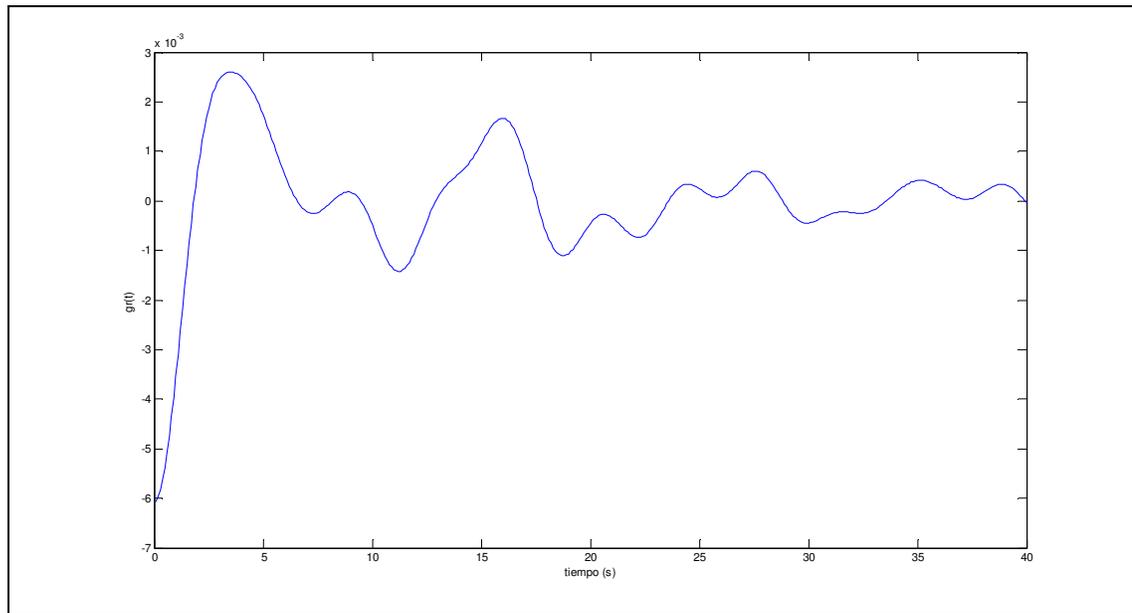


Figura 25: $gr(t)$ en función del tiempo para la Isla Pico Azores.

3.7.- Pérdidas no lineales del OWC

Hasta ahora se ha asumido que la hidrodinámica del OWC es lineal, pero es necesario incluir las pérdidas no lineales debido a los efectos de fluidos no ideales. Para incluirlas en el modelo se asume que estas pérdidas corresponden a un decremento en la altura significativa. Para modelarlos, se emplean los resultados obtenidos de pruebas experimentales en el OWC de la Isla Pico [Gato, 2005]:

$$H_{seff} = \begin{cases} H_{sloc}, & \text{Si } H_{sloc} < 1.34 \text{ m} \\ -3.143 + 4.174 \cdot H_{sloc}^{0.243}, & \text{En otro caso} \\ 2.75, & \text{Si } H_{sloc} > 2 \text{ m} \end{cases} \quad (3.35)$$

Estos nuevos valores de altura significativa serán los utilizados para la modelación de operación del OWC.

4.- Generador eléctrico utilizado

Como se demostró en el capítulo 3.5, la velocidad de la turbina debe ser variable para obtener máximo aprovechamiento de energía, por tanto se puede utilizar un generador eléctrico de velocidad variable que entregue una frecuencia y tensión determinadas por la red eléctrica.

La máquina eléctrica utilizada en este estudio corresponde a una asíncrona de rotor bobinado, la cual recibe el nombre de SRES (Slip energy recovery system) [Rodríguez Costa Ramos, 1997] esquematizada en la Figura 26. Se estudia esta máquina considerando sus características técnicas, en particular su facilidad para controlarla y también debido a que es la que se utilizó en el proyecto OWC de la Isla Azores. Este sistema posee la ventaja típica de las máquinas doblemente alimentadas de que la potencia generada se puede dividir entre estator y rotor, por lo que no es necesario dimensionar la máquina a la misma potencia instalada.

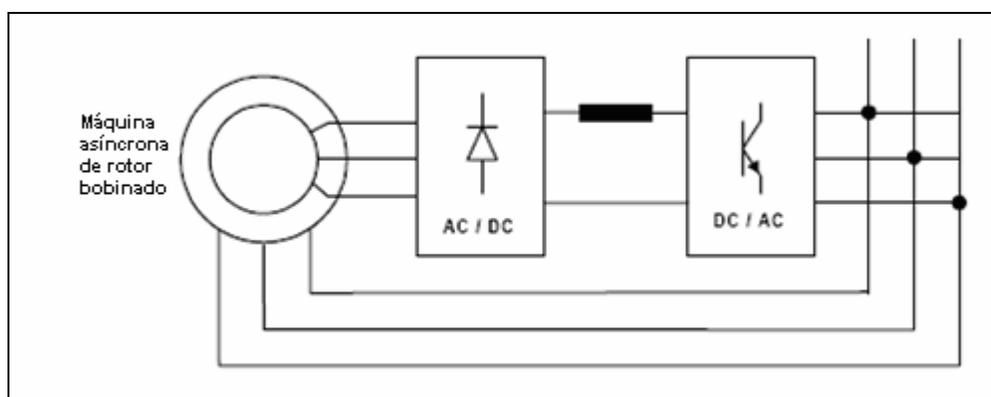


Figura 26: Esquemático del sistema SRES

En el anexo C se describe la máquina utilizada en el proyecto OWC de la Isla Pico Azores.

4.1.- Sistema de recuperación de energía de deslizamiento

El control de velocidad de rotación de una máquina asíncrona tradicional se puede realizar de dos maneras:

- Variando la resistencia rotórica.
- Mediante electrónica de potencia

En este trabajo esta última alternativa es la estudiada.

El concepto de sistema de recuperación de energía de deslizamiento consiste en que, en el caso de operación como generador, la potencia mecánica recibida puede tomar dos caminos (estator o rotor), permitiendo dimensionar la máquina a una potencia nominal menor de la que va a generar, y en el caso de operación como motor la energía que se traspa del estator al rotor puede ser recuperada y devuelta a la red.

4.2.- Principio de funcionamiento de SRES

Para describir el principio de funcionamiento del SRES se consideran los siguientes supuestos:

- Todas las pérdidas del sistema que no correspondan a los parámetros básicos de la máquina de inducción son despreciadas.
- La máquina tiene igual número de espiras en el rotor y en el estator, por lo que la razón de transformación estator rotor es unitaria.
- Los convertidores no originan armónicos (este punto se discutirá en el anexo H).

El esquema completo de máquina de inducción, rectificador e inversor se ilustra en la Figura 27. En régimen permanente se tiene que:

$$V_{dc} = E_{dc} \quad (4.1)$$

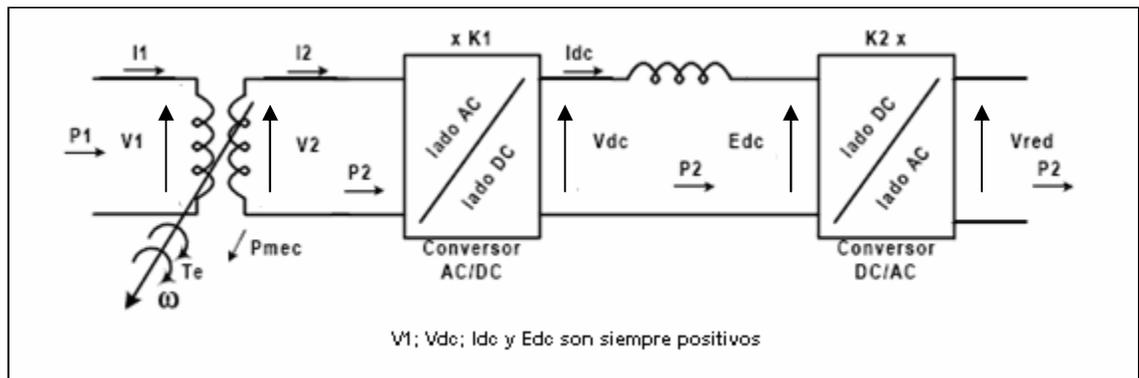


Figura 27: Esquema completo por fase de la máquina de inducción, rectificador e inversor

La potencia trifásica entregada al estator (P_1) y la retirada por el rotor (P_2) están dadas por (convención motor):

$$P_1 = 3 \cdot V_1 \cdot I_1 \quad (4.2)$$

$$P_2 = 3 \cdot V_2 \cdot I_2 \quad (4.3)$$

Dividiendo P_2 por P_1 se obtiene:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{3 \cdot V_2 \cdot I_2}{3 \cdot V_1 \cdot I_1} = \frac{V_2}{V_1} = s \quad (4.4)$$

Por lo que:

$$P_2 = s \cdot P_1 \quad (4.5)$$

La potencia mecánica (P_{mec}) siguiendo la convención de motor está dada por la diferencia entre la potencia entregada a la máquina por el estator y la retirada por el rotor:

$$P_{mec} = P_1 - P_2 \quad (4.6)$$

De (4.5) y (4.6) se llega a:

$$P_{mec} = P_1 \cdot (1 - s) \quad (4.7)$$

Y de (4.7) y (4.5) se obtiene:

$$P_1 = \frac{1}{(1-s)} \cdot P_{mec} \quad (4.8)$$

$$P_2 = \frac{s}{(1-s)} \cdot P_{mec} \quad (4.9)$$

(4.8) y (4.9) son las expresiones que relacionan potencia mecánica y deslizamiento con potencias entregadas por rotor y estator. La suma algebraica de ambas menos las pérdidas en los enrollados de la máquina, será la potencia total que se inyecta a la red.

4.2.1.- Conversión de tensión alterna en corriente continua

Esta etapa es responsable de transformar la tensión del rotor de amplitud y frecuencia variables en corriente continua. Estas variables dependen únicamente de:

- La velocidad de rotación de la máquina
- La tensión de alimentación de estator

- La razón entre número de espiras de estator y rotor.

La máquina con deslizamiento igual a 1 ($s = 1$) funciona como un transformador, por lo que la amplitud de tensión del rotor es igual a la del estator multiplicada por la razón de transformación y la frecuencia de tensión del rotor es igual a la frecuencia de tensión del estator.

A medida que la velocidad crece, el voltaje inducido en el rotor y su frecuencia van disminuyendo hasta que a la velocidad de sincronismo se hacen nulos. A partir de la velocidad de sincronismo, ambos comienzan a aumentar hasta que al doble de la velocidad de sincronismo son iguales al voltaje y frecuencia en bornes del estator.

Es necesario transformar estas tensiones alternas de amplitud y frecuencia variables en tensión continua con el menor rizado posible de tensión y corrientes con el menor contenido armónico.

Los armónicos de corriente en el rotor deben ser minimizados debido a que ellos se ven reflejados por las corrientes inyectadas a la red a través del estator. Para tal efecto, se utiliza una máquina de inducción con dos enrollados (uno en estrella y otro en delta) como en el proyecto Azores, los cuales alimentan dos rectificadores a diodos de forma que la corriente total del rotor vista por el estator posea un contenido armónico más bajo de lo que sería posible con sólo un enrollado y un rectificador a diodos.

En el anexo H se discuten los aspectos constructivos del rectificador, en este punto se repite la figura de montaje final y la fórmula (H.1) del modelo de frecuencia fundamental que será ampliamente utilizada en el análisis.

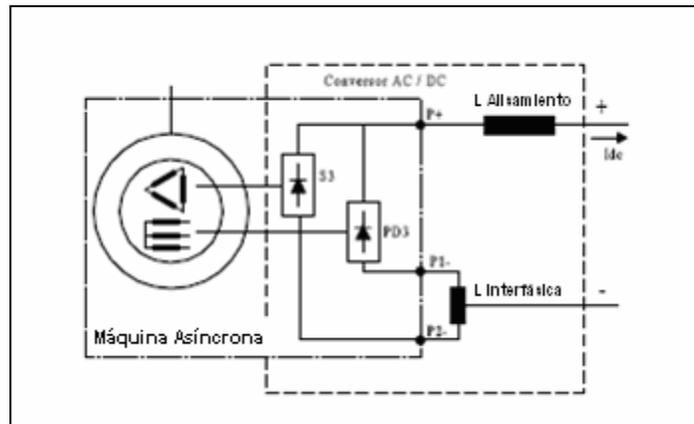


Figura 28: Esquema de convertor AC/DC utilizado

$$\overline{V_{dc}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \cdot V_p = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_{rms} \quad (4.10)$$

4.2.2.- Conversión de corriente continua en alterna

La corriente rectificadora tiene que ser transformada para que pueda ser inyectada en la red eléctrica. Las características que debe cumplir son:

- Corriente alterna de componente fundamental sinusoidal de 50 Hz
- Bajo contenido armónico

Estas características se logran pasando la corriente I_{dc} por un inversor, el que la transforma en alterna. Luego pasa por un filtro pasabajos, que se encarga de eliminar los armónicos de orden mayor.

El inversor se controla mediante la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM), que además permite regular la amplitud de la componente fundamental de la corriente evitando un control adicional sobre la fuente de corriente continua que alimenta el inversor.

El inversor de corriente tiene dos parámetros de control:

- El índice de modulación, que afecta la magnitud de tensión
- El desfase entre la corriente de salida y la tensión de la red

Un esquema del inversor se ilustra en la Figura 29:

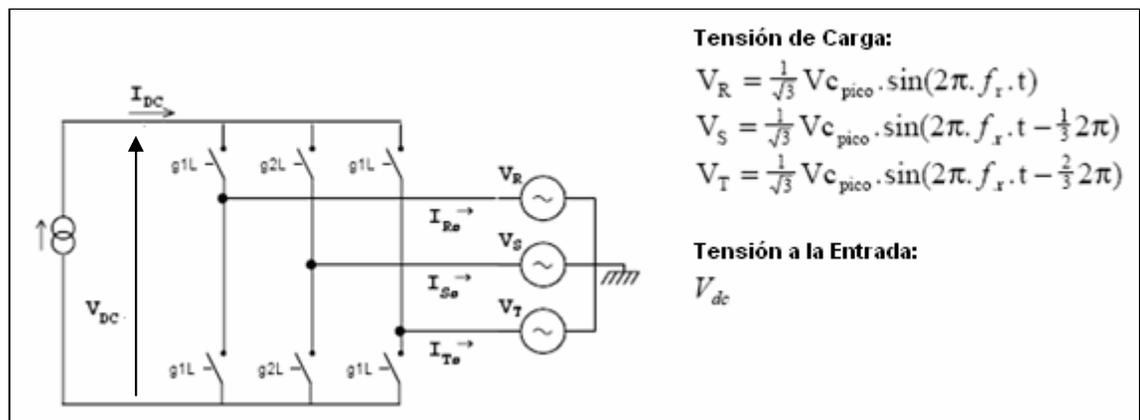


Figura 29: Esquemático para analizar la tensión a la entrada del inversor

La tensión a la entrada del inversor está dada por la siguiente ecuación: [Rodriguez Costa Ramos, 1997]

$$\begin{aligned}
 V_{dc} &= 1.5 \cdot im \cdot \cos(\theta) \cdot V_{spico} \\
 &= 1.5 \cdot \sqrt{2} \cdot im \cdot \cos(\theta) \cdot V_s \\
 &= \frac{1.5 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot im \cdot \cos(\theta) \cdot V_c = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot im \cdot \cos(\theta) \cdot V_c
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

Donde V_{spico} , V_s y V_c representan respectivamente las tensiones de carga: fase neutro pico, RMS y fase fase RMS.

Además:

$$I_{red} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot I_{dc} \cdot im \quad (4.12)$$

4.2.2.1.- Compensación de energía reactiva

El consumo de energía reactiva debe ser minimizado, ya que provoca entre otras cosas:

- Mayores pérdidas de energía.
- Sobredimensionamiento de los dispositivos debido a que la corriente es más elevada para la misma generación de potencia activa.

El inversor de corriente puede compensar el consumo de energía reactiva a través de la producción de una cantidad de ella.

La posibilidad de que el inversor produzca energía activa y reactiva de forma independiente, depende de la fuente de corriente que lo alimenta. Si la corriente que alimenta el inversor fuera independiente de su operación, las energías activa y reactiva serían independientes.

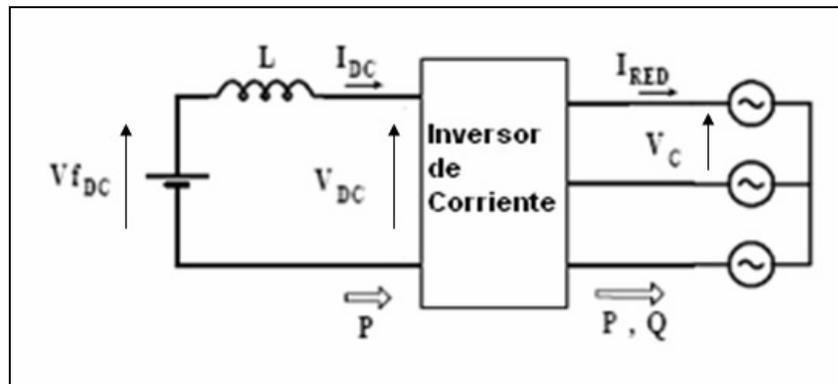


Figura 30: Alimentación del inversor por una fuente de tensión no controlada

La fuente de corriente que alimenta el inversor está constituida por una fuente de tensión en serie con una bobina y la corriente que circule tiene que ser controlada a través de la tensión generada por el inversor (V_{dc}). (Ver Figura 30).

La potencia activa está dada por:

$$P = V_{dc} \cdot I_{dc} \quad (4.13)$$

De (4.11), (4.13) se escribe como:

$$P = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot I_{dc} \cdot V_c \cdot im \cdot \cos(\theta) \quad (4.14)$$

La potencia reactiva queda entonces definida por:

$$Q = \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot I_{dc} \cdot V_c \cdot im \cdot \sen(\theta) \quad (4.15)$$

De (4.11) se llega a que:

$$\cos(\theta) = \frac{V_{dc}}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot V_c} \quad (4.16)$$

De la relación $\text{sen}^2(\theta) + \cos^2(\theta) = 1$, se obtiene que:

$$\text{sen}(\theta) = \pm \sqrt{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{V_{dc}}{V_c} \right)^2} \quad (4.17)$$

Por lo que se llega a:

$$Q = P \cdot \sqrt{\frac{3}{2} \left(\frac{V_c}{V_{dc}} \right)^2 - 1} \quad (4.18)$$

Lo que implica que la potencia reactiva que el inversor consigue abastecer o absorber crece con la potencia activa y con la relación V_c/V_{dc} .

A pesar de que es posible inyectar energía reactiva a la red, no es posible trabajar con un factor de potencia unitario, debido a que cuando la máquina gira a velocidades cercanas al sincronismo la potencia disponible en el rotor y transmitida al inversor es baja, y como se puede desprender de (4.18) está limitada por esta variable.

Otra desventaja sucede cuando la máquina opera a altas velocidades, debido a que la relación V_c/V_{dc} disminuye, limitando la potencia reactiva que el inversor puede entregar.

Como la compensación dinámica de factor de potencia no puede ser realizada en toda la gama de funcionamiento, y en este trabajo el objetivo es modelar la cadena de conversión de energía se dejará el ángulo de desfase nulo y se controlará sólo el índice de modulación.

4.3.- Modelación en conjunto: máquina eléctrica y convertidor

Para diseñar un modelo integral de interconexión a la red eléctrica es necesario diseñar un modelo que simule el comportamiento completo del SRES.

El modelo del SRES debe incluir los bloques que se incluyen en la Figura 31.

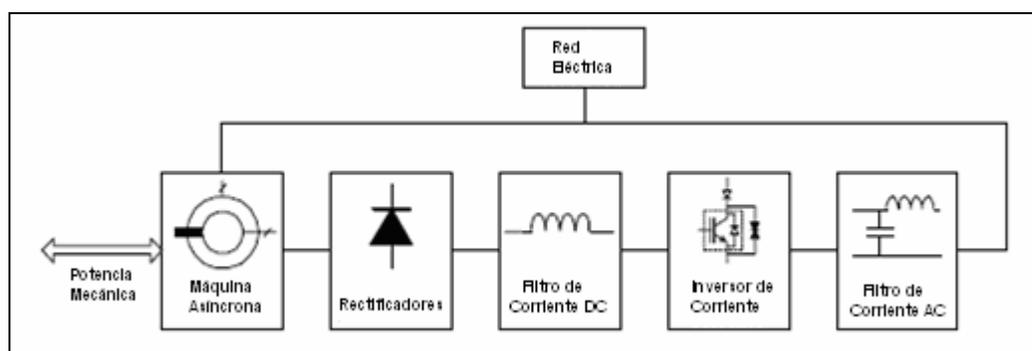


Figura 31: Modelación del SRES

Debido a que la dinámica del sistema “turbina – máquina de inducción” es lenta y las constantes de tiempo de los componentes eléctricos y electrónicos son rápidas, no es necesario elevar la complejidad del modelo para la representación de variables de frecuencia fundamental y por lo tanto, se usará el modelo clásico de máquina de inducción por fase, unido a un modelo simple de convertidores electrónicos.

En la modelación también se despreciarán los armónicos y se considerará que la corriente que sale de los convertidores está en fase con la tensión. (El comando de control mantendrá el desfase siempre nulo).

4.3.1.- Modelo de máquina de inducción

El modelo de la máquina de inducción se muestra a continuación:

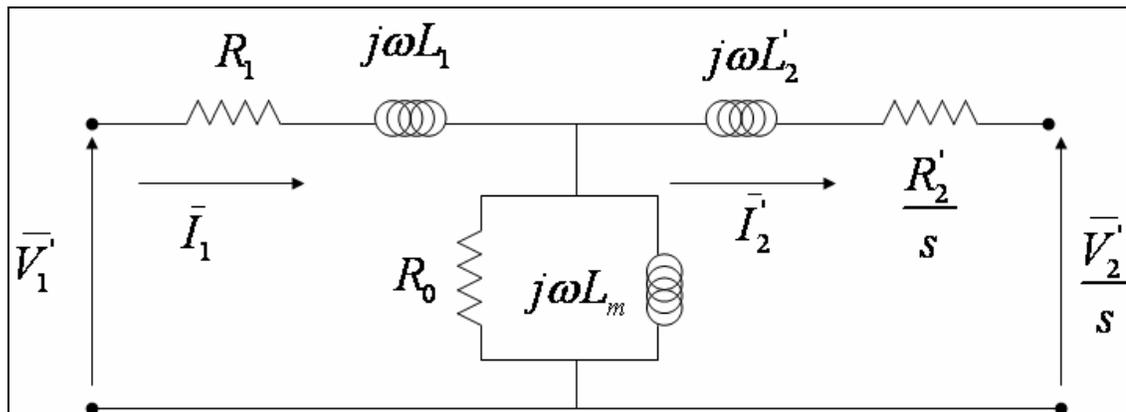


Figura 32: Modelo de máquina de inducción por fase

La máquina posee dos enrollados rotóricos y un rectificador a diodos por cada enrollado. Si se desprecian los efectos de los armónicos del lado AC provocados por la rectificación de corriente, los dos enrollados pueden ser modelados como un único enrollado montado en estrella.

De esta manera la inductancia L_2' y la resistencia R_2' son valores vistos por el estator del equivalente en estrella de dos enrollados rotóricos.

Los parámetros de la máquina de inducción entregados por el fabricante en el proyecto de la isla Pico Azores son los siguientes:

Tabla 2: Parámetros máquina de inducción

Voltaje	400 V	R1	0.003 Ω
Potencia	250 kW	R2'	0.003 Ω
Frecuencia	50 Hz	$j\omega L_1$	0.03 Ω
Pares de Polos	4	$j\omega L_2'$	0.056 Ω
Velocidad síncrona	750 rpm	$j\omega L_m$	0.75 Ω
		R0	32 Ω

4.3.2.- Modelo del inversor y del filtro AC

El inversor representa un efecto de carga para la etapa DC y para modelarlo se asume lo siguiente:

- Se desprecian los efectos de las variaciones de tensión Vdc debido a la circulación de corrientes en las resistencias parásitas y en el filtro AC.
- El Inversor de corriente se considera ideal:
 - Las conmutaciones son instantáneas.
 - No existe ángulo de recubrimiento o traslapo.
 - No existen tiempos mínimos de conducción y de corte.
- Se desprecia el efecto del rizado de tensión en Vdc.

De aquellas simplificaciones, el conjunto inversor – filtro es visto desde el lado DC como una simple fuente de tensión continua (Figura 33).

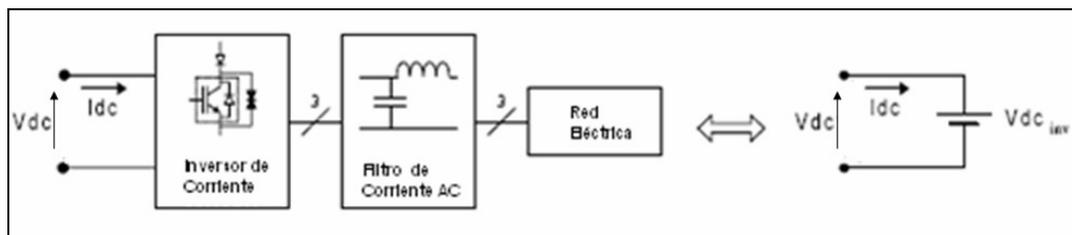


Figura 33: Modelación del inversor visto desde la etapa DC

Para realizar una modelación más completa, se incluye la impedancia del filtro AC, lo cual se modela a través de una resistencia en serie con Vdc_{inv} que recibirá el nombre de R_f .

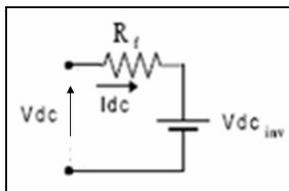


Figura 34: Modelación del inversor incluyendo la impedancia de los filtros

4.3.3.- Modelo de los rectificadores y del filtro DC

El modelo de rectificador debe ser capaz de representar las transformaciones de corriente y tensión del lado continuo en relación al lado alterno del rotor de la máquina.

En el anexo H se describe la topología de los rectificadores.

Se asumen las siguientes simplificaciones:

- La tensión y corriente del lado continuo son constantes (sin rizado).

- La corriente que cada rectificador entrega es la mitad de la corriente DC total.
- Las conmutaciones de los diodos son ideales.
- Las resistencias distribuidas por las conexiones, diodos, inductancias y todo el equipo eléctrico son representadas por la resistencia equivalente R_f .
- Desde el lado AC se desprecian los armónicos y se considera que la componente fundamental de corriente está en fase con la tensión.

El esquema de los rectificadores se muestra en la Figura 35.

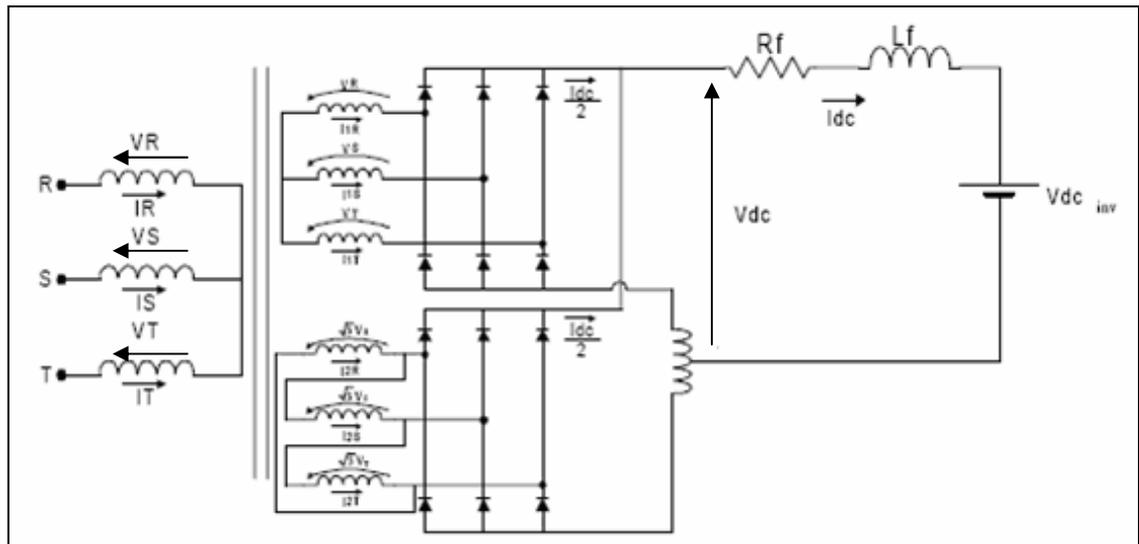


Figura 35: Esquema de los rectificadores conectados en paralelo

En régimen permanente la tensión V_{dc} está dada por la expresión:

$$V_{dc} = R_f \cdot I_{dc} + V_{dc_{inv}} \quad (4.19)$$

De (H.2) y de (H.1) se tiene:

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_s \quad (4.20)$$

$$I_{dc} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I_e \quad (4.21)$$

Donde “ V_s ” es la tensión fase neutro RMS e “ I_e ” es la corriente RMS de componente fundamental en el enrollado del lado alterno (estator).

De las expresiones (4.19) y (4.20) se llega a que:

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_s = R_f \cdot I_{dc} + V_{dc_{inv}} \quad (4.22)$$

$$V_s = \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot R_f \cdot I_{dc} + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot V_{dc_{inv}} \quad (4.23)$$

De (4.21) se obtiene:

$$V_s = \frac{\pi^2}{18} \cdot R_f \cdot I_e + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot V_{dc_{inv}} \quad (4.24)$$

Por lo que el circuito equivalente visto por el lado AC del rotor de la máquina se ilustra en la Figura 36.

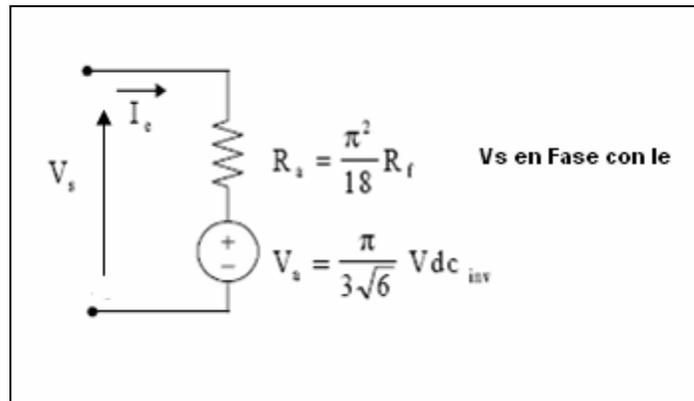


Figura 36: Circuito equivalente de los rectificadores e inversor visto por el lado AC

4.3.4.- Modelo del SRES

El modelo final del SRES se obtiene juntando los modelos de la máquina de inducción y de los rectificadores como se indica en la Figura 37.

La tensión obtenida en los terminales del rotor es la que se describe en (4.24), a continuación se reescribe para tener la misma nomenclatura de la Figura 37.

$$V_2 = \frac{\pi^2}{18} \cdot R_f \cdot I_2 + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot V_{dc_{inv}} \quad (4.25)$$

Por lo que la tensión referida al estator vale:

$$\frac{V_2'}{s} = \frac{\pi^2}{18} \cdot \frac{R_f'}{s} \cdot I_2' + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot \frac{V_{dc_{inv}}'}{s} \quad (4.26)$$

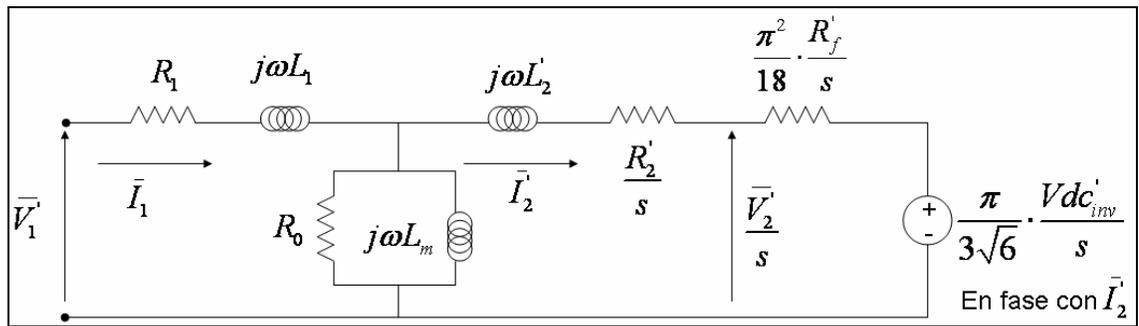


Figura 37: Modelo del SRES

4.4.- Potencias activas y reactivas

La potencia que atraviesa el circuito magnético de la máquina se puede derivar de la Figura 37 y está dada por la siguiente expresión:

$$P_{estator}^{rotor} = 3 \cdot \frac{1}{s} \left[\left(R_2' + \frac{\pi^2}{18} \cdot R_f' \right) \cdot (I_2')^2 + \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \cdot V_{dc}' \cdot I_2' \right] \quad (4.27)$$

Usando (4.21) se llega a la siguiente expresión para $P_{estator}^{rotor}$:

$$P_{estator}^{rotor} = \frac{1}{s} \left[\left(\frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' \right) \cdot (I_{dc}')^2 + V_{dc}' \cdot I_{dc}' \right] \quad (4.28)$$

Esta potencia se divide en 3 ramas:

- Pérdidas en los enrollados de rotor y en los convertidores:

$$P_{p2} = \left(\frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' \right) \cdot (I_{dc}')^2 \quad (4.29)$$

- Potencia mecánica

$$P_{mec} = \frac{1-s}{s} \left[\left(\frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' \right) \cdot (I_{dc}')^2 + V_{dc}' \cdot I_{dc}' \right] \quad (4.30)$$

- Potencia entregada a la red por los convertidores

$$P_{conv} = V_{dc} \cdot I_{dc} \quad (4.31)$$

El torque mecánico estará dado por:

$$\begin{aligned} T &= \frac{P_{mec}}{\omega_{rot}} \\ &= \frac{1}{\omega_{rot}} \cdot \frac{1-s}{s} \left[\left(\frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' \right) \cdot (I_{dc}')^2 + V_{dc}' \cdot I_{dc}' \right] \\ &= \frac{(P/2)}{\omega_{red}} \cdot \frac{1}{s} \cdot \left[\left(\frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' \right) \cdot (I_{dc}')^2 + V_{dc}' \cdot I_{dc}' \right] \end{aligned} \quad (4.32)$$

Donde $P/2$ es el número de pares de polos de la máquina.

La convención utilizada es la de motor, por lo que la potencia mecánica (P_{mec}) y la potencia en el estator (P_1) son positivas en el caso de funcionamiento como motor y negativas en caso de funcionar como generador. La potencia disipada por las pérdidas (P_{p1} y P_{p2}) y la potencia entregada por los convertidores será siempre positiva.

En la Figura 38 se muestra un diagrama de las potencias en juego.

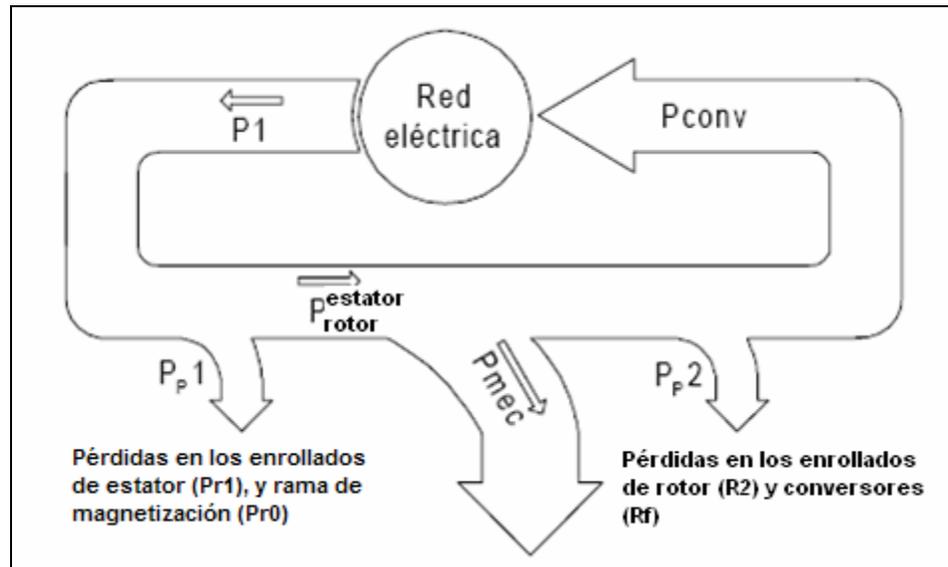


Figura 38: Diagrama de las potencias en juego en el modelo de máquina de inducción

La potencia activa absorbida por la red, está dada por la siguiente expresión y se deduce de la Figura 38:

$$P = P_{R1} + P_{R0} + P_{mec} + P_{p2} \quad (4.33)$$

Las pérdidas en los enrollados de estator están dadas por la siguiente relación:

$$P_{R1} = 3 \cdot R_1 \cdot |I_1|^2 \quad (4.34)$$

Las pérdidas en la rama de magnetización, están dadas por la siguiente relación:

$$P_{R0} = 3 \cdot R_0 \cdot \left(\left| \vec{I}_m \cdot \frac{j\omega L_m}{R_0 + j\omega L_m} \right| \right)^2 \quad (4.35)$$

P_{mec} está dada por la ecuación (4.30) y P_{p2} por (4.29).

La potencia reactiva absorbida por la red, cumple la siguiente relación:

$$Q = 3 \cdot (Q_{p1} + Q_{xm} + Q_{p2}) \quad (4.36)$$

Donde:

$$Q_{p1} = \omega L_1 \cdot \left| \vec{I}_1 \right|^2 \quad (4.37)$$

$$Q_{xm} = \omega L_m \cdot \left(\left| \vec{I}_m \cdot \frac{R_0}{R_0 + j\omega L_m} \right| \right)^2 \quad (4.38)$$

$$Q_{p2} = \omega L'_2 \cdot \left| \vec{I}'_2 \right|^2 \quad (4.39)$$

En los anexos E y F se muestran las curvas características del SRES. En el anexo E se estudia el sistema con un Vdc fijo y la evolución de las variables como función del deslizamiento de la máquina. En el anexo F se estudia el sistema con la Corriente Idc fija, analizando las mismas variables que en el anexo E.

4.4.1.- Limitaciones en Vdc y Idc

La limitación de esta máquina a Vdc es de 460 V. [Rodrigues Costa Ramos, 1997]

Debido a limitaciones técnicas del inversor y para un correcto funcionamiento, la corriente Idc debe estar limitada entre: [Rodrigues Costa Ramos, 1997].

$$100A \leq I_{dc} \leq 500A$$

Al graficar nuevamente la potencia activa absorbida por la red con las limitaciones impuestas anteriormente y hacer un zoom para las velocidades de rotación cuando la máquina opera como generador se obtiene la Figura 39. La región dentro de esa figura es la zona de operación del generador cumpliendo los límites impuestos anteriormente.

Debido a la limitación que impone el voltaje máximo del inversor, para que no se violen los límites de corriente es necesario operar la máquina entre los 760 RPM y los 1480 RPM, es decir entre los 50 kW y los 470 kW.

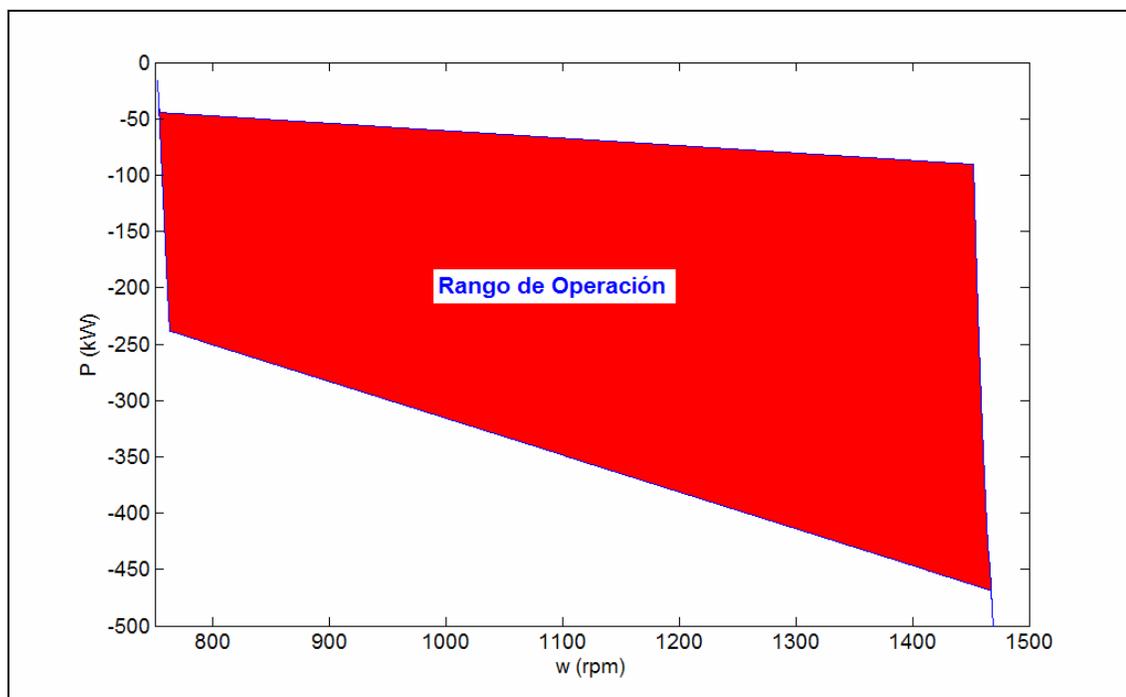


Figura 39: Limitaciones de la potencia que puede entregar como generador

En el anexo G se repiten las curvas de los anexos anteriores pero con las limitaciones correspondientes. Como se observa, cuando la máquina parte y a velocidades cercanas al doble del sincronismo la máquina pierde sus características lineales.

4.5.- Control de la máquina para extraer el máximo recurso de energía de las Olas

Como se ha visto en secciones anteriores, el inversor actúa sobre el voltaje en su entrada, siendo éste controlado para obtener una corriente de referencia.

El control óptimo del conjunto generador turbina se obtiene actuando sobre el torque electromagnético de la máquina. Por lo que es necesario obtener una relación que involucre la potencia mecánica de referencia con la corriente $I_{dc\text{ref}}$. El esquema buscado se ilustra en la Figura 40, el cual comienza calculando la corriente necesaria I_{dc} para producir el torque electromagnético necesario. Luego se calcula el voltaje V_{dc} que tendría que modular el inversor a su entrada para que pueda circular esa corriente, para que finalmente se pueda calcular la potencia mecánica por la ecuación (4.30).

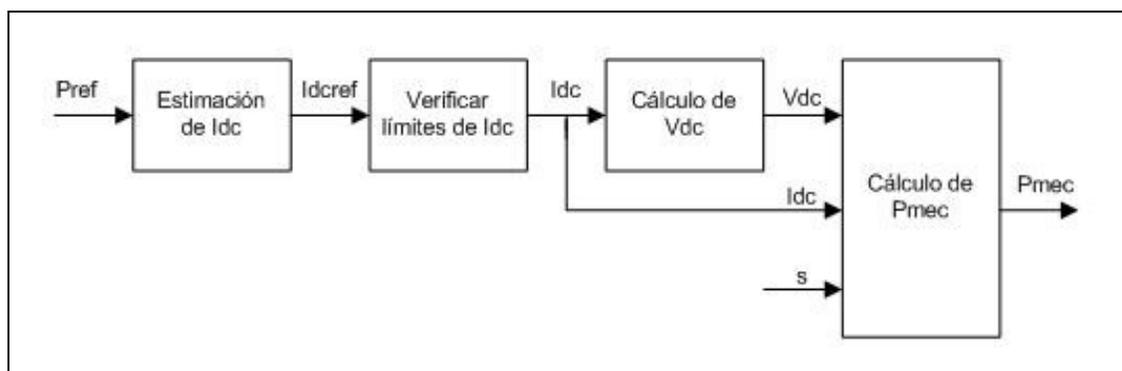


Figura 40: Esquema de control por potencia mecánica

En la sección 3.5 se demuestra que la potencia mecánica debe seguir una referencia de orden $P_{mec}(\omega_{rot})$ para extraer el recurso óptimo. Acá se denominará $P_{mec\text{ref}}$.

Por otro lado, se sabe de (4.30) la expresión para la potencia mecánica de la máquina.

Igualando esa expresión con $P_{mec_{ref}}$, se puede obtener la expresión para el voltaje Vdc en función de Idc:

$$V_{dc} = P_{mec_{ref}} \cdot \frac{s}{(1-s)} \cdot \frac{1}{I_{dc_{ref}}} - \left(\frac{18}{\pi^2} \cdot R_2' + R_f \right) \cdot I_{dc_{ref}} \quad (4.40)$$

Ahora se pueden igualar las expresiones (F.3) y (F.4) con (4.40), para obtener la corriente I_{dc} . Al hacerlo se llegan a dos soluciones:

$$I_{dc_{ref1}} = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{\frac{EC^2 + 2BA + 2ACD + \sqrt{E^2C^4 + 4EC^2BA + 4EC^3AD - 4A^2FC^2}}{FC^2 + B^2 + 2BCD + C^2D^2}} \quad (4.41)$$

$$I_{dc_{ref2}} = \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot \sqrt{\frac{EC^2 + 2BA + 2ACD - \sqrt{E^2C^4 + 4EC^2BA + 4EC^3AD - 4A^2FC^2}}{FC^2 + B^2 + 2BCD + C^2D^2}} \quad (4.42)$$

Donde:

$$A = \frac{P_{mec_{ref}} \cdot s}{(1-s)} ; B = \frac{18}{\pi^2} R_2' + R_f' ; C = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot s ; D = \frac{-\sqrt{6}}{\pi} \cdot R ; E = V_a^2 ;$$

$$F = \left(\frac{\sqrt{6} \cdot X}{\pi} \right)^2$$

De estas dos soluciones se escoge como referencia la menor de ambas y la que esté dentro de los límites de seguridad.

Conociendo la corriente I_{dc} de referencia para la potencia mecánica requerida, se puede emplear el mismo método utilizado anteriormente para calcular las potencias activas y reactivas entregadas.

5.- Interconexión a la red

5.1.- Descripción de la Generación Distribuida

Las plantas OWC desarrolladas hasta hoy son pequeñas en comparación a las Centrales actuales. Además, ellas están distribuidas en el sistema de potencia y cercanas a los consumos. Por ello este estudio también corresponde a uno de generación distribuida.

La principal interrogante de esta interconexión es si ésta mejorará el servicio de entrega de energía o lo empeorará. En este último caso se deberá incorporar tecnologías modernas de control que permitan asegurar un determinado nivel de calidad de servicio.

El impacto de la generación distribuida en el sistema depende de muchos factores [Baghzouz, 2007]:

- Tamaño del generador.
- Tipo de equipo de control (condensadores y control de tap en los transformadores).
- Características de la carga en la red eléctrica.
- Punto de conexión en la red eléctrica.

Por ello, es necesario considerar los factores antes descritos para que esta inyección tenga un impacto positivo en la red, ya sea en lo que respecta a:

- Flujos de potencia y por lo tanto pérdidas en la red.

- Parámetros de Calidad de Servicio tales como: Regulación de voltaje y otras.
- Sistemas de protección.

Las ventajas de la generación distribuida pueden mirarse desde 3 perspectivas:

- Desde el punto de vista del usuario final del alimentador, se beneficia teniendo generación de respaldo para mejorar la confiabilidad.
- Desde el punto de vista de la compañía de distribución,
 - La instalación de generación distribuida ayuda a mejorar la capacidad en tramos de las líneas de distribución, desplazando la inversión en ampliación de las redes ya existentes.
 - Puede reducir las pérdidas en las líneas de distribución.
- Desde el punto de vista de un productor de generación distribuida, ellos estarán interesados en vender la energía generada o servicios auxiliares al mercado del sistema de potencia, ya que estos generadores pueden ser conectados directamente a la red de distribución.

Las desventajas son:

- Alto riesgo para el distribuidor por la falta de conocimiento de la calidad de la tecnología del generador de energía renovable, ya que puede producir inestabilidades en la red e incluso desconexiones de algunos sectores del sistema. [Mohr, 2007]

- La empresa distribuidora pierde un cliente que se puede transformar en generador [Mohr, 2007]
- Problemas de calidad de servicio (ver punto 5.2).
- Problemas de costos y mantención.
- Algunas tecnologías no ayudan a regular potencia reactiva, por lo que no contribuyen a la regulación de voltaje. [Polinder, 2005]
- Pueden desconectarse en caso de fallas, lo cual puede producir una pérdida importante de generación. [Polinder, 2005]
- Los generadores de recursos aleatorios, entregan potencia variable en el tiempo, por lo que causan variaciones de voltaje.
- Pueden cambiar la dirección del flujo de potencia en el sistema de distribución y por lo tanto afectar la lógica de protecciones del sistema. [Polinder, 2005]

La gran interrogante que asoma con la generación distribuida es: [Dugan., McGranaghan, Santoso, Beaty, (2002)]

“¿La electricidad será menos costosa y más confiable?”

En la literatura actual no hay estudios de interconexión de OWC a una red de distribución, por lo que para realizar estos estudios hay que ver lo que sucede con fuentes de generación similares como la solar y eólica, donde estos problemas ya han sido estudiados.

El principal problema para la interconexión de generadores eólicos es el problema de regulación de voltaje, ya que suelen conectarse en redes débiles desde el punto de vista eléctrico en comparación a su capacidad de generación, lo que resulta en variaciones de voltaje que son difíciles de manejar.

Adicionalmente al impacto en la red, hay que agregar los problemas que se relacionan al tipo de interfaz del generador con la red [Dugan et al, 2002], como por ejemplo:

- Máquina síncrona:
 - Con control de campo y regulador de voltaje apropiado puede seguir cualquier variación en la carga dentro de sus capacidades, aquello es bueno para servir de respaldo pero no para advertir posibles aislamientos de carga.
 - Alimenta corrientes de falla y puede interferir con protecciones de sobre corriente.
 - A pesar de que la máquina síncrona puede regular el factor de potencia, si su capacidad es menor que la del sistema absorberá o entregará lo máximo de potencia reactiva que ella pueda.

- Máquina asíncrona:
 - Como necesita de la red para la excitación, salvo que se trate de una máquina de inducción doblemente alimentada, aumentan las posibilidades de detectar un posible aislamiento.

- Si la red lo permite, de acuerdo a su protocolo de interconexión, puede comenzar a operar conectada a ella. Para redes débiles, la máquina es interconectada sólo cuando se alcanzan velocidades cercanas al sincronismo para evitar grandes corrientes.
- Necesitan de potencia reactiva para la excitación. La solución estándar es agregar un banco de condensadores para abastecer la potencia reactiva localmente.
- Inversores de potencia, son los principales responsables de inyectar armónicas a la red, cuando no se incorporan los filtros de armónicas correspondientes. Con la tecnología actual este problema cada vez se atenúa.

5.2.- Problemas de calidad de servicio eléctrico

Los principales problemas de calidad de servicio que pueden ser afectados por la Generación Distribuida son:

- Confiabilidad: Para poder mejorar la confiabilidad, la Generación Distribuida debe ser capaz de servir a los consumos cuando el sistema no puede.
- Regulación de voltaje: Se distinguen 3 casos:
 - La inyección de potencia variable induce a variaciones de voltaje.
 - Cuando el generador se coloca lejos de alguna subestación, es difícil insertar el generador sin producir cambios en la red.

- Las repentinas conexiones y desconexiones de los generadores producto de fallas en el sistema pueden resultar en cambios de voltaje.
- Parpadeos de voltaje (flickers), debido a fluctuaciones en el voltaje.
- Bajas de voltaje (Voltage sag), La generación distribuida puede o no ayudar dependiendo de la tecnología de generación y del lugar de interconexión.

El problema de calidad de servicio que se considerará en esta tesis es el de regulación de voltaje.

5.3.- Modelación de cargas

La modelación de cargas es una difícil tarea debido a varios factores, que incluyen: [IEEE Task Force, 1993]

- Una gran diversidad de naturaleza de componentes en el sistema.
- Cambios en la composición de la carga dependiendo del día y semana, además del factor estacionalidad y clima.
- No conocer con precisión la composición de la carga
- Incertidumbres en los comportamientos de los diferentes componentes, particularmente para grandes variaciones de voltaje o frecuencia.

Para modelar el sistema en estudio es necesario un modelo de cargas, el cual es una representación matemática de la relación entre una barra (magnitud de voltaje y frecuencia) y la potencia (activa y reactiva) o corriente que llega a la barra.

Los dos modelos de carga más utilizados son: [IEEE Task Force, 1993]

- El modelo polinomial de carga, el cual es un modelo de carga estático que representa las relaciones de potencia con la magnitud de voltaje con una ecuación polinomial, usualmente de la siguiente manera:

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (5.1)$$

$$Q = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \quad (5.2)$$

Los parámetros de este modelo son los coeficientes a_1 hasta a_6 . Este modelo se denomina “ZIP” debido a que es la suma de cargas de impedancias constantes (Z), corrientes constantes (I) y potencias constantes (P). V_0 es el voltaje nominal y P_0 y Q_0 son las potencias consumidas a voltaje nominal.

- El modelo exponencial de carga, el cual también es un modelo estático de carga que representa las relaciones de voltaje como una ecuación exponencial, de la siguiente manera:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (5.3)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (5.4)$$

Los parámetros de este modelo son los exponentes, n_p y n_q . La carga se puede representar por potencia constante, corriente constante o impedancia constante si estos exponentes toman valores 0,1 o 2 respectivamente.

6.- Modelo y metodología propuesta para estudios de interconexión a la red eléctrica

6.1.- Modelo de cadena de conversión de energía

El modelo de la cadena de conversión de energía por medio de la tecnología OWC para estudios de interconexión eléctrica se resume en la Figura 41.

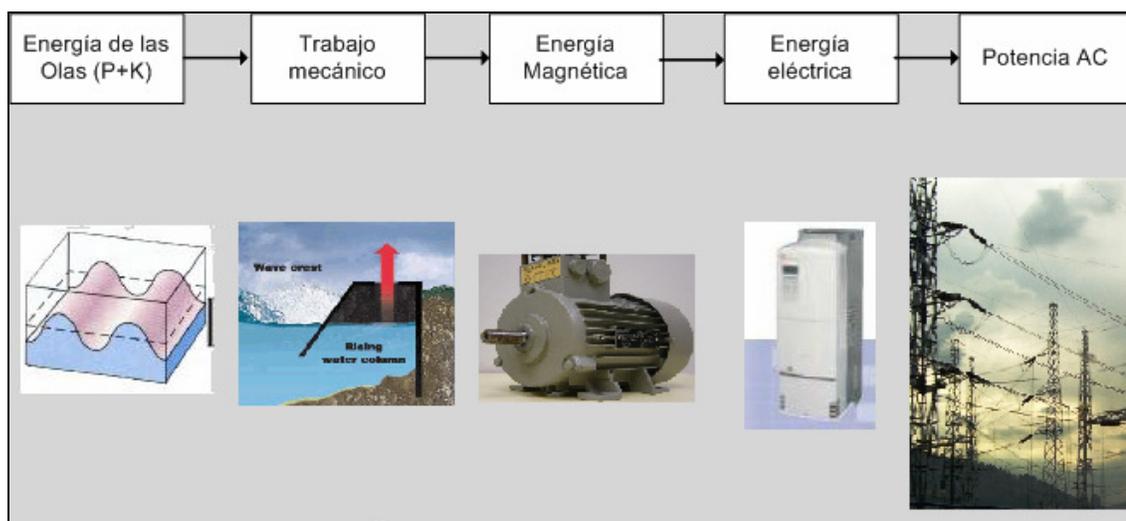


Figura 41: Modelo de la cadena de conversión de energía separado en las etapas de simulación

Las etapas de modelación se describieron en los capítulos anteriores, la red eléctrica no puede modelarse de manera estándar por lo que debe utilizarse una red de prueba como la que se utilizará en los siguientes capítulos.

El modelo completo se resume en la Figura 42 y Figura 43, en la primera se muestran todas las entradas que se requieren y en la última todas las salidas que se obtienen.

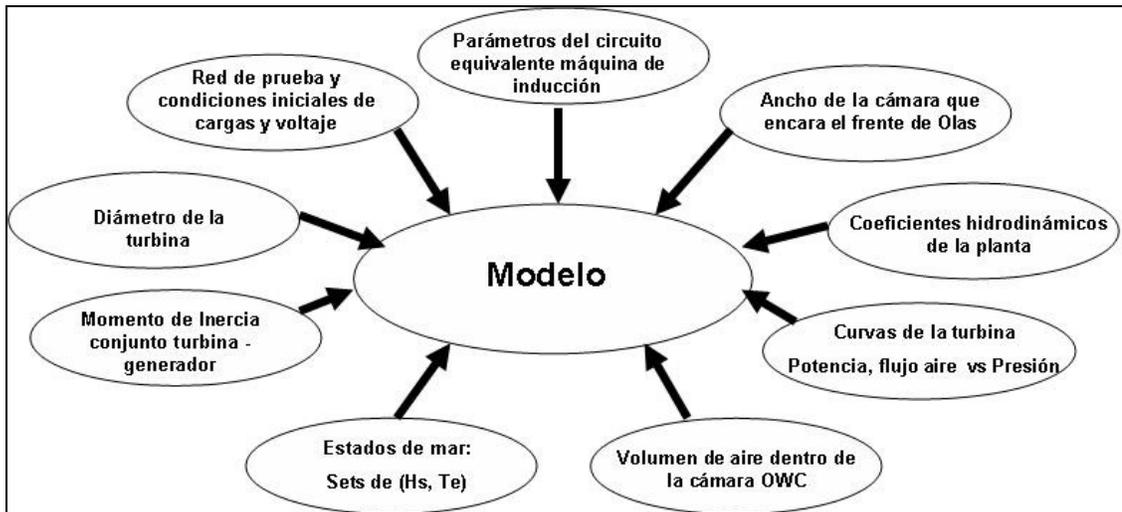


Figura 42: Entradas necesarias para poder modelar la cadena de conversión de energía

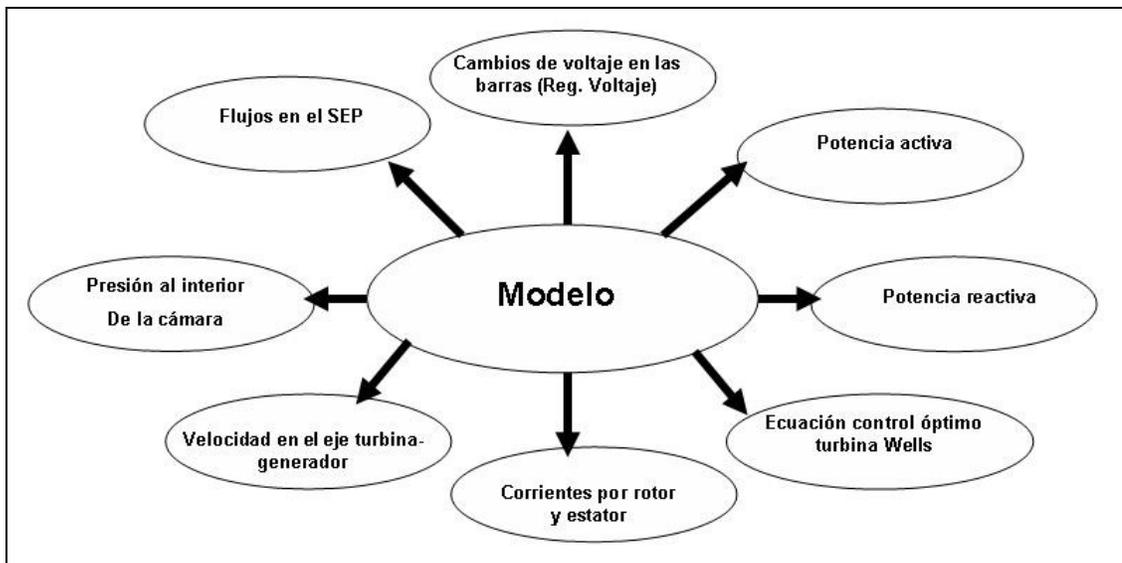


Figura 43: Salidas del modelo

6.2.- Metodología para evaluar el impacto en un Sistema de Distribución

A continuación se muestra la metodología que utiliza el modelo del punto anterior para evaluar el impacto que se produce en el sistema de distribución cuando se interconecta este tipo de generación.

6.2.1.- Datos necesarios:

1. Régimen de Olas en la zona exacta donde se instalará el OWC.
2. Coeficientes hidrodinámicos del OWC y curvas de operación de la turbina.
3. Parámetros y topología de la red de distribución, tales como:
 - a. Parámetros de resistencia y reactancia de la red de distribución
 - b. Demandas máximas y mínimas en cada nodo
 - c. Número y parámetros de transformadores como potencia nominal y parámetros de resistencia y reactancia.
 - d. Niveles de voltaje nominal en cada barra del alimentador

6.2.2.- Metodología

1. De acuerdo al régimen de Olas obtener la regla de control óptimo maximizando la ecuación (3.25).

2. Mediante un software de simulación de flujos de potencia correr el caso en demanda máxima y mínima para ajustar los taps y obtener los perfiles iniciales de voltaje.
3. Obtener el nivel de pérdidas con la configuración en demanda máxima y demanda mínima en el sistema de distribución.
4. Estudiar inyecciones de potencia en cada barra cercana a la costa y obtener el valor de potencia que llega al límite de cambio de voltaje ante inyección de un generador según la norma técnica (+6% en el punto de acoplamiento común de barra de Media Tensión [CNE, 2007] y 1.07 voltaje en p.u. en otra barra que no sea la de PCC), escogiendo el mínimo valor entre demanda máxima y demanda mínima. También estudiar el nivel de pérdidas que se produce para un posterior análisis económico de las pérdidas.
5. De 4 se obtiene el rango de potencia que puede operar un generador distribuido. Si es menor que la potencia nominal del generador OWC, se debe ajustar el controlador.

Como se puede observar, no se puede realizar un estudio general para luego parametrizarlo a una zona. Por lo que los resultados dependerán de cada zona estudiada de acuerdo a los datos de entrada antes descritos.

7.- Aplicación del modelo y la metodología propuesta para evaluar la interconexión de un OWC

Para mostrar la aplicación del modelo y la metodología antes descrita se estudiará una zona de la costa de Chile ubicada en Chanco séptima región. Para realizar aquello se conectará un generador OWC en dos barras del sistema eléctrico de esta zona y se mostrará como resultado la velocidad de rotación del conjunto turbina - generador, la potencia generada y el perfil de voltaje obtenido.

7.1.- Datos de entrada de la simulación

7.1.1.- Régimen de Olas

No se han realizado mediciones de Olas en la zona de Chanco por lo que en este estudio se utilizarán los datos de Olas informados por el SHOA en la zona de Constitución, por ser una zona cercana a Chanco.

Como no se cuenta con la estadística del régimen de Olas para profundidades pequeñas, es necesario aplicar un factor de corrección a la altura significativa en profundidades mayores. De acuerdo a [Henrique, Alves y Melo, 2001] se demuestra que la energía de Olas se mantiene en la misma frecuencia a través de todo el proceso de refracción, por lo que no se aplicará factor de corrección al periodo.

El factor de corrección dependerá de cada zona estudiada, ya que depende del lecho marino (refracción) y la topografía de la línea costera (difracción y refracción). Como no se cuenta con un atlas o un modelo matemático que indique el potencial promedio, se utiliza el mismo factor empleado en el estudio de un OWC en Foz de Douro, Portugal [Gato, 2005]:

$$H_{sloc} = \begin{cases} H_s & \text{si } H_s < 1 \text{ m} \\ -0.0375 + 1.075 \cdot H_s - 0.0375 \cdot H_s^2 & \text{si } H_s \geq 1 \text{ m} \end{cases} \quad (7.1)$$

7.1.2.- Coeficientes hidrodinámicos utilizados y curvas de la turbina

En este trabajo se emplean los coeficientes hidrodinámicos calculados para la Isla Pico para obtener simulaciones más cercanas a la realidad. El gráfico de estos coeficientes se ilustró en las Figura 24 y Figura 25.

La curva experimental de la turbina utilizada es la obtenida para el prototipo de la Isla Pico Azores, ella se ilustró en la Figura 22.

Como se observa, existe un valor para la presión donde se aprecia que si ésta aumenta la potencia mecánica disminuye debido a la aerodinámica de la turbina Wells. Una manera de prevenir aquello es implementar válvulas en serie o en paralelo con la turbina. Para mantener el modelo lineal se asume que las válvulas están implementadas y que la curva en la Figura 22 se modifica para $|\Psi| \geq \Psi_{cr}$ $|\Pi| = \text{constante} = \Pi_{\max}$. [Falcao, 2002], donde Ψ es la presión adimensional, Π es la potencia mecánica adimensional y Π_{\max} es su valor máximo.

7.1.3.- Parámetros de la estructura OWC y turbina

Los parámetros utilizados para la estructura OWC están dados en la Tabla 3:

TABLA 3: PARÁMETROS ESTRUCTURA OWC Y TURBINA

Símbolo	Nombre	Valor
J	Momento de Inercia conjunto turbina-generador	595 $kg \cdot m^2$
b	Ancho de la cámara	12 m
d	Diámetro de la turbina	2,3 m
k	Constante K (ecuación (3.16))	0,6803
p_a	Presión Atmosférica	101300 Pa
V_0	Volumen de aire dentro de la cámara	1050 m^3
ρ_w	Densidad del agua de mar	1025 $\frac{kg}{m^3}$
ρ_a	Densidad del aire	1,25 $\frac{kg}{m^3}$

7.1.4.- Parámetros circuito equivalente máquina de inducción

Los parámetros utilizados para el circuito equivalente de la máquina de inducción fueron descritos en la Tabla 2, y corresponden a los mismos empleados en el prototipo de la isla Azores.

7.1.5.- Red de prueba

La red eléctrica en estudio, corresponde a un alimentador rural costero el cual se muestra en la Figura 44. Este sistema representa al Sistema Interconectado Central como un equivalente de Thévenin.

Este alimentador cuenta con 3 niveles de voltaje: 66 kV, 23 kV y 13.2 kV, representados en el esquema con colores diferentes.

Los parámetros de esta red eléctrica y sus consumos en demanda máxima y demanda mínima se describen en el Anexo I

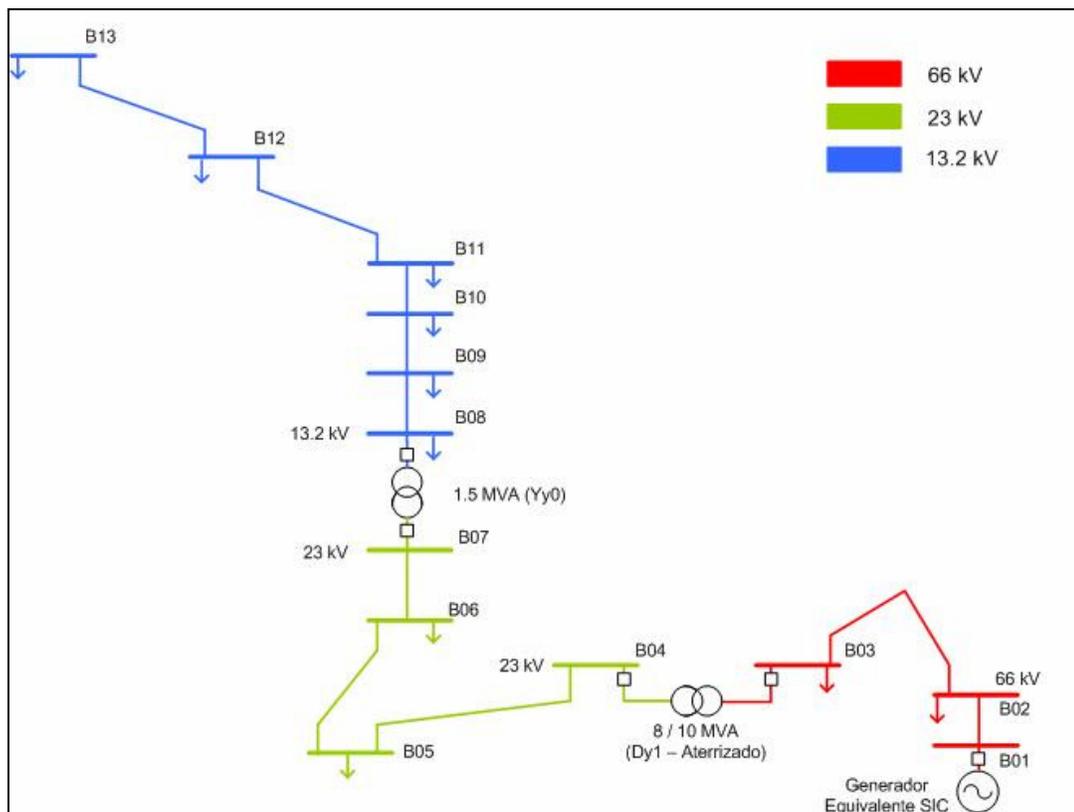


Figura 44: : Red de Chanco, se preserva la forma física del alimentador, para ilustrar que desde la barra 13 hasta la barra 05 está frente a la costa

En ausencia de información de composición de la carga se representa a la potencia activa como corriente constante y a la potencia reactiva como impedancia constante [IEEE Task Force, 1993], por lo que los exponentes de (5.3) y (5.4) son $n_p=1$ y $n_q=2$.

7.2.- Aplicación de la metodología

7.2.1.- Regla de control óptimo

El primer resultado es la regla de control óptimo maximizando la ecuación (3.25) para cada estado de mar, asumiendo lo enunciado en (3.35) y (7.1). Así los resultados se ordenan en un gráfico como el mostrado en la Figura 45. Como se puede observar hay muchos estados que alcanzan la velocidad máxima de rotación de la turbina por lo que no pueden llegar al óptimo que entregaría (3.25).

Para este caso de estudio la curva encontrada es:

$$\bar{P} = 7.8648 \cdot 10^{-6} \cdot N^{3.3029} \text{ [kW]} \quad (7.2)$$

Una manera de programar esta curva en el controlador e integrar en la misma las restricciones es la siguiente: [Falcao, 1999]

$$\bar{P} = 7.8648 \cdot 10^{-6} \cdot \left[1 + \left(\frac{\alpha N_{\max}}{N_{\max} - N} \right)^{\beta} \right] \cdot \left[1 - \left(\frac{v N_{\min}}{N - N_{\min}} \right)^{\theta} \right] \cdot N^{3.3029} \quad (7.3)$$

Donde α , β , v y θ son constantes, sus valores en principio son: [Falcao, 1999] :

$\alpha=0.05093$, $\beta=2$, $v=0.0191$ y $\theta=4$, y ellos deben ser sintonizados para la zona en estudio para limitar potencias máximas permitidas por debajo de la potencia nominal.

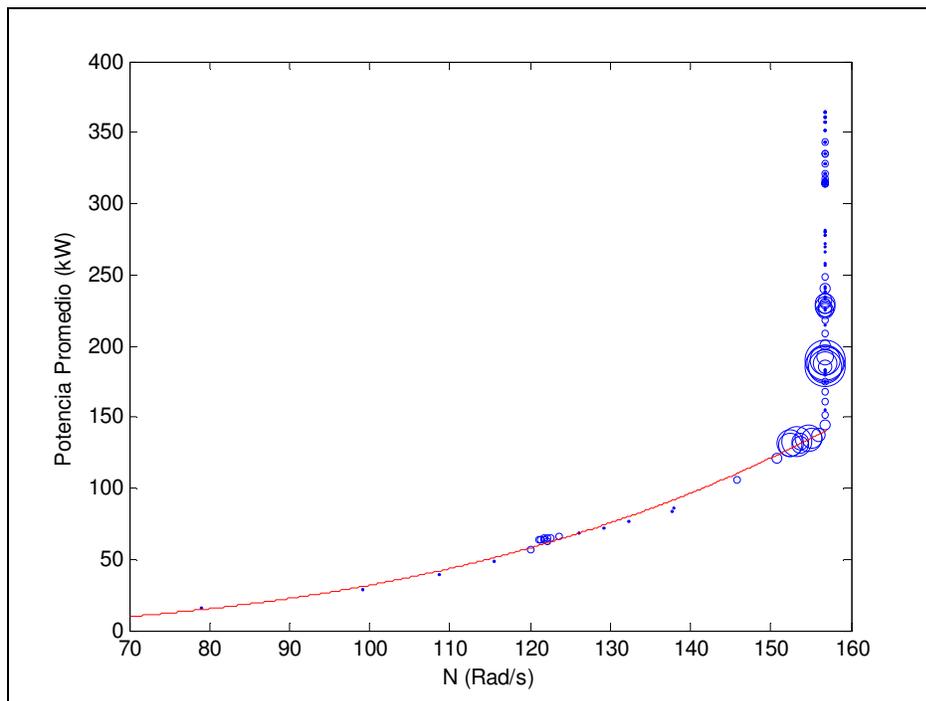


Figura 45: Gráfico que ordena cada estado de mar con la velocidad óptima de la turbina y la potencia que se entrega a esa velocidad. El área de cada círculo es proporcional a la contribución de cada estado de Mar al clima de Olas de la zona.

7.2.2.- Flujos de potencia

7.2.2.1.- Demanda Máxima

El perfil inicial para carga máxima se logra cambiando los taps de los transformadores de la Figura 44 en un 5%, este perfil se resume en la Tabla 4 y en la Figura 46.

Tabla 4: Voltajes iniciales en cada barra para condición de carga máxima en p.u.

Barra 2	0.989
Barra 3	0.976
Barra 4	1.025
Barra 5	0.978
Barra 6	0.969
Barra 7	0.964
Barra 8	1.013
Barra 9	1.003
Barra 10	0.988
Barra 11	0.976
Barra 12	0.966
Barra 13	0.956

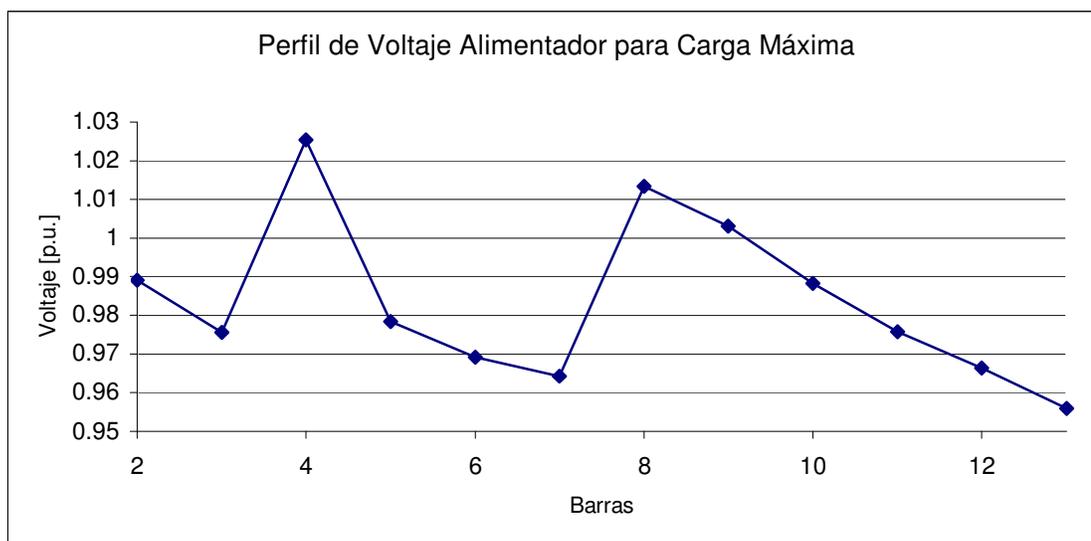


Figura 46: Perfil de voltaje en el alimentador para carga máxima

7.2.2.2.- Demanda Mínima

El perfil inicial para carga mínima se logra cambiando sólo el tap del transformador de 23 a 13.2 kV en 2.5%, este perfil se resume en la Tabla 5 y en la Figura 47.

Tabla 5: Voltajes Iniciales en cada barra para condición de carga mínima

Barra 2	1.019
Barra 3	1.014
Barra 4	1.014
Barra 5	0.997
Barra 6	0.992
Barra 7	0.990
Barra 8	1.015
Barra 9	1.011
Barra 10	1.003
Barra 11	0.996
Barra 12	0.988
Barra 13	0.978

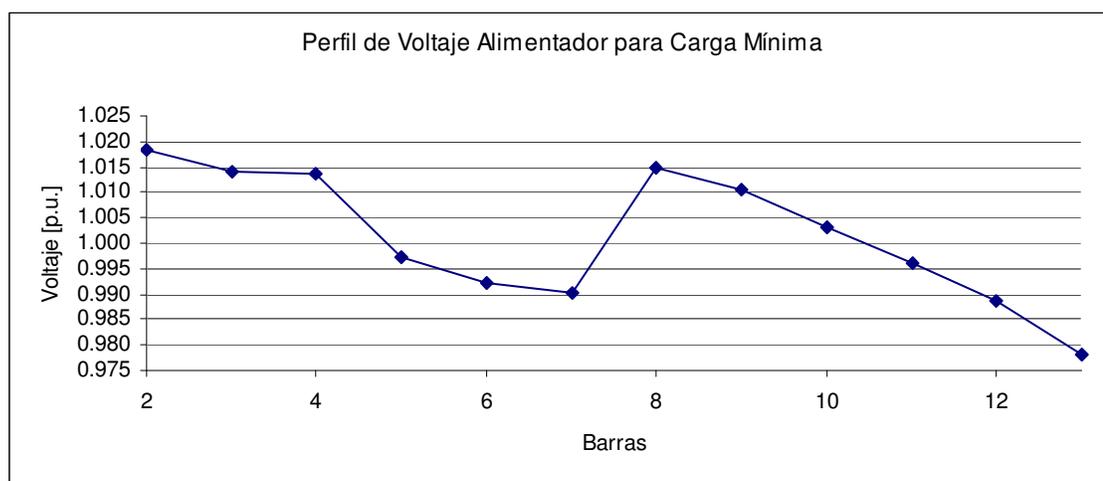


Figura 47: Perfil de voltaje en el alimentador para carga mínima

7.2.3.- Nivel de pérdidas

7.2.3.1.- Demanda Máxima

Las pérdidas de potencia en las líneas se resumen en la Tabla 6

Tabla 6: Pérdidas de potencia activa y reactiva en el caso base de Demanda Máxima

Perd. P	kW	Perd. Q	Kvar
P_1213	1.61	Q_1213	0.43
P_1112	1.96	Q_1112	0.53
P_1011	4.14	Q_1011	1.11
P_910	5.51	Q_910	1.61
P_89	5.83	Q_89	1.98
P_67	3.34	Q_67	1.13
P_56	8.09	Q_56	2.86
P_45	99.83	Q_45	61.56
P_23	64.46	Q_23	70.90
Suma	194.75	Suma	142.11

7.2.3.2.- Demanda mínima

Tabla 7: Pérdidas de potencia activa y reactiva en el caso base de Demanda Mínima

Perd. P	kW	Perd. Q	Kvar
P_1213	1,62	Q_1213	0,43
P_1112	1,27	Q_1112	0,34
P_1011	1,45	Q_1011	0,39
P_910	1,68	Q_910	0,49
P_89	1,26	Q_89	0,43
P_67	0,72	Q_67	0,24
P_56	2,74	Q_56	0,97
P_45	13,90	Q_45	8,57
P_23	7,06	Q_23	7,76
Suma	31,70	Suma	19,63

7.2.4.- Inyecciones de potencia

Realizando un análisis con el modelo presentado para las barras 13 a 5 ya que son las barras más cercanas a la costa, se obtienen los valores máximos de potencia que se pueden inyectar sin violar el límite máximo de voltaje de un +6% de su voltaje antes de la conexión en el PCC.

El resultado del análisis se muestra en la Tabla 8 y Tabla 9.

Tabla 8: Resultados del análisis para Demanda Máxima

Barras				DDA Max	
	Voltaje Inicial (p.u.)	Voltaje Max permitido (p.u.)	Pot Max (kW)	Pérdidas Pot Max(kW)	
13	0,971	1,029	254,8	157,24	
12	0,981	1,040	360,7	148,19	
11	0,991	1,050	494	138,99	
10	1,003	1,063	708,4	130,08	
9	1,018	1,070	1039,1	116,01	
8	1,028	1,070	1206,8	110,33	
7	1,028	1,070	1207,7	110,3	
6	1,028	1,070	1500	101,37	
5	1,028	1,056	1500	103,1	

Tabla 9: Resultados del análisis para Demanda Mínima

Barras				DDA Min	
	Voltaje Inicial (p.u.)	Voltaje Max Permitido (p.u.)	Pot Max (kW)	Pérdidas Pot Max(kW)	
13	0,968	1,026	251,6	20,86	
12	0,979	1,037	354,3	22,85	
11	0,986	1,045	481,7	25,66	
10	1,003	1,063	664,8	30,07	
9	1,001	1,061	1154,8	43,11	
8	1,006	1,066	1500	46,53	
7	1,006	1,057	1500	46,71	
6	1,006	1,047	1500	37,52	
5	1,006	1,034	1500	29,91	

Como se puede observar, en las barras más alejadas, el caso de Demanda Mínima fija el valor de potencia máxima inyectable en ese punto. A partir de la barra 9 hacia abajo, el caso de Demanda Máxima empieza a limitar la potencia inyectable. Aquello se justifica por el ajuste del tap del último transformador que para el caso de Demanda Máxima, tuvo que elevar el voltaje a un valor mayor debido a la caída del voltaje aguas abajo.

En color amarillo se destacan los casos donde la restricción de elevar el voltaje como máximo en un +6% no es la restricción que se activa, sino que es la que estipula que no se puede elevar el voltaje en una barra sobre el 7% de su voltaje nominal.

7.2.5.- Ajuste de controlador

Si se emplea el controlador para producción máxima se estará sacando el máximo provecho al generador, pero debido a límites operacionales como los del punto anterior, a veces se requerirá disminuir la potencia máxima alcanzada. Esto se logra ajustando la velocidad de la máquina con el controlador de la ecuación (7.3).

Para calcular la velocidad máxima que debe girar la máquina para limitar la potencia, se debe recurrir a la ecuación que relaciona la velocidad de rotación con la potencia mecánica (3.14). Ocupando esta ecuación se puede calcular la velocidad para la potencia máxima requerida y establecerla como límite en el controlador.

7.2.6.- Conexión en la barra 11 y 13

Como ejemplo se mostrará una simulación en el tiempo para la barra 13, en el caso de demanda mínima donde por regulación de voltaje este generador no puede inyectar más de 251,6 kW a pesar de que el generador tiene una capacidad instalada de 470 kW. El régimen de Olas que se simulará es el caso más común encontrado en esta zona de estudio, es decir $H_s=2\text{m}$ y $T_e=10,3\text{ seg}$.

En las Figura 48 y Figura 49 se muestran los resultados del modelo en función de la potencia generada en la barra 13 para el caso de Demanda Máxima. Lo mismo se hace en las Figura 52 y Figura 53 para el caso de demanda mínima.

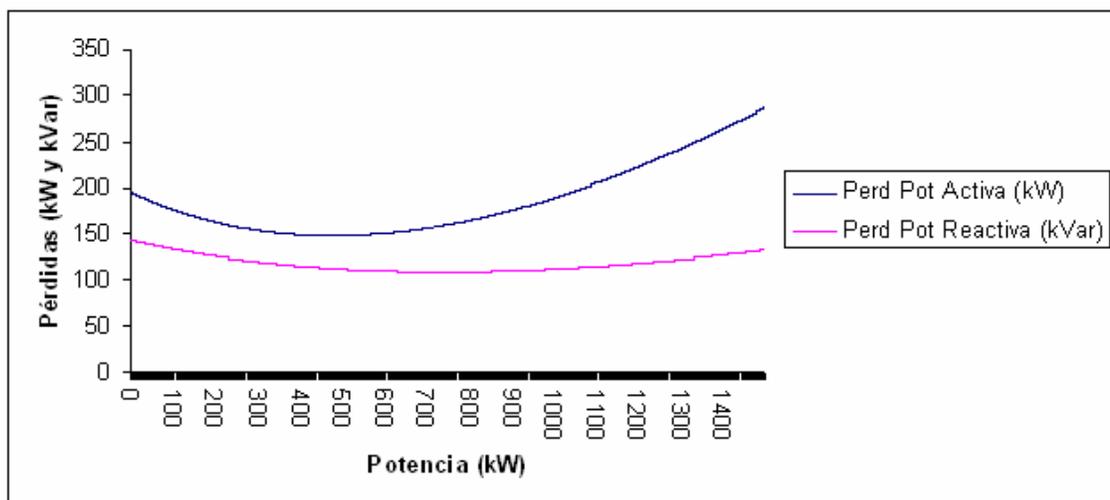


Figura 48: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 13

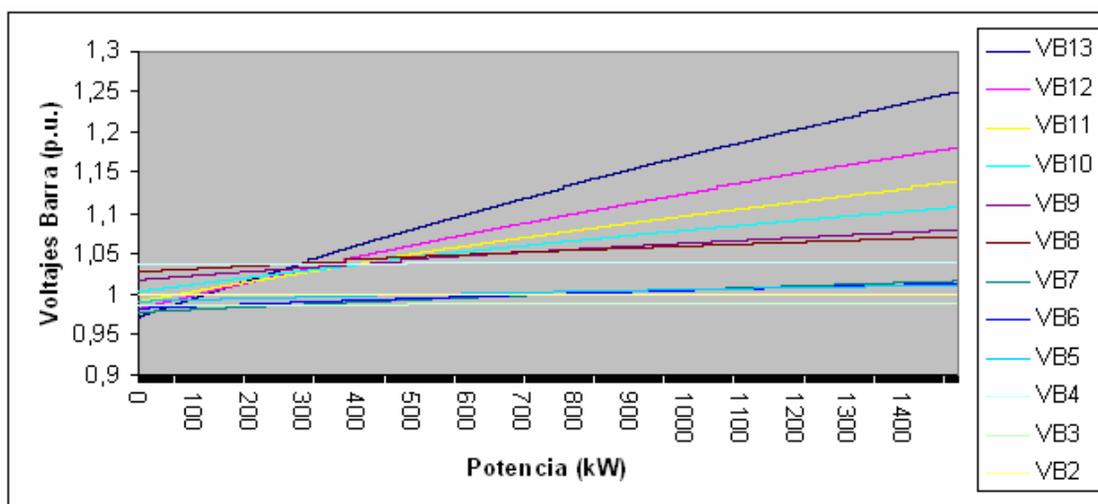


Figura 49: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 13

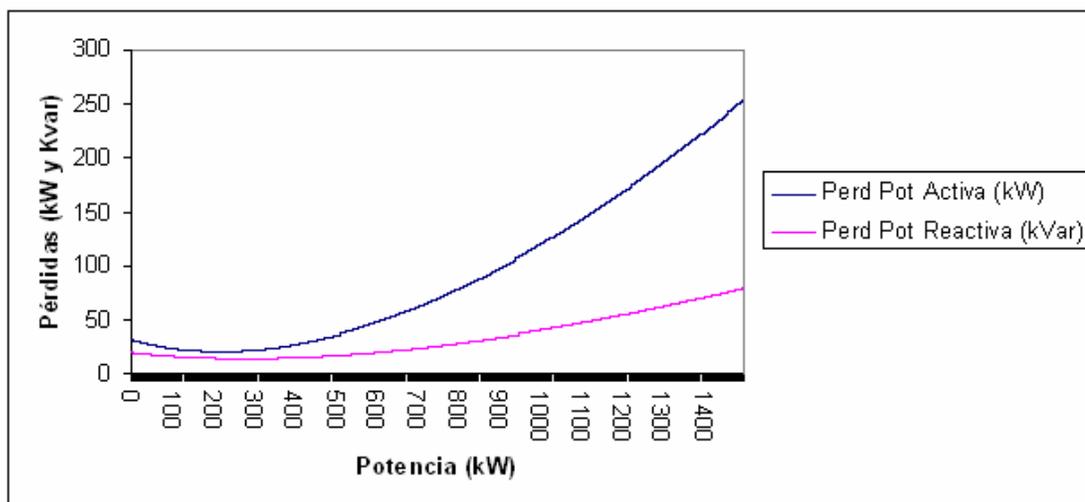


Figura 50: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 13

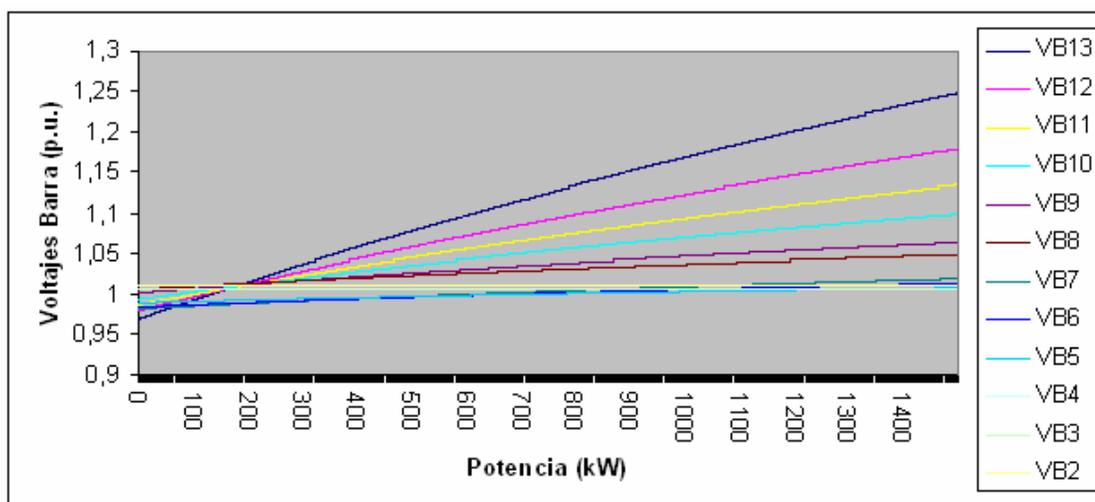


Figura 51: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 13

Los parámetros utilizados en (7.3) son: $\alpha=0.02$, $\beta=2$, $\nu=0.0191$ y $\theta=4$

A continuación en las Figura 52, Figura 53 y Figura 54 se muestran los resultados de las simulaciones.

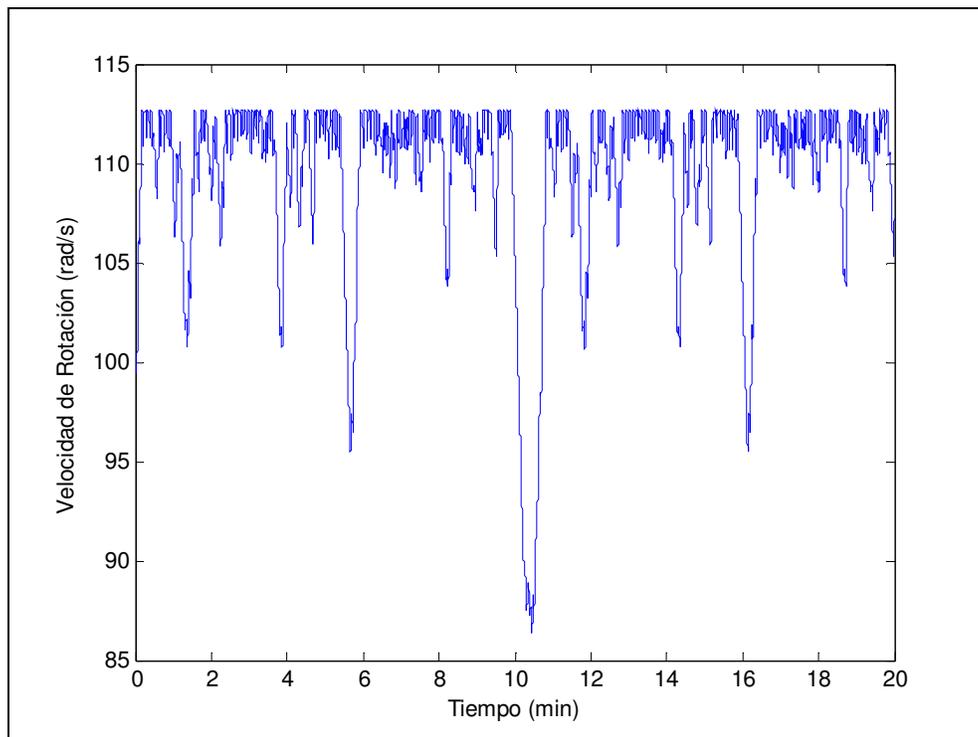


Figura 52: Velocidad de rotación para el caso de inyección en la barra 13

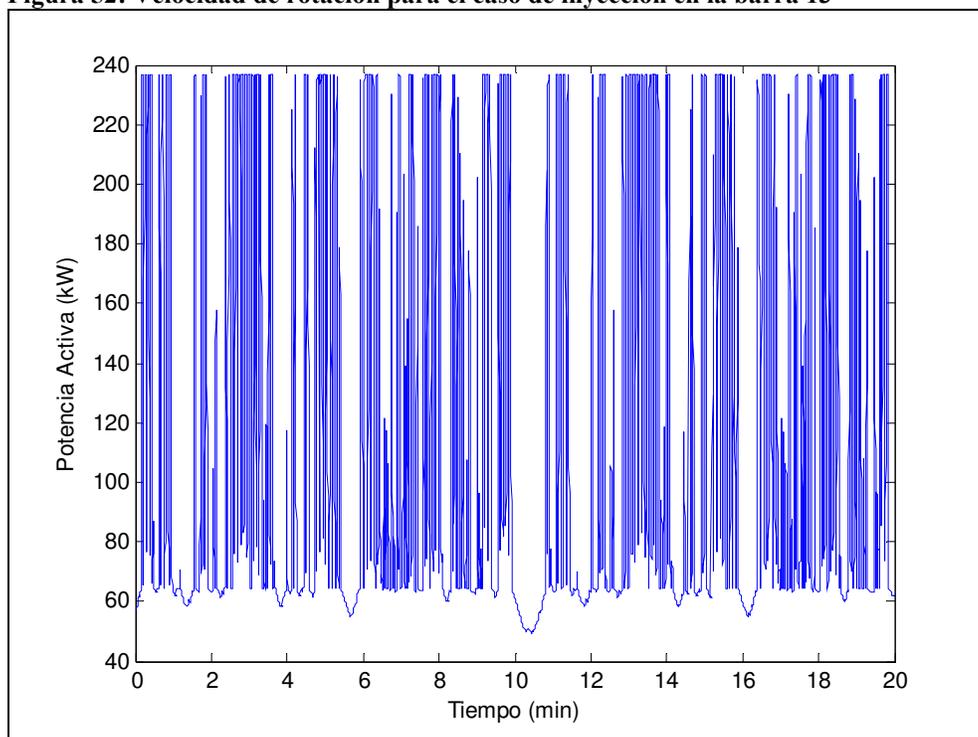


Figura 53: Potencia activa para el caso de inyección en la barra 13

La potencia promedio es de 121,88 kW

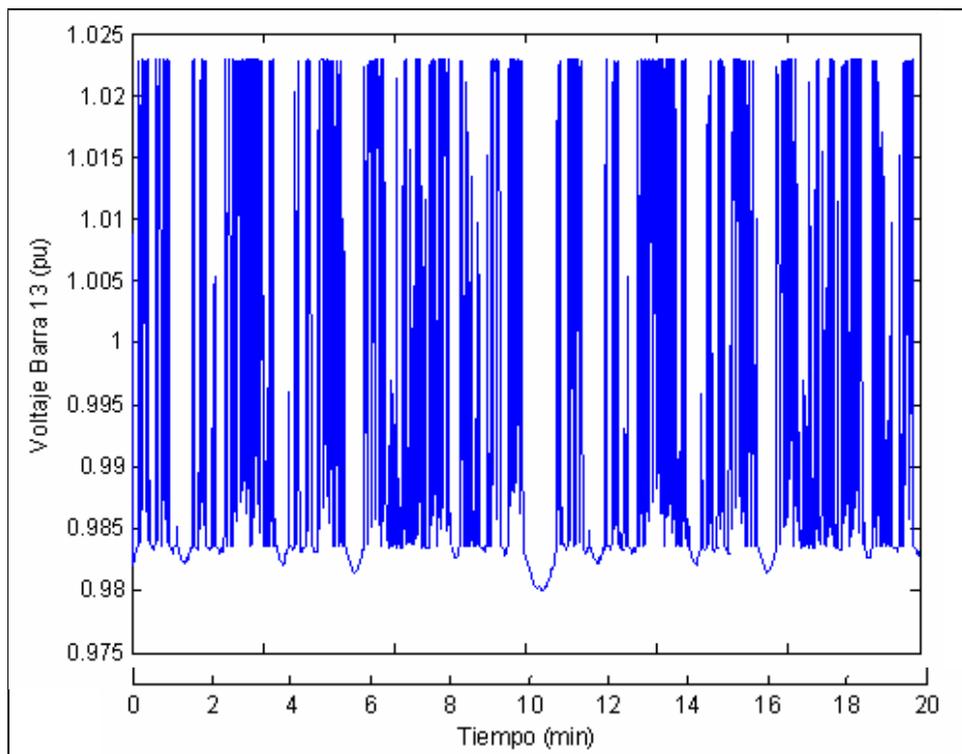


Figura 54: Voltaje en la Barra 13 para el caso de inyección en la barra 13

Ahora se presenta un caso sin restricción en la potencia inyetable, por ejemplo un generador de 470 kW de potencia instalada conectado a la barra 11.

En las Figura 55 y Figura 56 se muestran los resultados del modelo en función de la potencia generada en la Barra 11 para el caso de Demanda Máxima. Lo mismo se hace en las Figura 57 y Figura 58 para el caso de Demanda Mínima.

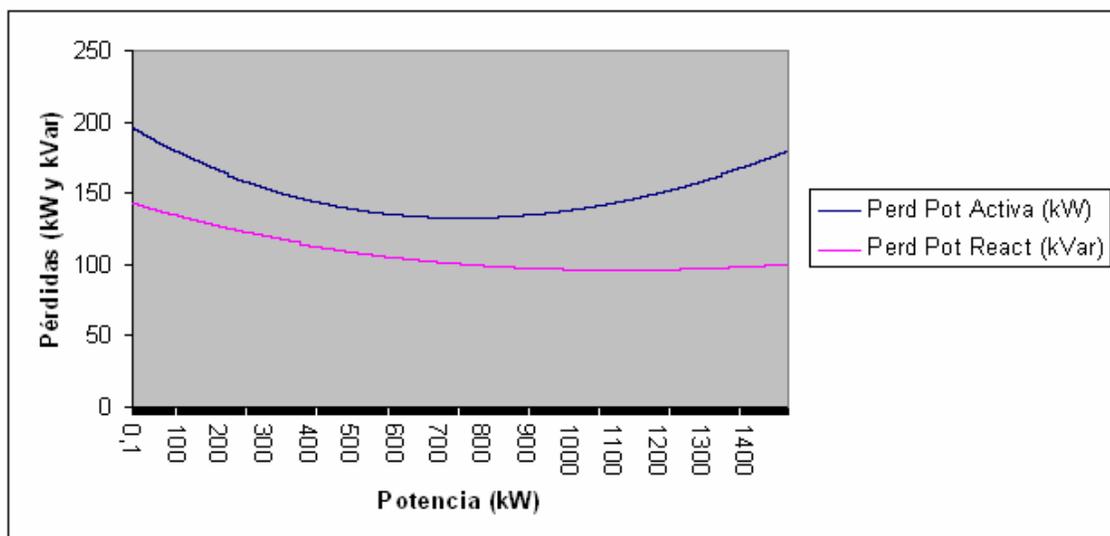


Figura 55: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 11

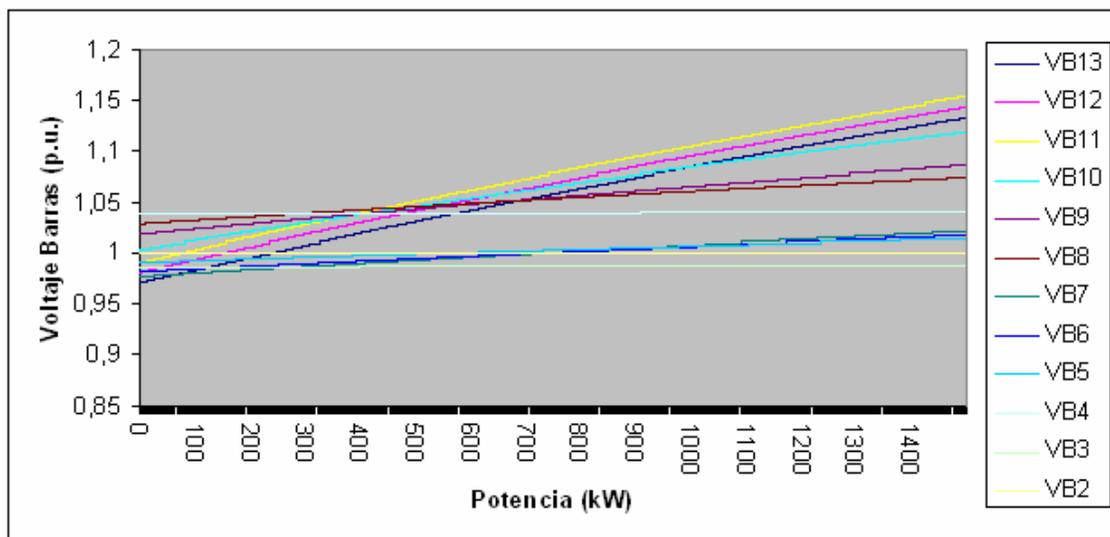


Figura 56: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 11

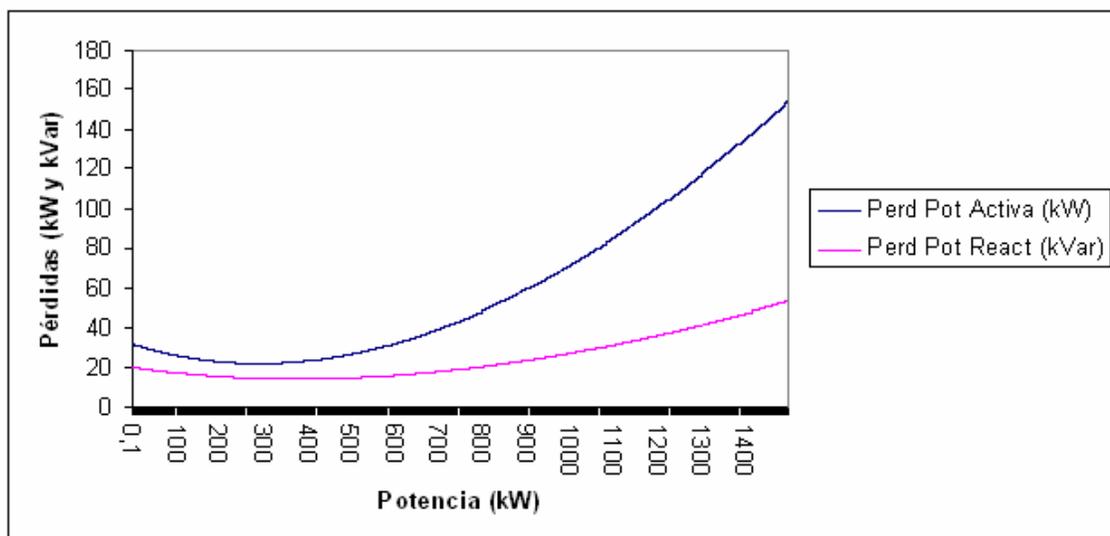


Figura 57: Pérdidas de potencia activa y reactiva en la red en función de potencia generada en barra 11

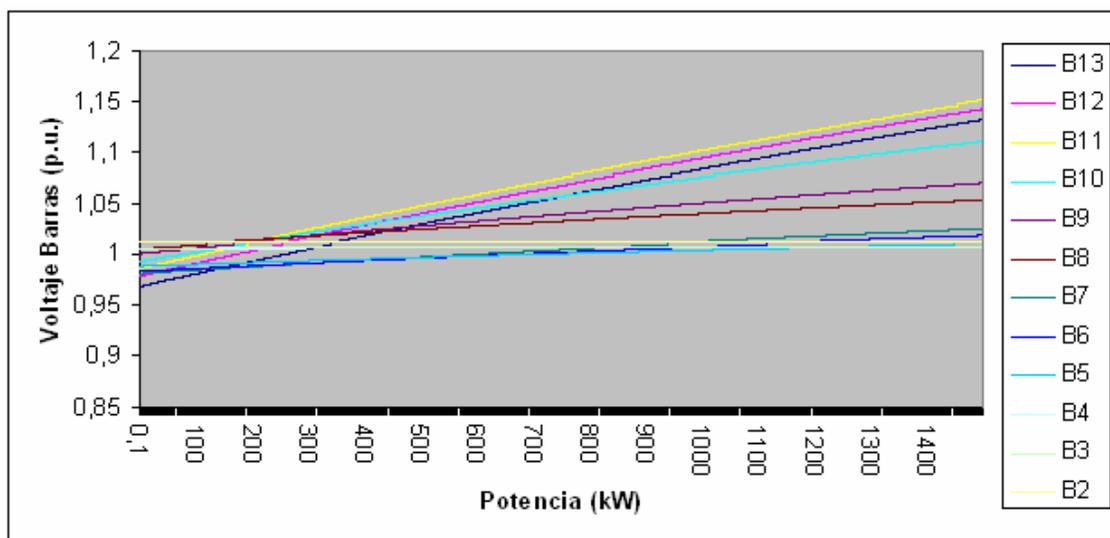


Figura 58: Voltaje en las barras en función de la inyección de potencia en la barra 11

Los parámetros utilizados en (7.3) son: $\alpha=0.06$, $\beta=2$, $v=0.0191$ y $\theta=4$

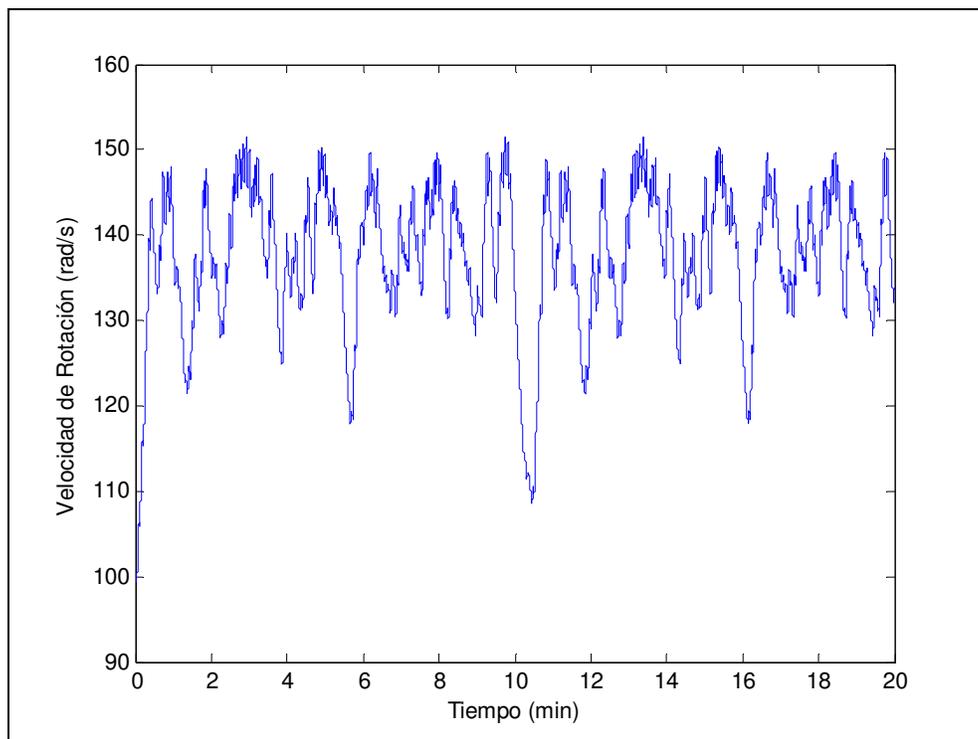


Figura 59: Velocidad de rotación para el caso de inyección en la barra 11

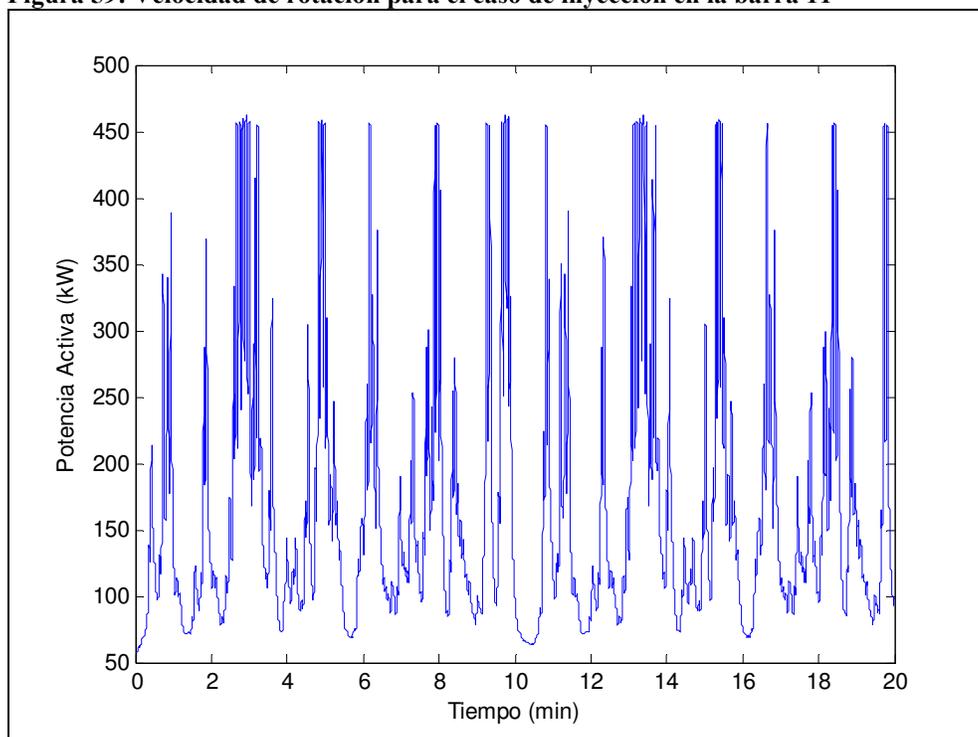


Figura 60: Potencia Activa para el caso de inyección en la barra 11

La potencia promedio es de 173,21 kW

Y el voltaje en la barra se muestra a continuación:

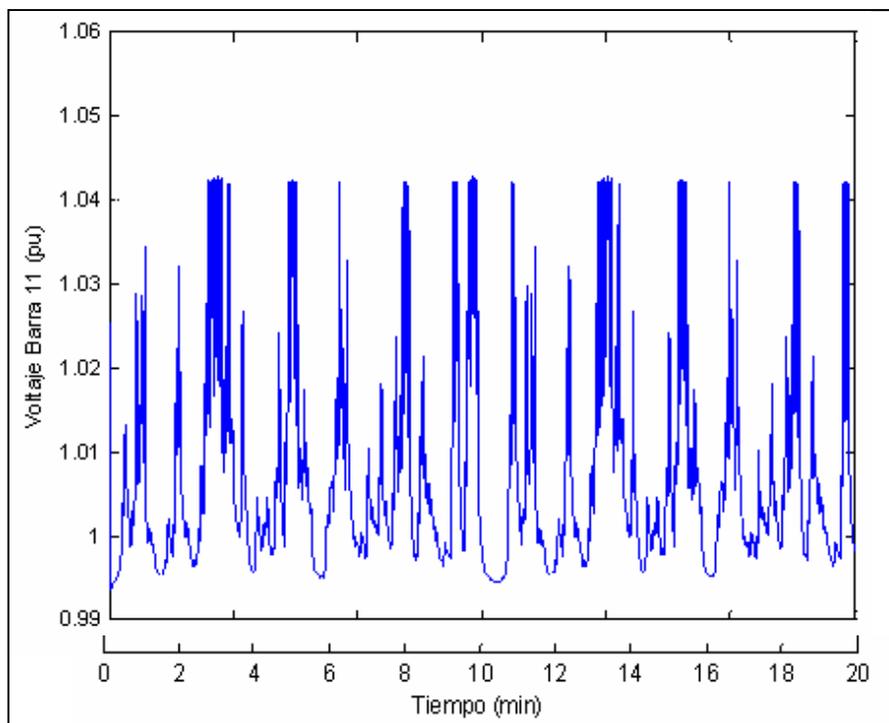


Figura 61: Voltaje en la barra 11 para el caso de inyección en la barra 11

7.2.7.- Conclusiones de la conexión de un OWC a la red eléctrica

De la aplicación del modelo electromecánico unido a la metodología propuesta en esta tesis, se pueden desprender varias conclusiones para factibilidades técnicas de conexión a nivel de ingeniería básica en la red eléctrica de Chanco, las que se describen a continuación:

- La potencia máxima inyectable permitida debido a limitaciones técnicas aumenta a medida que el punto de conexión se acerca a la barra del generador equivalente del Sistema Interconectado Central (SIC).

- Ante los casos analizados de demanda máxima y demanda mínima, el caso que limita la potencia máxima de inyección de un generador en las barras 13 a la 10 es el caso de demanda mínima, luego desde la barra 10 hacia abajo el caso que limita la potencia máxima inyectable es el caso de demanda máxima, debido a que es la barra 8 la que alcanza el límite permitido por norma técnica de +7% de su voltaje nominal aunque la inyección sea en una barra aguas arriba. Aquello sucede por el ajuste del tap del transformador que tuvo que elevar la tensión a un nivel mayor que en el caso de demanda mínima debido a la carga presente en el alimentador.
- El ajuste del controlador limita la potencia máxima inyectable aunque el recurso energético sea mayor. Cabe indicar que la energía no aprovechada se pierde por lo que no se aprovecha bien el recurso energético.
- Para ajustar el controlador, es necesario variar el valor de α en la ecuación (7.3) ya que se pueden encontrar casos donde la corriente por el inversor de la máquina pierda la linealidad del control y supere los 500 Amperes permitidos.
- Las demandas máximas y mínimas en cada barra determinan la potencia neta que se distribuirá por el alimentador, aquello es importante al momento de evaluar el nivel de pérdidas que se reducirán por la inclusión del generador.
- De los casos analizados siempre se reducen las pérdidas en el caso de demanda máxima a medida que la inyección se acercaba más al generador equivalente del SIC. Para el caso de demanda mínima esto variaba ya que las pérdidas tendían a aumentar hasta llegar a su máximo en la inyección en

la barra 7 para luego disminuir a medida que la inyección era más cercana al generador síncrono equivalente.

- Por último se concluye que la interconexión a la red de Chanco con un generador de este tipo es posible técnicamente, un análisis económico complementado por este tipo de análisis técnico ayudará a decidir la alternativa de conexión más conveniente.

8.- Conclusiones Generales

En la presente tesis se ha desarrollado un modelo matemático de cada uno de los componentes de la cadena de energía requeridos por la tecnología OWC. Esta cadena de energía une diferentes etapas en serie y se extiende desde la etapa inicial o de entrada, representada por la energía de las olas hasta la etapa final representada por el conjunto turbina-generador que realiza la inyección de potencia a la red eléctrica de distribución.

Las etapas de modelación que constituyeron el núcleo de esta Tesis y que fueron integradas con el objetivo de lograr una función de transferencia o sistema equivalente que vincule los parámetros fundamentales de la representación matemática de las Olas y la potencia de salida a la red eléctrica son:

- Las Olas, que corresponden a los datos de entrada de este modelo.
- El OWC, que corresponde al dispositivo mecánico que convierte la energía de olas en energía mecánica.
- La máquina eléctrica, que convierte la energía mecánica proveniente de la turbina en energía eléctrica.
- La red eléctrica, que transporta la energía generada a los consumos.

En este trabajo se otorgó especial importancia a la interconexión a la red eléctrica de la tecnología OWC modelada en detalle en cada uno de sus componentes, y teniendo como objetivo de control el problema técnico de las fluctuación de voltaje tanto en el punto o nudo de interconexión de esta tecnología a la red eléctrica, como en nudos

cercanos, como resultado de la variabilidad de la potencia de entrada proveniente de las Olas.

Esta investigación requirió el desarrollo e implementación computacional junto con la solución de los modelos matemáticos empleados para cada una de las etapas de la tecnología OWC, los cuales fueron validados con respecto a las publicaciones de la literatura técnica y sus aspectos principales se describen a continuación:

En el caso de las Olas, se aproximaron al oleaje real mediante una superposición de sinusoides de distinta amplitud y frecuencia, proveniente de un espectro de potencia ampliamente utilizado en la literatura de Ingeniería Oceánica. Además, se utilizaron números aleatorios para representar la naturaleza estocástica de la altura de las Olas, lográndose capturar la variabilidad típica que exhiben los espectros de Olas incidentes.

Para la modelación de la solución tecnológica OWC, representada por la cámara de aire, se empleó un conjunto de curvas de coeficientes hidrodinámicos que permitieron modelar la respuesta de la cámara ante la entrada de Olas para representar la respuesta que tiene la cámara ante distintos periodos de Olas. Aquellas curvas se obtienen de simulaciones externas con softwares especializados y se pueden ingresar como datos de entrada a esta modelación.

En lo que respecta a la turbina, se utilizó la turbina Wells que tiene la principal ventaja de rotar unidireccionalmente a pesar del cambio de sentido del flujo de aire en los procesos de llenado y descarga de la cámara y ser un componente -hasta la fecha- insustituible en las soluciones tecnológicas del tipo OWC. Para la modelación de la turbina Wells se emplearon curvas experimentales obtenidas de la literatura técnica. Aquellas curvas permiten relacionar la variable de presión con distintas variables esenciales para el cálculo de potencia generada.

Para modelar la conversión electromecánica se empleó una máquina de inducción que en la literatura técnica recibe el nombre de SRES, y que permite dividir la potencia mecánica entre rotor y estator y también dimensionar la máquina a una menor potencia que la que entregaría a potencia máxima. Se emplea una máquina de este tipo ya que para obtener la máxima extracción de potencia, la velocidad de la máquina debe ajustarse a la altura y periodo de las Olas incidentes. Un aspecto relevante a destacar en la modelación del SRES es que se emplea el modelo en régimen permanente de máquina de inducción, debido a que las constantes de tiempo involucradas en este problema son lentas en comparación a las componentes electromagnéticas de ella. Por otra parte, incluir esta modelación elevaría los tiempos de simulación considerablemente y se obtendrían resultados similares a los presentados.

En relación a la interconexión a la red eléctrica, debido al tamaño esperado de los generadores, por lo general menores a 2 MW, ellos se conectarán en la mayoría de los casos en redes de media tensión (12; 13.2; 13.8; 15 o 23 kV) cercanas a la costa, las que generalmente corresponden a redes rurales que son débiles (baja potencia de cortocircuito) desde el punto de vista eléctrico. Por este motivo se realizó un detallado análisis del impacto que tiene la variabilidad de la potencia inyectada sobre la tensión de la barra de conexión y también en barras cercanas de la red de media tensión.

En las simulaciones realizadas del modelo completo desarrollado, se analizó y mostró cómo se afecta la calidad de servicio en el parámetro de fluctuaciones de voltaje de la barra o nudo de conexión y barras cercanas, cuando se conecta un generador de este tipo en diversos puntos de la red de media tensión. El controlador desarrollado, permitió en todos los casos de estudio, determinar y regular la cantidad máxima de potencia que se permite inyectar en la barra o nudo de conexión sin sobrepasar los límites de variación de tensión establecidos en la normativa técnica vigente. La estrategia de control implementada en el inversor de la máquina eléctrica, funcionó siempre de manera correcta para que el sistema extraiga siempre el máximo de potencia

disponible. En el caso de que la potencia inyectada afecte el valor de fluctuación de voltaje sobre su valor permitido de manera automática el modelo la limitará.

8.1.- Sugerencias para trabajos de investigación futuros

Esta tesis abre varios caminos para el estudio de este tipo de tecnología OWC. A continuación se nombran algunos de los tópicos que alguna vez fueron pensados ser incluidos en este trabajo pero que debido a lo extenso de ello, fue imposible abordarlos:

- Desarrollar un modelo económico de este tipo de tecnología, hay que destacar que los costos de este tipo de tecnología dependen fuertemente del lugar donde se instalen, ya que son muchas las variables que influyen. De acuerdo a la bibliografía revisada, es muy conveniente aprovechar las estructuras de rompeolas como el lugar donde se instalará la cámara del OWC y así hacer que sea un subproducto de otra inversión.
- Los coeficientes hidrodinámicos, son un aspecto fundamental para el diseño óptimo de este tipo de tecnología. Dependen fuertemente de la estructura OWC y batimetría del lugar. Para un desarrollo futuro es indispensable trabajar sobre la adquisición y registro de estas variables ya que serán un aspecto clave para definir la inversión.
- Control de la máquina de inducción doblemente alimentada sobre la potencia reactiva. Como se observó esta variable no puede ser compensada de forma total y para simplificar el análisis se limitó sólo al control de la potencia activa inyectada a la red. Sin duda será fundamental estudiar su aplicación para reducir el costo en condensadores a la salida de los terminales de la máquina.

- Para el análisis en una red de distribución es necesario contar con la mayor información de la demanda agregada de las redes de media tensión, tal como su naturaleza, la coincidencia de sus consumos y su crecimiento futuro. En este trabajo se trabajó con valores informados por la empresa de distribución de la zona, pero trabajar más sobre estas variables sin duda podrán cambiar la conclusión de potencia máxima inyectada en alguna barra.

BIBLIOGRAFIA

Armada de Chile,

http://www.armada.cl/p4_armada/site/artic/20041022/pags/20041022112719.html

Baddour, Emile (2004), Energy from waves and tidal currents Towards 20yy?

Baghzouz, y. (2006), Some General Rules for Distributed Generation – Feeder Interaction. *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. 18-22 June 2006.

Boon, J., (2004). *SECRETS OF THE TIDE: Tide and Tidal Current Analysis and Predictions, Storm Surges and Sea Level Trends*. West Sussex, UK: Horwood Publishing, Ltd. 300 pp.

Boud, R., (2003) Status and Research and Development Priorities: Wave and Marine Current Energy, *UK Dept. of Trade and Industry (DTI)*, DTI Report #FES-R-132, AEAT Report # AEAT/ENV/1054, United Kingdom, 2003.

Bryden I., Couch S., (2007), How Much Energy Can be Extracted from Moving Water with a Free Surface: A question of Importance in the Field of Tidal Current Energy?, *Renewable Energy* 32 (2007).

Carbon Trust (2005), Oscillating Water Column Wave Energy Converter Evaluation Report.

Carbon Trust, (2006), Future Marine Energy: Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy.

Comisión Nacional de Energía-CNE (Chile), Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión, 2007 51p.

Comisión Nacional de Energía (Chile), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, 2005 131 p.

Dixon, S.L., Fluid Mechanics (1998), thermodynamics of turbomachinery, (4ta. ed.).

Dugan, R., McGranaghan, M., Santoso, S., Beaty, H., (2002). *Electrical Power Systems Quality*. (2a. ed.) , McGraw-Hill.

EPRI, Wave Energy Conversion (WEC) Project,
<http://oceanenergy.epri.com/waveenergy.html>

European Wave Energy Network, <http://www.wave-energy.net/Schools/History.htm>

Falcao, A.F. y Justino, P.A.P., (1999), Rotational speed control of an OWC wave power plant, J. Offshore Mech. Arct. Eng. May 1999, Volume 121, Issue 2, 65 (6 pages)

Falcao, A.F. y Justino, P.A.P., (1999), OWC wave energy devices with air flow control, *Ocean Engineering*, Volume 26 Issue 12, Pages 1275-1295.

Falcao, A.F. y Rodrigues, R.J.A., (2002), Stochastic modeling of OWC wave power plant performance, *Applied Ocean Research*, Volume 24 issue 2, Pages 59-71.

Falcao A.F. (2002), Control of an oscillating-water-column wave power plant for maximum energy production, *Applied Ocean Research*, Volume 24 issue 2, Pages 73-82.

Falcao, A.F. (2005), Comparison of air turbines for wave energy utilization, OMAE 2005 Porto Carras, Greece.

Fernández Diez, P., Energía de las Olas, Universidad de Cantabria departamento de ingeniería eléctrica y energética.

Gato, L.M.C. y Justino, P.A.P. y Falcao (2005), A.F., Optimization of power take-off equipment for an oscillating-water column wave energy plant, 6th *European Wave and Tidal Energy Conference and Exhibition*, Glasgow, UK, 30 August – 2 September 2005

Henrique, J. y Alves, G.M. y Melo, E., (2001) Measurement and Modeling of Wind Waves at the Northern Coast of Santa Catarina, Brazil, *Brazilian J. Oceanography*, 49(1/2): 13-28, 2001.

IEA-OES, (2006) Review and analysis of Ocean Energy Systems Development and Supporting Policies.

IEEE Task Force, (1993), Load representation for dynamic performance analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, May 1993.

Marino Digital,

http://blogs.periodistadigital.com/marinodigital.php/2005/12/13/corrientes_marinas

Mohr, R., (2007), *Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

Mollison, D (1985), Wave climate and the wave power resource, *Hydrodynamics of Ocean Wave-Energy Utilization*, IUTAM Symposium Lisbon 1985, pages: 133-156.

Mollison, D. y Pontes, M.T., (1992), Assessing the portuguese wave-power resource, *Energy*, Vol. 17, No. 3, pp. 255-268, 1992.

Polinder, H., Scuotto, M., (2005), Wave Energy Converters and their impact on Power Systems, *International Conference on Future Power Systems*, 16-18 Nov. 2005.

Pontes, M.T. (1998), Assesing the european wave energy resource, *Transactions of ASME: Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, vol. 120, p.226-231.

Rodrigues Costa Ramos, C.J. (1997), Sistema de Recuperação da Energia de Deslizamento aplicado ao Aproveitamento da Energia das Ondas Marítimas,” Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal.

Wavemill Energy Corp (2005), Electric Power from Ocean Waves., <http://www.wavemill.com>.

ANEXOS

Anexo A: Cálculo del recurso energético de Olas

Para entender las propiedades de las Olas en principio se debe estudiar un tren monocromático de ellas, en el cual todas ellas son uniformes en altura, periodo y longitud de onda.

Para comenzar, se puede asumir que la altura de un punto específico de la superficie del océano se puede representar como:

$$\zeta = a \cdot \cos(kx - \omega t) \quad (\text{A.1})$$

Donde

a = Amplitud de la Ola

k = número de Ola

ω = Frecuencia angular [rad/sec]

En una Ola cada partícula está dotada de energía cinética y energía potencial [Fernandez]. La energía potencial de cada partícula es:

$$EP_{\text{Local e Instantánea}} = \rho \cdot g \cdot z \cdot \Delta x \Delta y \Delta z \quad (\text{A.2})$$

Y por unidad de superficie:

$$EP_{\text{Local e Instantánea, por unidad de superficie}} = \rho \cdot g \cdot z \cdot \Delta z \quad (\text{A.3})$$

Luego se calcula la EP total en la columna de agua y se promedia sobre un periodo de tiempo igual al periodo de la Ola.

$$\overline{EP^t} = \overline{\int_{-h}^{\zeta} \rho \cdot g \cdot z \cdot dz} = \overline{\int_{-h}^0 \rho \cdot g \cdot z \cdot dz} + \overline{\int_0^{\zeta} \rho \cdot g \cdot z \cdot dz} \quad (\text{A.4})$$

El primer término existe y es independiente de la Ola, por lo que la energía de la Ola se encuentra concentrada en el segundo término. Si este se resuelve se llega a:

$$\overline{EP^\omega} = \overline{\int_0^{\zeta} \rho \cdot g \cdot z \cdot dz} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot g \cdot \overline{\zeta^2} \quad (\text{A.5})$$

Donde por (A.1):

$$\overline{\zeta^2} = \frac{1}{T} \cdot \int_t^{t+T} a^2 \cos^2(kx - \omega t) dt \quad (\text{A.6})$$

Si $kx - \omega t = \theta$, se obtiene:

$$\int_t^{t+T} \cos^2(\theta) d\theta = \frac{1}{2} \int_t^{t+T} (1 + \cos(2\theta)) d\theta = \frac{1}{2} \theta \Big|_t^{t+T} = \frac{1}{2} (kx - \omega(t+T)) - \frac{1}{2} (kx - \omega t) = -\frac{\omega T}{2} \quad (\text{A.7})$$

Al efectuar el cambio de variables de $kx - \omega t = \theta$ en (A.6) se debe multiplicar por $-\frac{1}{\omega}$,

por tanto (A.6) resulta:

$$\overline{\zeta^2} = \frac{-a^2}{\omega T} \left(\frac{-\omega T}{2} \right) = \frac{a^2}{2} \quad (\text{A.8})$$

Por lo que la energía potencial en un período T, está dada por:

$$\overline{EP^\omega} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot g \cdot \overline{\zeta^2} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot g \cdot a^2 = \frac{1}{16} \cdot \rho \cdot g \cdot H^2 \quad (\text{A.9})$$

Ahora para calcular la energía cinética:

$$EK^\omega = \int_{-h}^{\zeta} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (u^2 + w^2) dz \quad (\text{A.10})$$

Donde u y v son las componentes horizontal y vertical de velocidad de la partícula de agua:

$$u = \frac{a\omega \cdot \cosh[k(h+z)]}{\sinh(kh)} \cdot \cos(kx - \omega t) \quad (\text{A.11})$$

$$w = \frac{a\omega \cdot \sinh[k(h+z)]}{\sinh(kh)} \cdot \sin(kx - \omega t) \quad (\text{A.12})$$

Si se evalúan estas formulas en (A.10) y se desprecian los términos de orden superior a

$\left(\frac{a}{L}\right)^2$, se llega a que

$$EK^\omega = \frac{1}{16} \cdot \rho \cdot g \cdot H^2 \quad (\text{A.13})$$

Por lo tanto existe una equipartición de energía cinética y potencial. La energía total de la Ola es la suma de la energía cinética y potencial:

$$E = E_p + E_k = \frac{\rho g H^2}{8} \quad (\text{A.14})$$

La potencia de Ola por unidad de ancho promediada en un periodo de Ola, se calcula como el producto entre la energía de la Ola y la velocidad con que ella se transmite [Mollison y Pontes, 1992], esta última se denomina velocidad de grupo, la que se calcula como:

$$C_g = \frac{C}{2} \cdot \left(1 + \frac{2kh}{\sinh(2kh)} \right) \quad (\text{A.15})$$

Donde

C = la velocidad de la Ola, más conocida como celeridad, que se calcula como:

$$C = \frac{\omega}{k} \quad (\text{A.16})$$

Por lo tanto la potencia media del frente de onda por unidad de ancho es:

$$P = \frac{\rho g^2 H^2 T}{32\pi} \cdot \tanh\left(\frac{2\pi}{\lambda} h\right) \cdot \left(1 + \frac{4\pi \cdot h/\lambda}{\sinh(4\pi \cdot h/\lambda)} \right) \quad (\text{A.17})$$

En aguas profundas se cumple que $h \gg \lambda$, por lo que la relación anterior se reduce a:

$$P = \frac{\rho g^2 H^2 T}{32\pi} \quad (\text{A.18})$$

Si H se mide en metros, T en segundos, $\rho = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ y $g = 9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$ la ecuación anterior resulta:

$$P = 0.957 \cdot H^2 \cdot T \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}} \right] \quad (\text{A.19})$$

Los cálculos anteriores sólo son válidos para un tren monocromático de Olas.

El oleaje real del mar es una superposición de numerosos trenes de Olas no regulares con distintos valores de período, altura y dirección por lo que su análisis es complejo.

El comportamiento local de Olas se puede describir mediante un espectro direccional completo $S(\omega, \theta)$ que depende de la dirección θ y la frecuencia ω [Fernández].

Cuando se trabaja con espectros, se define el enésimo momento, o momento espectral de orden n de la distribución de energía direccional, como: [Fernández; Pontes, 1998; Mollison y Pontes, 1992; Baddour, 2004]

$$m_n = \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} f^n S(f, \theta) df d\theta \quad (\text{A.20})$$

De esta ecuación se deriva la altura significativa de la Ola que es un parámetro estadístico ampliamente utilizado en análisis de oleaje que resume el promedio del tercio más grande de alturas en un periodo definido, ella se calcula como: [Fernández; Pontes, 1998; Mollison y Pontes, 1992; Baddour, 2004]

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \quad (\text{A.21})$$

Y el periodo de energía es el valor promedio del periodo con respecto a la distribución espectral: [Mollison, 1985]

$$T_e = \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} T \cdot S(f, \theta) df d\theta \quad (\text{A.22})$$

También este periodo se puede calcular por los momentos espectrales: [Pontes, 1998; Mollison y Pontes, 1992; Baddour, 2004; Mollison, 1985]

$$T_e = \frac{m_{-1}}{m_0} \quad (\text{A.23})$$

La potencia por unidad de frente de ola está dada por: [Fernández; Pontes, 1998; Mollison y Pontes, 1992]

$$P = \rho g \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} c_g(f, d) S(f, \theta) df d\theta \quad (\text{A.24})$$

En aguas profundas la velocidad de grupo está dada por:

$$c_g = \frac{g}{4\pi f} \quad (\text{A.25})$$

Por lo que la potencia en aguas profundas es:

$$P = \frac{\rho g^2}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} f^{-1} \cdot S(f, \theta) df d\theta = \frac{\rho g^2}{4\pi} \cdot m_{-1} \quad (\text{A.26})$$

Que se puede expresar en función de H_s y T_e como:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 \cdot T_e \quad (\text{A.27})$$

Si H se mide en metros, T en segundos, $\rho = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ y $g = 9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$ la ecuación anterior resulta:

$$P = 0.478 \cdot H_s^2 \cdot T_e \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}} \right] \quad (\text{A.28})$$

A veces se utiliza otra definición de período, llamado periodo Peak T_p , el cual corresponde al periodo donde ocurre el mayor peak del espectro. Existe una relación de T_p con T_e , y de T_z con T_p [Fernández], las cuales sirven para relacionar las distintas definiciones de periodo.

$$T_z = 0.7104 \cdot T_p \quad (\text{A.29})$$

$$T_e = 0.8572 \cdot T_p \quad (\text{A.30})$$

Anexo B: Programa para procesar datos de Corrientes de Marea

Se puede desarrollar un programa que sirva para calcular la distribución de velocidades si sólo se cuenta con:

- Datos de magnitud de velocidades superficiales peaks
- La hora donde ocurren los peaks
- La hora donde ocurre la estoa.

Con estos datos se puede hacer una aproximación ajustando una senoide.

Una corriente variando sinusoidalmente puede ser descrita por la siguiente ecuación:

$$u(t) = U_{\max} \cdot \sin\left(\frac{\pi t}{T}\right) \quad (\text{B.1})$$

Donde U_{\max} es la velocidad peak obtenida de estos datos, T es el periodo de oscilación y $u(t)$ es la velocidad en algún instante t .

Los peaks de corrientes no siempre ocurren en la mitad de las dos estoas, por lo que se divide esta media senoide en dos partes, un segmento de velocidad cero al peak y otro del peak a la velocidad cero. Así los periodos de estos dos segmentos de curva estarán dados por:

$$\begin{aligned} T_{subida} &= (t_{\max} - t_{estoa,1}) \cdot 2 \\ T_{bajada} &= (t_{estoa,2} - t_{\max}) \cdot 2 \end{aligned} \quad (B.2)$$

Además se deben ajustar los desfases para que estas dos curvas coincidan en el tiempo.

Por ejemplo, dado un periodo entre estoas de 4 horas y ocurriendo el peak en la primera hora y con valor 1 m/s, la curva ajustada a estos datos tiene la forma de la Figura 62.

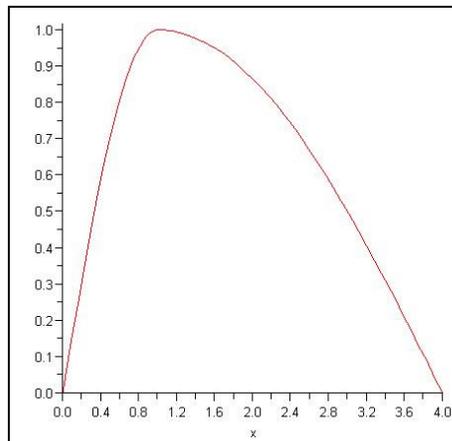


Figura 62: Senoide ajustada

Dado que se quieren las velocidades promedio cada cierto intervalo de tiempo, se promedia las velocidades obtenidas en ese intervalo.

Para realizar aquello se elaboró un programa en Matlab, el programa sigue la siguiente secuencia:

- Lee un archivo de datos desde Excel
- Asigna un origen a la escala del tiempo en minutos.

Ejemplo: 01 de enero a las 10 hrs = $10 \cdot 60$; 02 de enero a las 10 hrs = $10 \cdot 60 + 24 \cdot 60$

- Crea dos vectores, uno con valores de magnitudes y otro con datos de tiempo
- Ajusta una función seno entre: Estoa y Peak, luego entre Peak y estoa
- Calcula el valor promedio de la Corriente cada 30 minutos
- Clasifica los valores promedios (VP)

Ejemplo:

- Si $0 \leq VP_i < 0.15$ contar 1 ocurrencia a este rango
- Si $0.15 \leq VP_i < 0.3$ contar 1 ocurrencia a este rango
- Escribe la clasificación anterior a una planilla excel

Anexo C: SRES utilizado en el proyecto de la Isla Pico

El SRES utilizado en aquel proyecto está constituido por los siguientes elementos:
[Rodrigues Costa Ramos, 1997]

- Generador constituido por una máquina asíncrona de rotor bobinado y dos enrollados rotóricos, con el fin de minimizar armónicos (Ver anexo H).

- Un conversor AC / DC que contiene:
 - Rectificador Paralelo Duplo 3 (PD3) (Ver anexo H)
 - Rectificador Serie 3 (S3) (Ver anexo H)
 - Una bobina para realizar la conexión de los dos rectificadores

- Etapa DC:
 - Filtro de corriente constituido por una bobina de alisamiento
 - Fusible de protección contra sobrecorrientes.

- Conversor DC / AC
 - Inversor de corriente constituido por IGBT's
 - Filtro de corriente para minimizar los armónicos producidos por el inversor.

- Protección del inversor
 - Detección de sobretensión.
 - Circuito para formar un camino alternativo a la corriente de la bobina constituido por un IGBT, un diodo y una resistencia.

- Sistema de comando responsable de todo el control del sistema

Todos estos elementos se muestran en el esquema de la Figura 63.

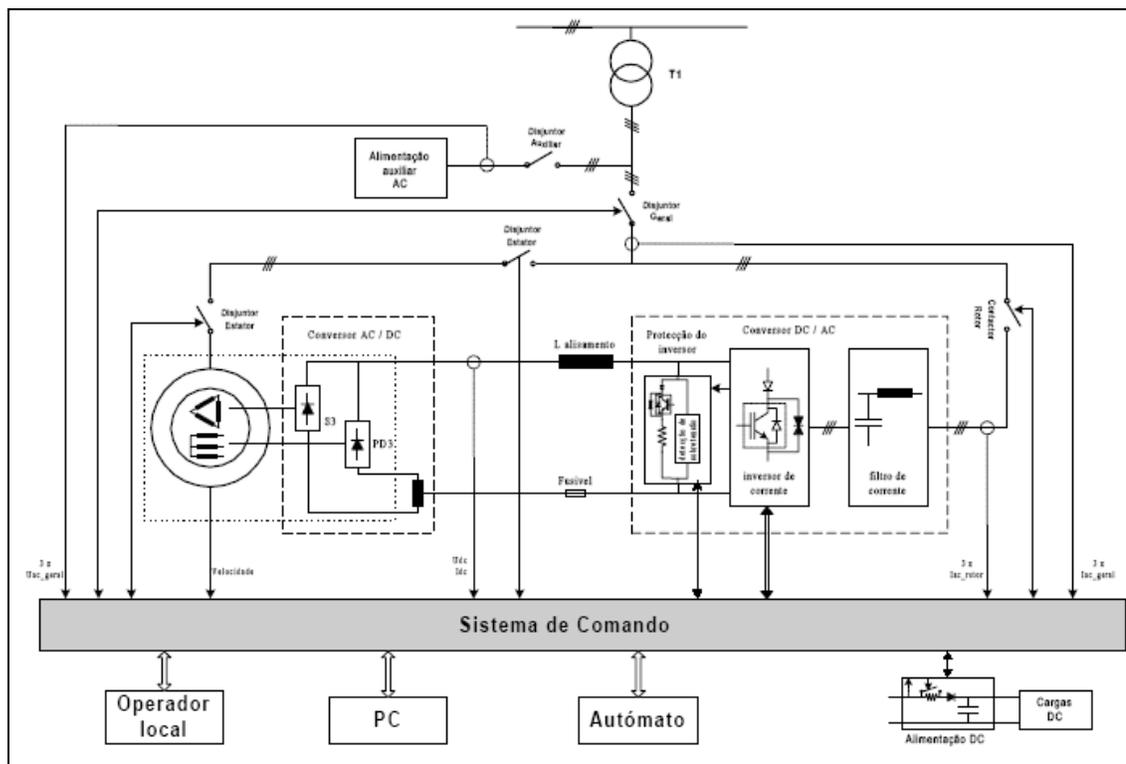


Figura 63: Esquema global de SRES utilizado en la isla azores

Se utilizan dos enrollados en el rotor para reducir el contenido armónico de las corrientes de rotor vistas por el estator (corrientes inyectadas a la red vía estator), un enrollado está en estrella y el otro en delta. Cada enrollado alimenta un rectificador: PD3 y S3. Los dos rectificadores son conectados en paralelo a través de una bobina permitiendo que la tensión rectificada sea más lisa. Para que los rectificadores funcionen adecuadamente, la corriente continua I_{dc} debe ser superior a un determinado nivel.

Para reducir el número de anillos rozantes en la máquina asíncrona, los rectificadores están montados sobre el rotor de la máquina. En total suman 3 anillos, uno de ellos une

la parte positiva de los dos rectificadores y los otros dos unen la parte negativa de los rectificadores.

La bobina de alisamiento permite que la corriente sea prácticamente constante.

El fusible en la etapa DC sirve para evitar que la corriente I_{dc} suba sobre los niveles permitidos por algún defecto en el inversor.

Como convertidor DC / AC es utilizado un inversor de corriente con conmutación forzada por medio de IGBT's. La frecuencia de conmutación es de 2.25 kHz y la técnica de control utilizada (PWM) permite trasladar las componentes armónicas a altas frecuencias, simplificando la acción de filtraje ya que puede ser realizada por filtros más simples.

Se utiliza un inversor de corriente ya que la bobina de alisamiento impone una corriente determinada a la entrada de éste. También al conectar una fuente de corriente (inversor de corriente) con una fuente de tensión (red) se evitan corrientes de circulación que producirían dos fuentes de tensión en paralelo.

La protección del inversor sirve para proteger los componentes de éste contra sobretensiones creadas por la bobina si la corriente no puede circular por donde debería, en este caso la protección detecta la sobretensión y cierra un camino alternativo para la corriente. La resistencia en serie con el diodo e IGBT sirve para limitar la corriente que fluye cuando el camino alternativo se cierra. El diodo sirve para proteger al IGBT contra tensiones negativas que pudiesen surgir.

El interruptor general sirve para aislar todo el sistema de la red de distribución en caso de mantención o reparación del sistema.

Los contactores de rotor y estator conectan las respectivas partes de una forma controlada por el sistema de comando.

La alimentación DC es abastecida por una fuente externa al sistema, existen baterías que son colocadas para garantizar durante algún tiempo el abastecimiento de energía si falla la fuente externa.

El sistema de comando es responsable por todo el control del SRES que incluye:

- Control del inversor
- Actuación de los sistemas auxiliares (relés, contactores, interruptores)
- Adquisición y análisis de datos (Corriente y tensión DC, Corrientes de estator y de rotor, tensión de la red, velocidad de la máquina)
- Control de la potencia inyectada a la red
- Comunicaciones con el operador, PC y sistema automático

Anexo D: Metodología para calcular las corrientes por el SRES

Para obtener las curvas es necesario reducir lo más posible el circuito del SRES a su equivalente, para esto se calcula el equivalente de Thevenin de la componente de estator y de magnetización como se muestra en la Figura 64.

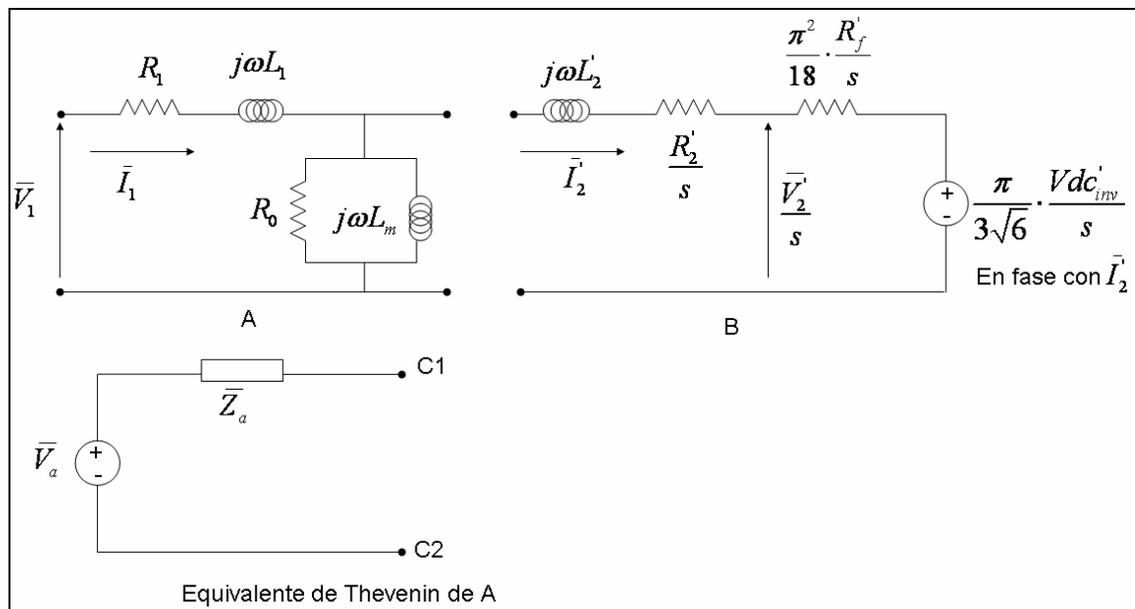


Figura 64: Circuito equivalente de Thevenin para el estator y su rama de magnetización

Los valores del equivalente Thevenin están dados por:

$$\vec{V}_a = \frac{(R_0 // j\omega L_m)}{(R_1 + j\omega L_1) + (R_0 // j\omega L_m)} \cdot \vec{V}_1 = \frac{\frac{R_0 \cdot j\omega L_m}{R_0 + j\omega L_m}}{R_1 + j\omega L_1 + \frac{R_0 \cdot j\omega L_m}{R_0 + j\omega L_m}} \cdot \vec{V}_1 \quad (D.1)$$

$$\vec{Z}_a = R_0 // j\omega L_m // (R_1 + j\omega L_1) = \frac{R_0 \cdot j\omega L_m \cdot (R_1 + j\omega L_1)}{R_0 + j\omega L_m} = \frac{R_0 \cdot j\omega L_m \cdot (R_1 + j\omega L_1)}{R_0 + j\omega L_m} \quad (\text{D.2})$$

Por lo que el circuito equivalente se ilustra en la Figura 65.

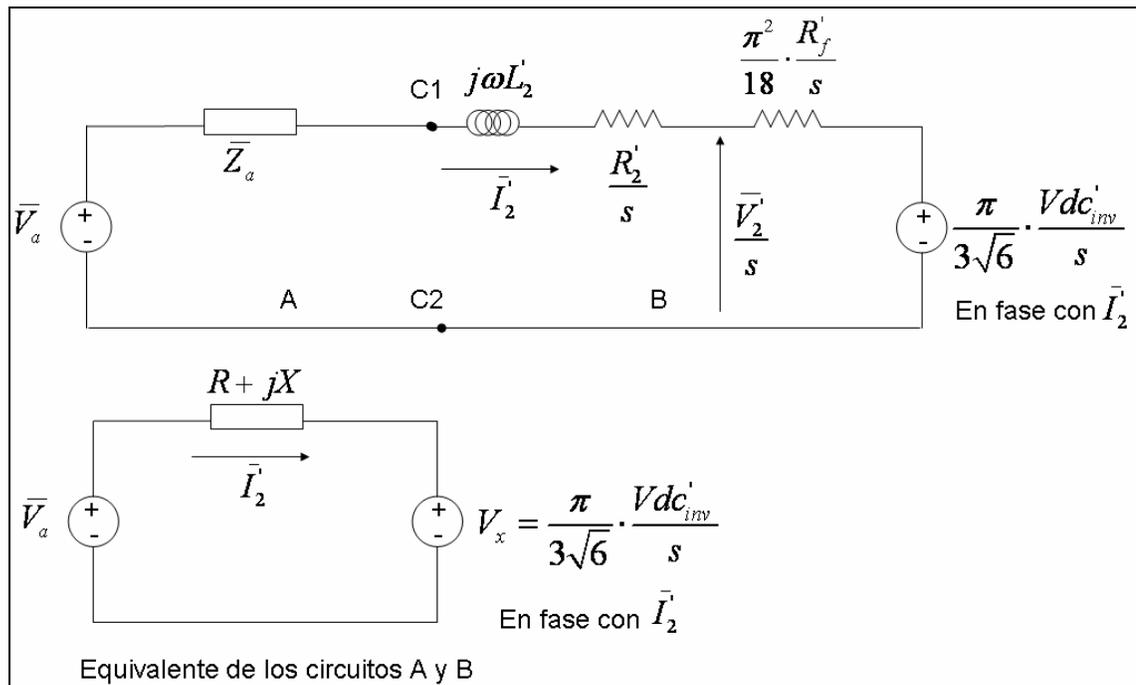


Figura 65: Esquemático simplificado del modelo SRES

Los valores de R , X y \vec{V}_x están dados por:

$$R = \frac{R_2}{s} + \frac{\pi^2}{18} \frac{R_f}{s} + \operatorname{Re} \left(\vec{Z}_a \right) \quad (\text{D.3})$$

$$X = \omega L_2 + \operatorname{Im} \left(\vec{Z}_a \right) \quad (\text{D.4})$$

$$\vec{V}_x = \frac{\pi}{3\sqrt{6}} \frac{V_{dc}}{s} e^{j \cdot \text{angulo} \left(\vec{I}_2 \right)} \quad (\text{D.5})$$

El circuito de la Figura 65 cumple la siguiente ecuación:

$$\left| \vec{V}_a \right| \angle \theta_a = \left| \vec{I}_2 \right| \angle \theta_{I_2} (R + jX) + \left| \vec{V}_x \right| \angle \theta_{I_2} \quad (\text{D.6})$$

Si se realiza un diagrama vectorial se tendría lo siguiente:

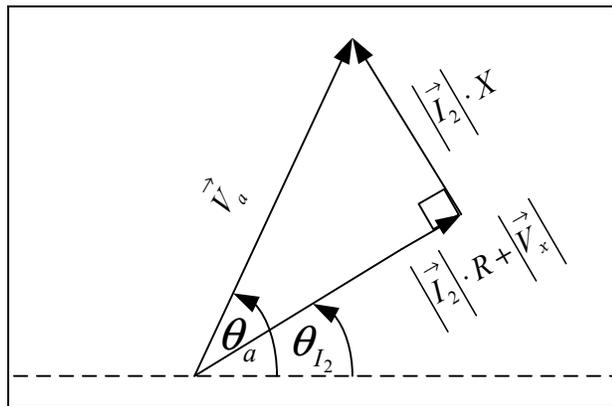


Figura 66: Diagrama fasorial que relaciona las variables del circuito SRES

Por lo que se puede escribir la siguiente relación:

$$\left| \vec{V}_a \right|^2 = \left(\left| \vec{I}_2 \right| \cdot R + \left| \vec{V}_x \right| \right)^2 + \left(\left| \vec{I}_2 \right| \cdot X \right)^2 \quad (\text{D.7})$$

Despejando el módulo de la corriente I2, se obtiene la siguiente expresión para ella:

$$\left| \vec{I}_2 \right| = \frac{-V_x \cdot R + \sqrt{R^2 \cdot V_a^2 + X^2 \cdot (V_a^2 - V_x^2)}}{R^2 + X^2} \quad (\text{D.8})$$

La expresión anterior sólo es válida si el módulo de V_a es superior al módulo de V_x . Si sucediera lo contrario, significaría que la tensión DC generada es superior a la tensión generada por los rectificadores del rotor lo que produciría una inversión de corriente en la etapa DC, lo que no es permitido por los rectificadores ni el inversor. Así si

$\left| \vec{V}_x \right| > \left| \vec{V}_a \right|$ la corriente I_2 vale cero en módulo y ángulo.

Para obtener la fase de I_2 , es necesario calcular la fase de V_a si la referencia fuera I_2 , como se muestra en la Figura 67.

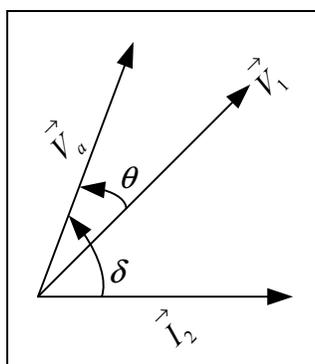


Figura 67: Fasores con origen en I_2

$$\delta = \arctg \left(\frac{X \cdot \left| \vec{I}_2 \right|}{R \cdot \left| \vec{I}_2 \right| + \left| \vec{V}_x \right|} \right) \quad (\text{D.9})$$

Graficando los fasores de I_2 , V_1 y V_a y cambiando la referencia nuevamente dejando a V_1 con ángulo cero se tiene:

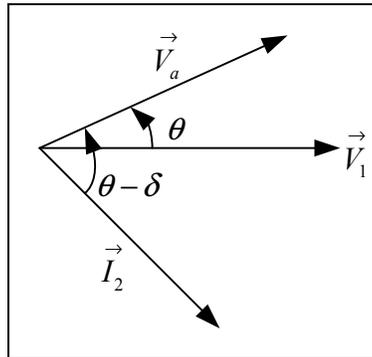


Figura 68: Fasores con origen en V1

Por lo que la corriente I2 toma el siguiente valor:

$$\vec{I}_2 = \left| \vec{I}_2 \right| \cdot e^{j(\theta - \delta)} \quad (\text{D.10})$$

Una vez que la corriente I2 es calculada en módulo y ángulo, los cálculos de las demás variables son sencillos.

Para calcular la corriente en la rama de magnetización se utiliza la siguiente relación para calcular el voltaje a través de ella:

$$\vec{V}_m = \left(j\omega L_2 + \frac{R_2}{s} + \frac{\pi^2}{18} \cdot \frac{R_f}{s} \right) \cdot \vec{I}_2 + \vec{V}_x \quad (\text{D.11})$$

Luego la corriente Im a través de ella está dada por:

$$\vec{I}_m = \frac{\vec{V}_m}{\left(\frac{R_0 \cdot j\omega L_m}{R_0 + j\omega L_m} \right)} \quad (\text{D.12})$$

La corriente absorbida o entregada a la red, es la suma de I_m y I_2 :

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_m + \vec{I}_2 \quad (\text{D.13})$$

Con estas variables es posible calcular las potencias activas y reactivas que se demandan o entregan a la red.

Anexo E: Curvas características del SRES con Vdc fijo

A continuación se graficarán curvas características de las variables fundamentales del SRES con un set de valores de voltajes Vdc indicados en la Figura 69 para observar el comportamiento de la máquina si el comando de control impone un índice de modulación (i_m) fijo.

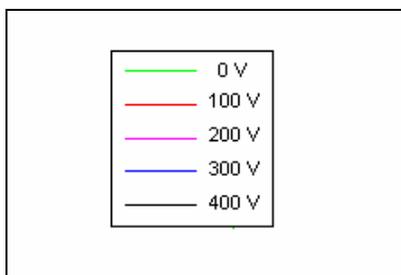


Figura 69: Leyenda de los voltajes utilizados en todas las curvas

En la Figura 70 se muestran los valores que toma la corriente I_{dc} para diferentes velocidades y voltajes Vdc. Se puede apreciar una zona donde I_{dc} vale cero, en esas condiciones de operación el voltaje del inversor es mayor que el generado a la salida de los rectificadores lo que provocaría un cambio de sentido de la corriente que en este esquema no se permite.

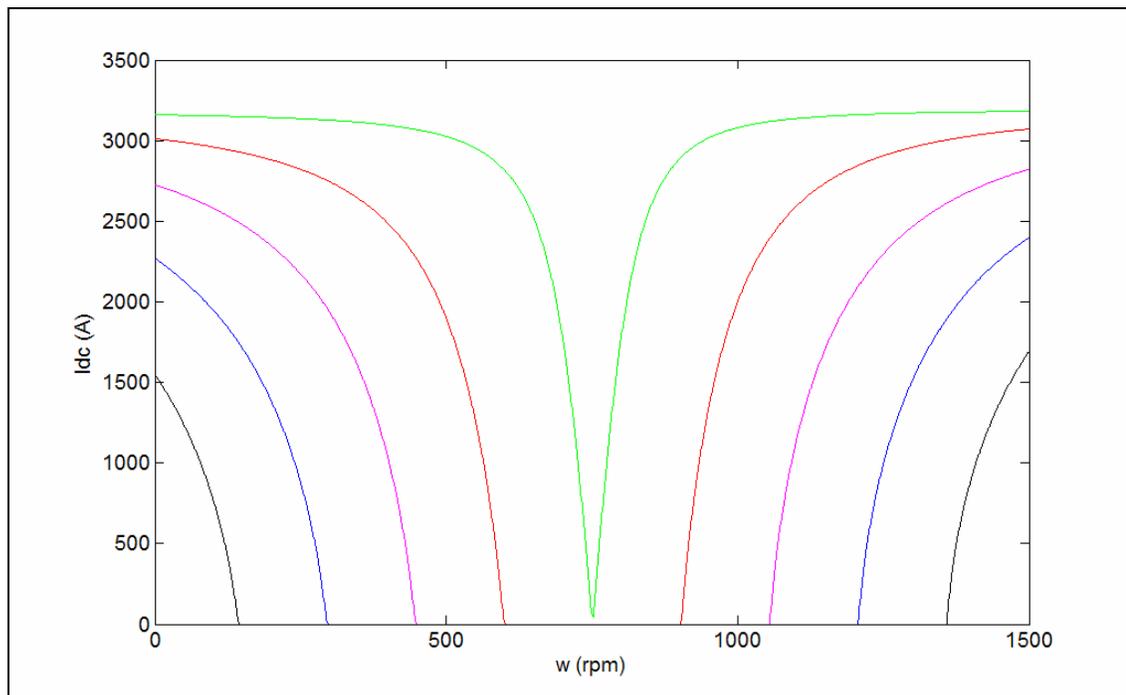


Figura 70: Variación de I_{dc} en función de la velocidad de rotación

En la Figura 71 se muestra la potencia absorbida o entregada a la red en función de la velocidad de rotación.

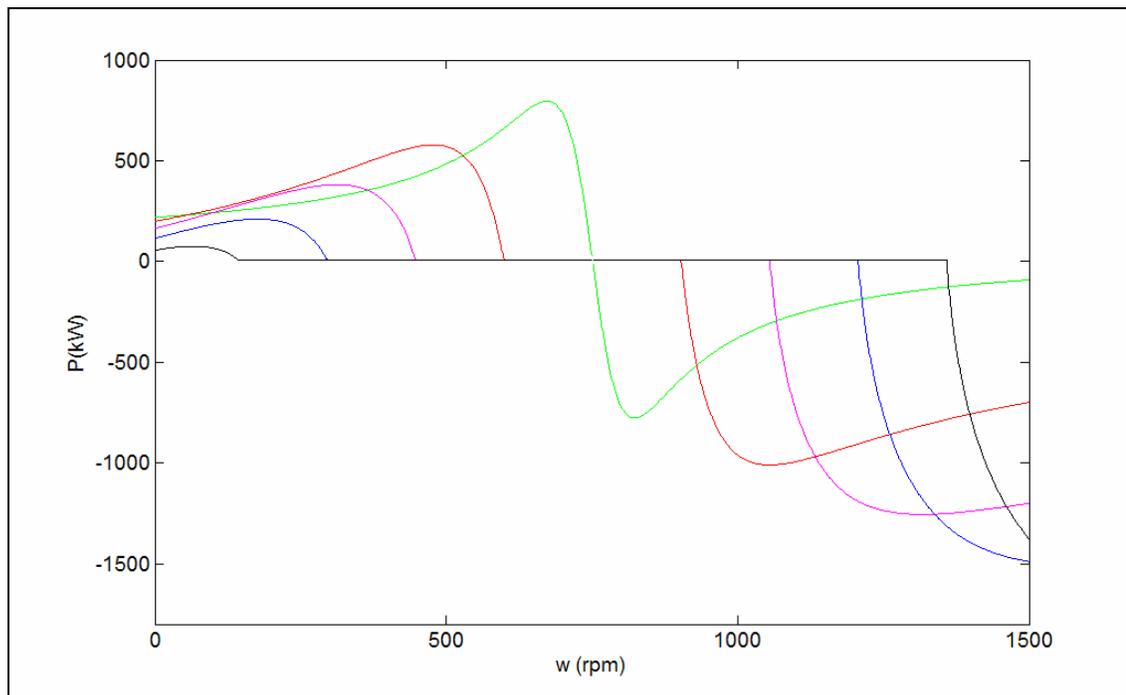


Figura 71: Potencia entregada a la red en función de la velocidad de rotación

En la Figura 72 se muestra la potencia reactiva absorbida por la red para distintas velocidades de funcionamiento, se puede observar un piso para todas los voltajes de operación, aquello corresponde a la excitación necesaria en la rama de magnetización.

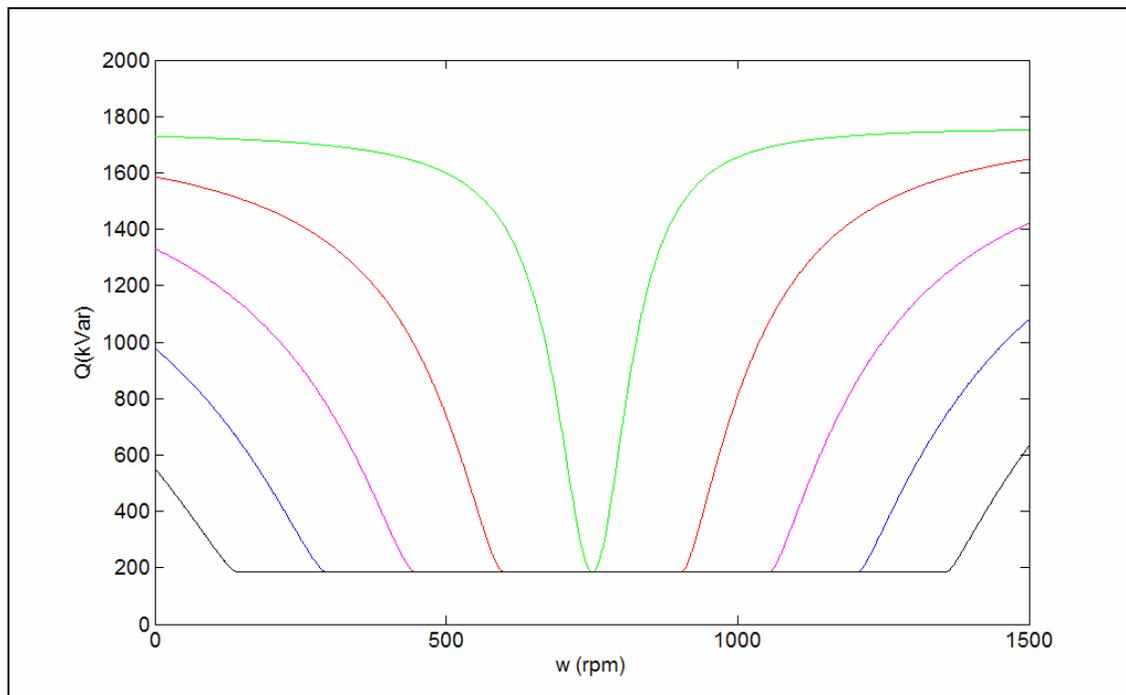


Figura 72: Potencia reactiva absorbida de la red en función de la velocidad de rotación

En las siguientes Figuras se muestra como varían las distintas variables al tener como variable independiente I_{dc} .

En la Figura 73 se muestran las curvas para la potencia activa absorbida por la red, las curvas con P positivo corresponden a la operación como motor y las negativas a generador.

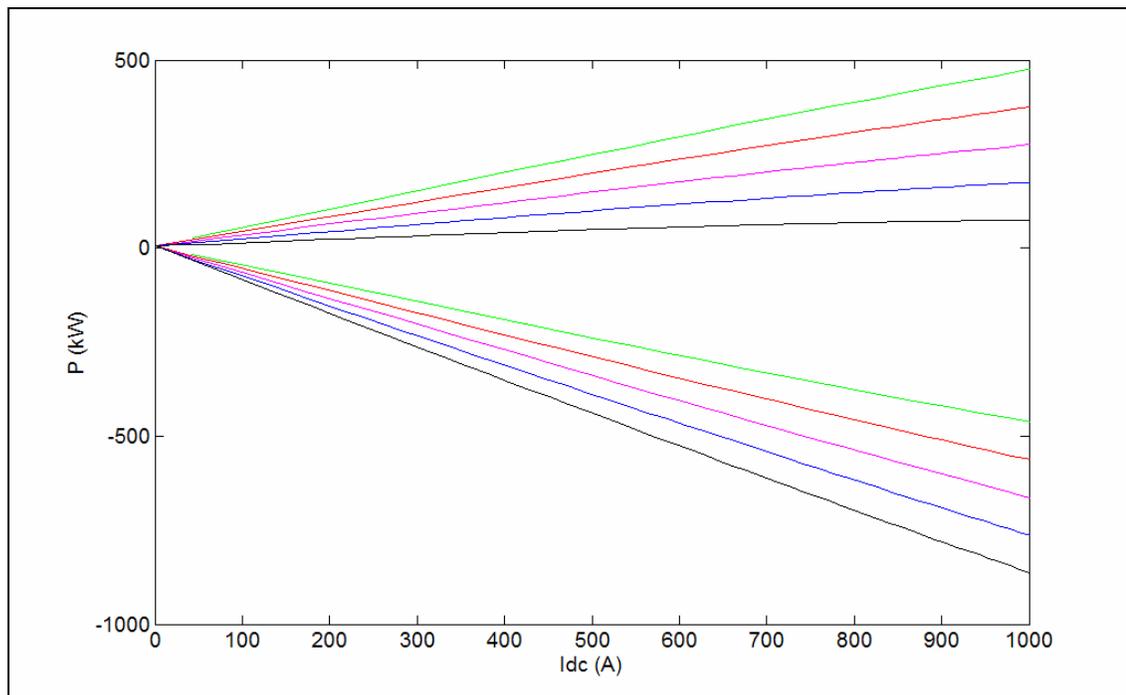


Figura 73: Potencia absorbida por la red en función de la corriente I_{dc}

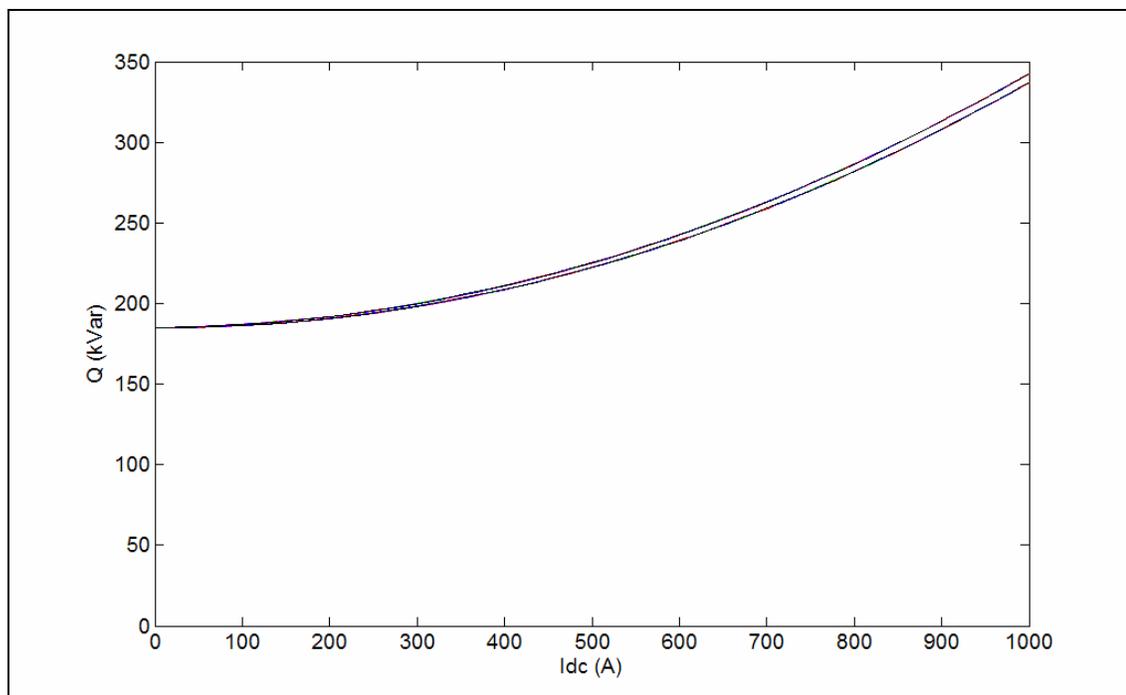


Figura 74: Potencia reactiva absorbida de la red en función de I_{dc}

Anexo F: Curvas características del SRES con control de corriente I_{dc}

El control de corriente I_{dc} se lleva a cabo cambiando la tensión generada a la entrada del inversor.

Los parámetros de control del inversor son el índice de modulación y la fase, como se muestra en la Figura 75.

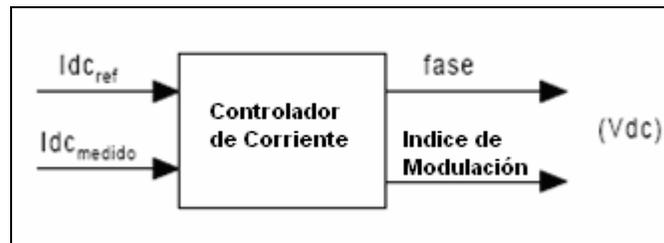


Figura 75: Controlador de corriente

También se imponen límites al voltaje (V_{dc}) a la entrada del inversor, aquellos están entre 0 [V] y $V_{dc_{max}}$ [V].

La limitación superior $V_{dc_{max}}$ es impuesta por tensión de la red y los límites de índice de modulación y de fase del inversor de corriente, de acuerdo a la expresión (4.11).

Si la tensión de red es 380 V, $\theta = 0^\circ$ y $im = 1$, el valor de $V_{dc_{max}}$ es 465 V.

Para mantener la corriente de referencia el inversor debe variar el voltaje V_{dc} a través de sus parámetros de control. Por esta razón es necesario obtener para cada punto de funcionamiento el voltaje V_{dc} que impone la corriente requerida.

Para determinar V_{dc} se debe recurrir nuevamente al circuito equivalente de la Figura 65, el cual se muestra nuevamente en la Figura 76.

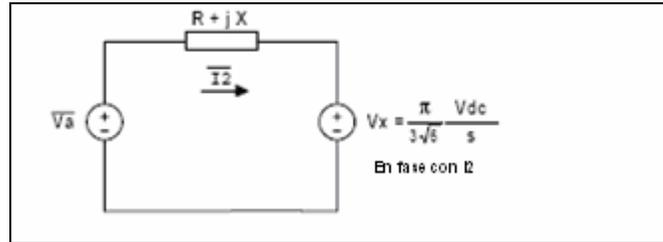


Figura 76

En primera instancia se debe calcular el valor de I_{2ref} por medio de la corriente I_{dc} de referencia utilizando la ecuación (4.21), quedando de la siguiente manera:

$$I_{2ref} = I_{dc_{ref}} \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} \quad (F.1)$$

De la relación (D.7), se puede obtener la solución de V_x como:

$$V_x = -\left| I_{2ref}^{\rightarrow} \right| \cdot R \pm \sqrt{\left| V_a^{\rightarrow} \right|^2 - \left(\left| I_{2ref}^{\rightarrow} \right| \cdot X \right)^2} \quad (F.2)$$

De (D.5), se obtienen dos soluciones para V_{dc} :

$$V_{dc1} = \frac{3\sqrt{6} \cdot s}{\pi} \cdot \left(-\left| I_{2ref}^{\rightarrow} \right| \cdot R + \sqrt{\left| V_a^{\rightarrow} \right|^2 - \left(\left| I_{2ref}^{\rightarrow} \right| \cdot X \right)^2} \right) \quad (F.3)$$

$$V_{dc2} = \frac{3\sqrt{6} \cdot s}{\pi} \cdot \left(-\left| \vec{I}_{2ref} \right| \cdot R - \sqrt{\left| \vec{V}_a \right|^2 - \left(\left| \vec{I}_{2ref} \right| \cdot X \right)^2} \right) \quad (F.4)$$

Como Vdc no puede ser menor que cero, la solución final estará dada por el mayor valor entre 0, Vdc1 y Vdc2.

Si además existiese una limitación a Vdc por motivos de funcionamiento del inversor, el valor de Vdc estará dado por:

$$V_{dc} = \min \left[V_{dc_{max}}; \max \left(0; V_{dc1}; V_{dc2} \right) \right] \quad (F.5)$$

Luego de calcular estos valores de Vdc, se calcula Vx por (D.5), para luego utilizar el mismo procedimiento descrito en la sección anterior, es decir, conociendo Vx, se calcula el módulo y fase de I_2 , cuyo módulo puede no ser igual a I_{2ref} si se cumple

$$\text{que } \left| \vec{V}_x \right| > \left| \vec{V}_a \right|.$$

A continuación se muestran las curvas de funcionamiento del SRES al imponer una corriente de referencia Idc para toda su gama de funcionamiento, en las curvas se utilizaron los valores mostrados en la Figura 77.

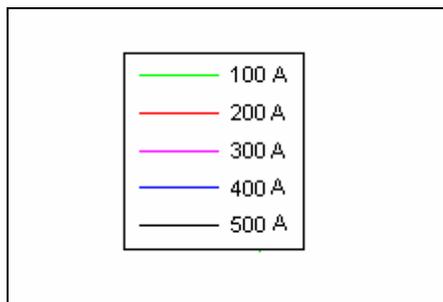


Figura 77: Leyenda de las corrientes de referencia (I_{dcRef}) utilizada en las curvas

En la Figura 78 se muestra la corriente I_{dc} en función de la velocidad de rotación, como se puede ver hay un punto cercano a la velocidad de sincronismo donde la corriente I_{dc} no puede seguir a su referencia, aquello se explica por la Figura 79 ya que el voltaje V_{dc} tendría que ser negativo para poder mantenerla.

En la Figura 79, se muestra que el voltaje V_{dc} sigue la misma curva para todas las referencias para mantener la corriente I_{dc} igual a lo que se requiere.

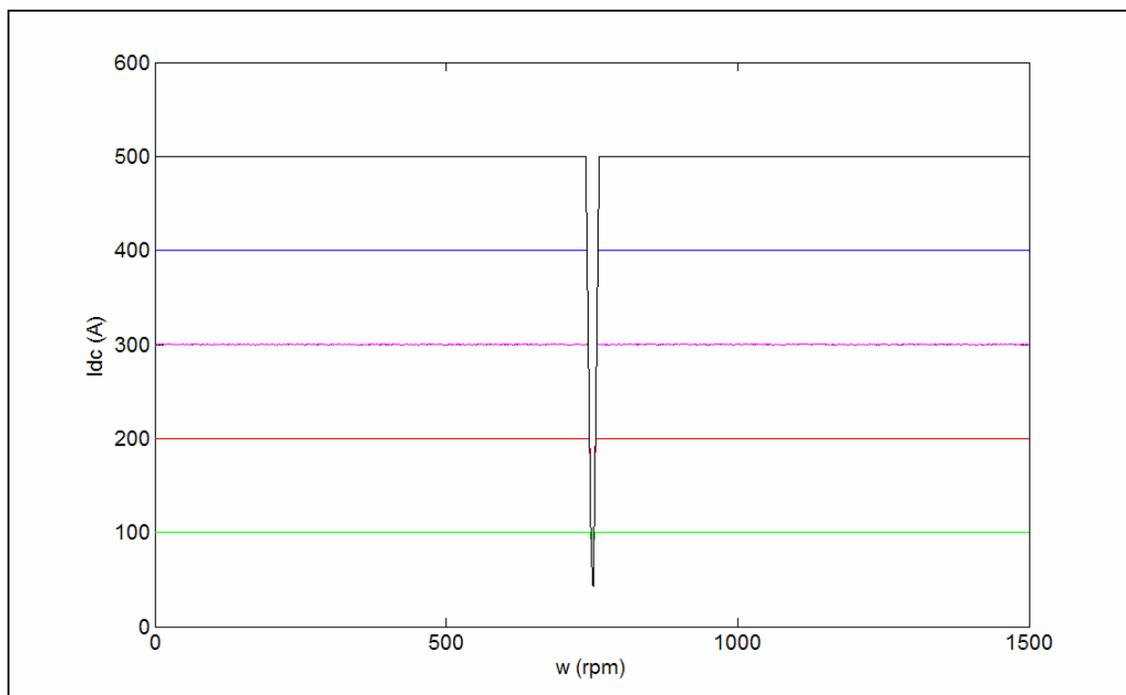


Figura 78: Corriente I_{dc} en función de la velocidad de rotación

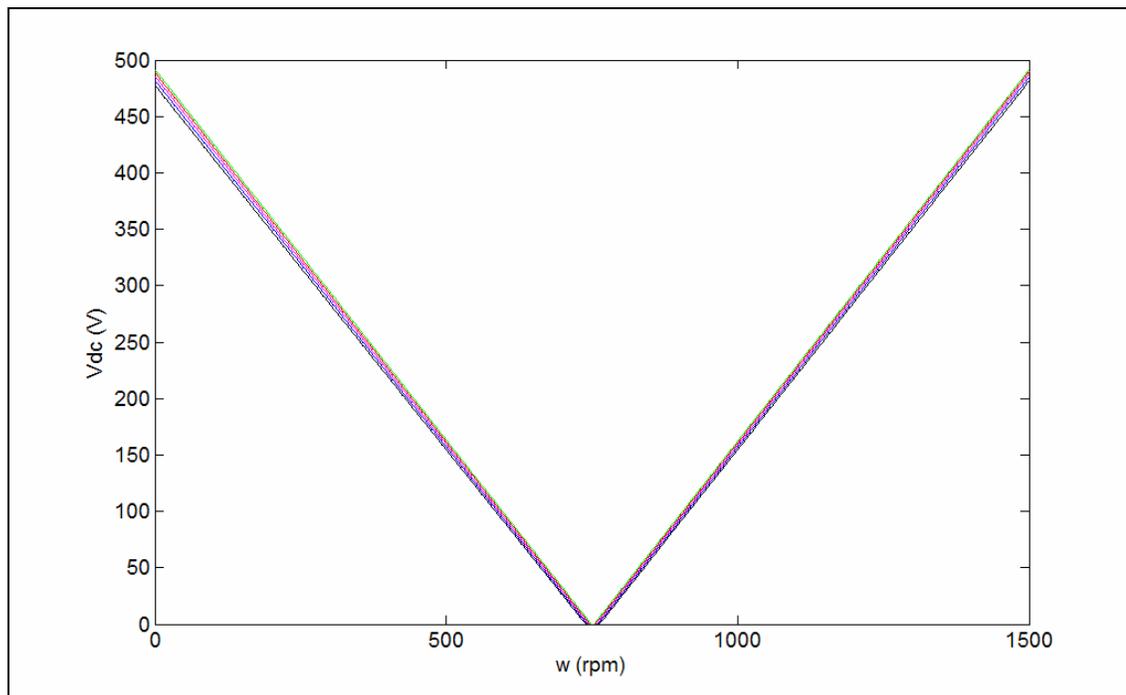


Figura 79: Tensión a la entrada del inversor en función de la velocidad de rotación

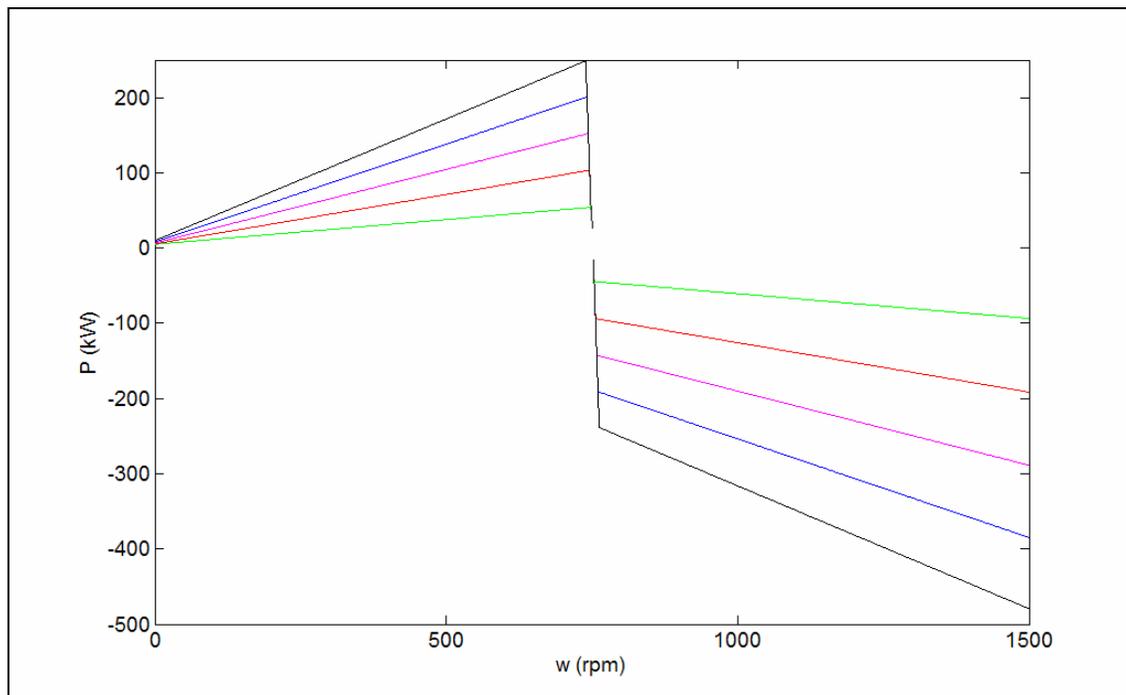


Figura 80: Potencia absorbida por la red en función de la velocidad de rotación

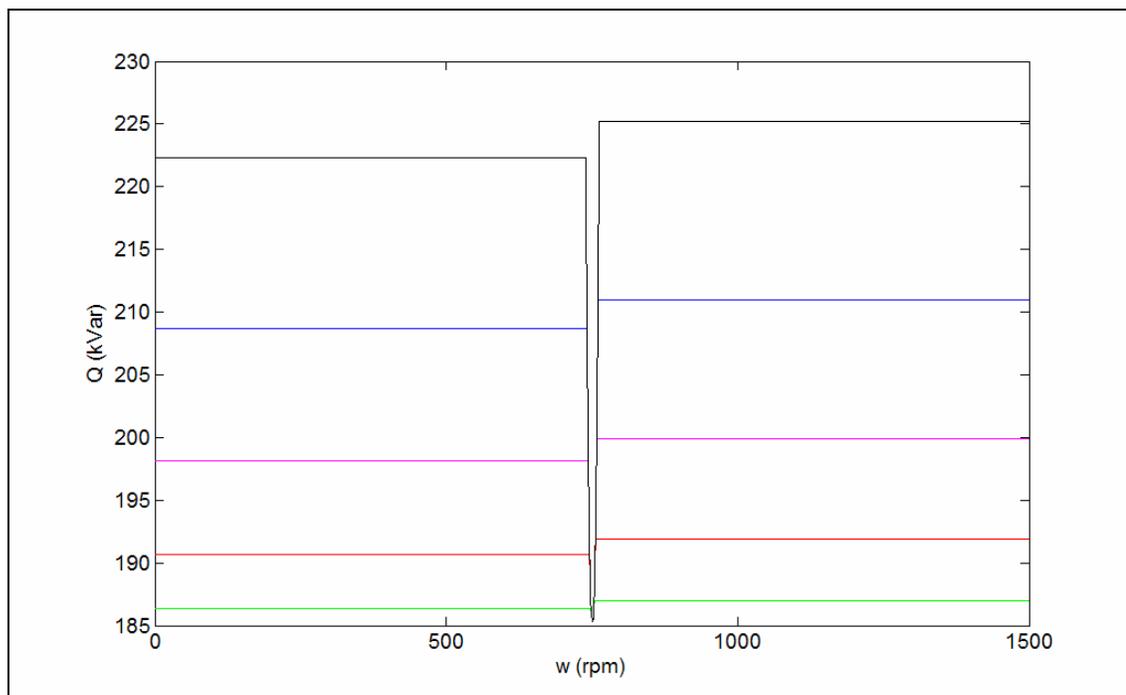


Figura 81: Potencia reactiva absorbida por el SRES en función de la velocidad de rotación

Anexo G: Curvas características del SRES con control de corriente I_{dc} y límites a V_{dc} e I_{dc}

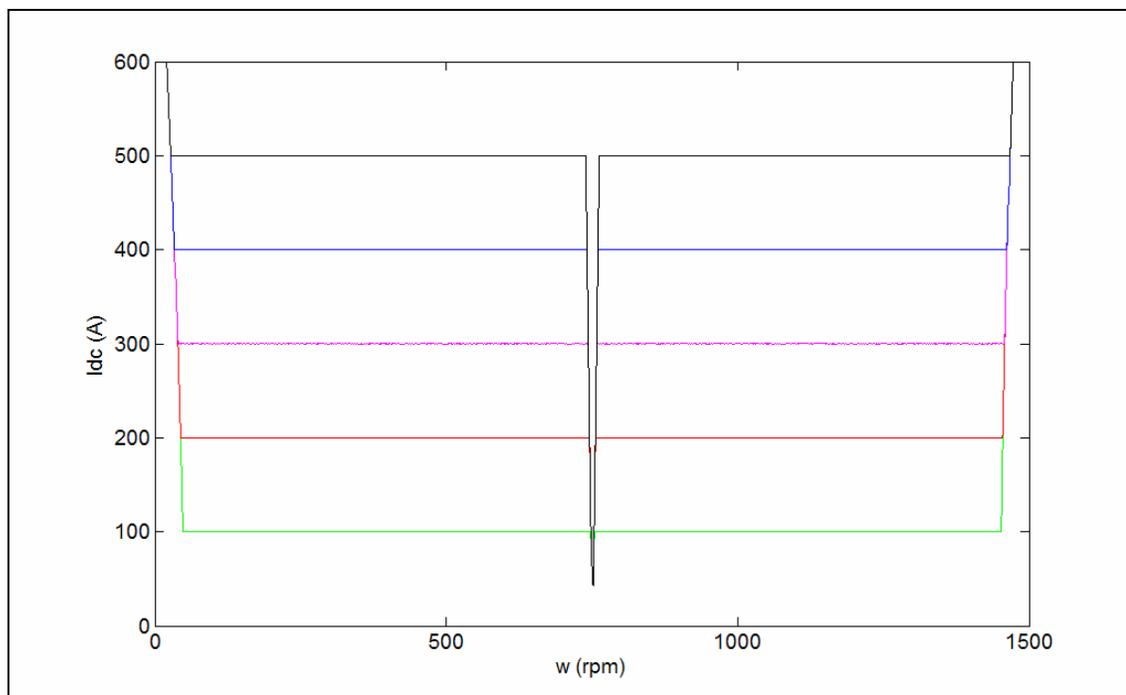


Figura 82: Corriente I_{dc} en función de la velocidad de rotación

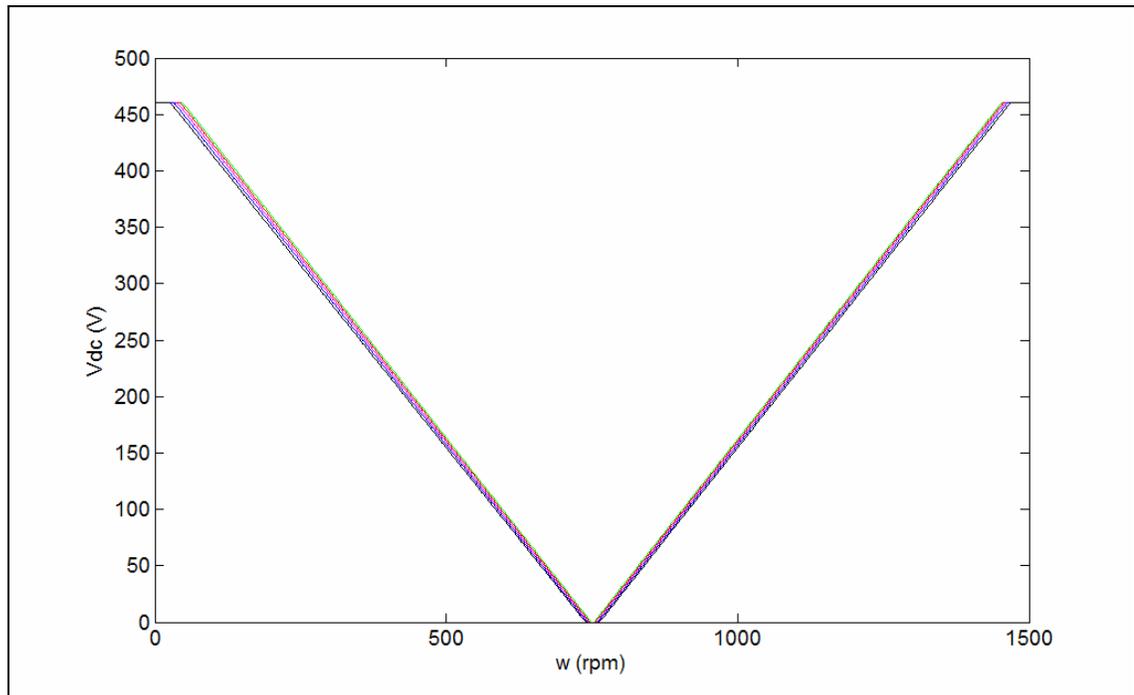


Figura 83: Voltaje a la entrada del inversor en función de la velocidad de rotación

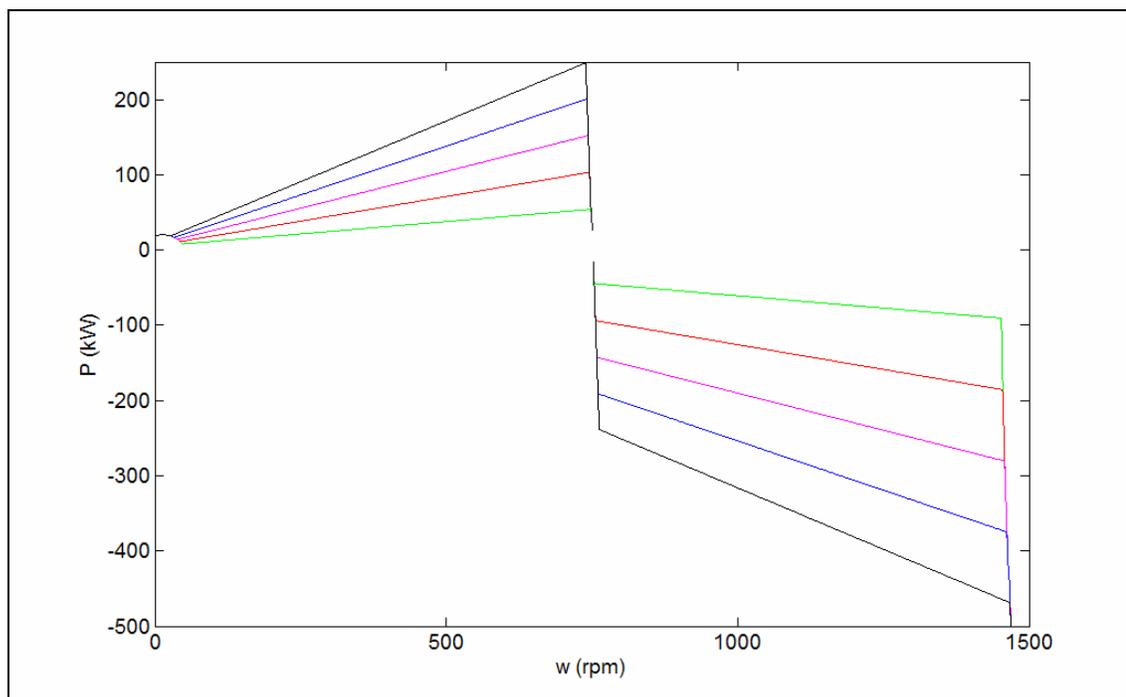


Figura 84: Potencia absorbida de la red en función de la velocidad de rotación

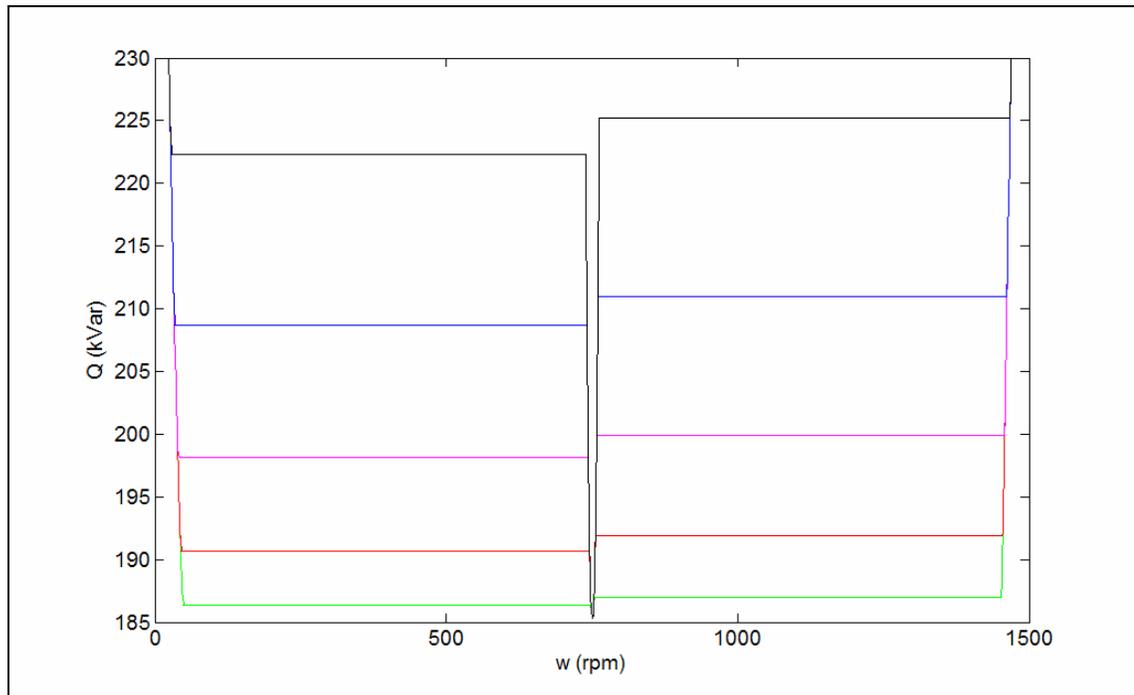


Figura 85: Potencia reactiva absorbida en función de la velocidad de rotación

Anexo H: Topología de los rectificadores

Los dos rectificadores utilizados se denominan:

- PD3
- S3

Como se observa en la Figura 86 y en la Figura 87, los dos rectificadores producen una tensión rectificada (V_{dc}) con 6 sombreros por período y una diferencia entre el máximo y mínimo de V_{dc} de un 14% del valor medio.

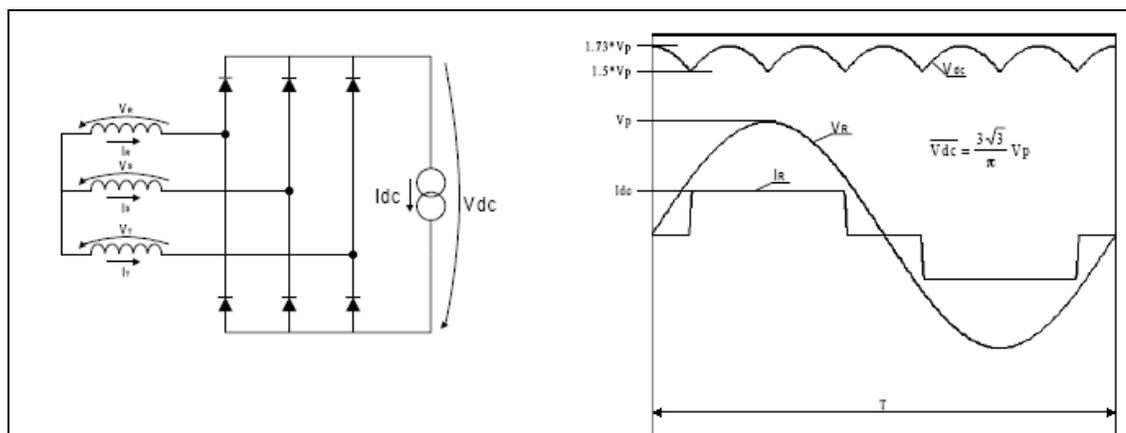


Figura 86: Esquemático del rectificador PD3 y sus respectivas formas de onda

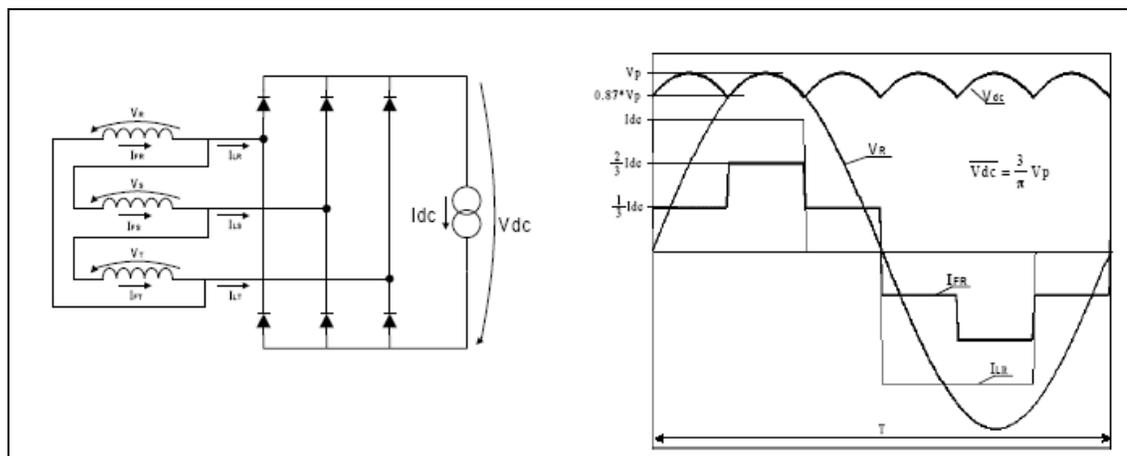


Figura 87: Esquemático del rectificador S3 y sus respectivas formas de onda

Como se puede observar de las Figuras anteriores la tensión media generada es distinta, para la conexión de ellos dos se necesita que los voltajes sean iguales, por lo que los enrollados de S3 deben ser $\sqrt{3}$ veces los enrollados de PD3. Así la tensión generada V_{dc} generada está dada por:

$$\overline{V_{dc}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} \cdot V_p = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot V_{rms} \quad (\text{H.1})$$

Los contenidos armónicos se indican en la Figura 88

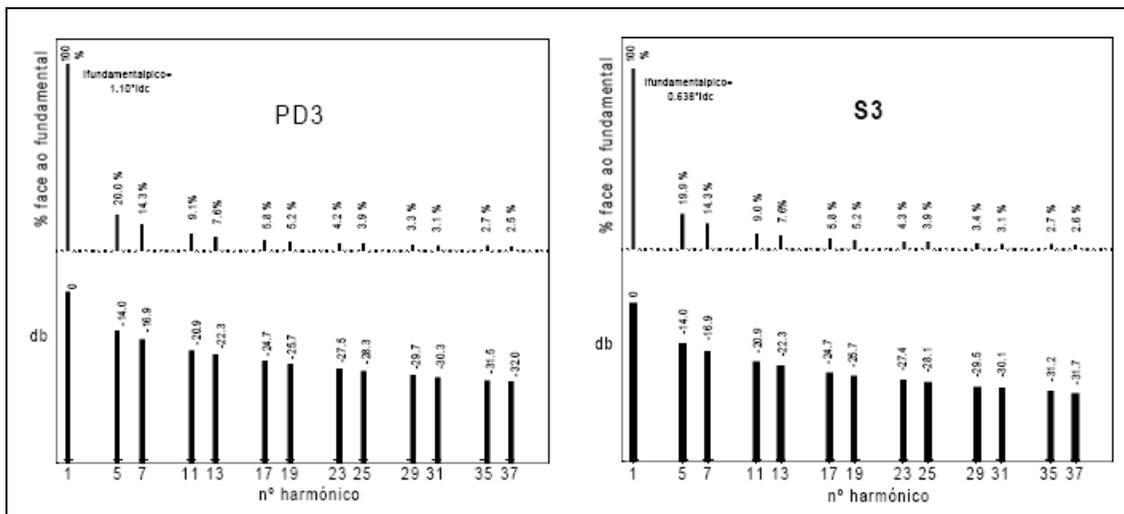


Figura 88: Contenido armónico de los rectificadores

Conectando los enrollados del rotor como se ilustra en la Figura 89, el contenido armónico se reduce como se ilustra en la Figura 90

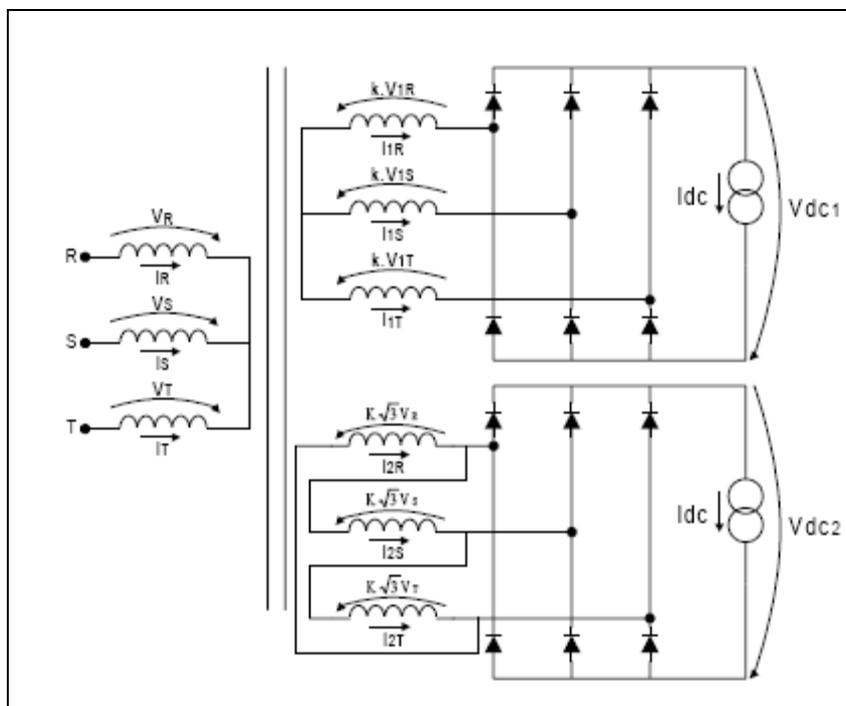


Figura 89: Conexión de los rectificadores

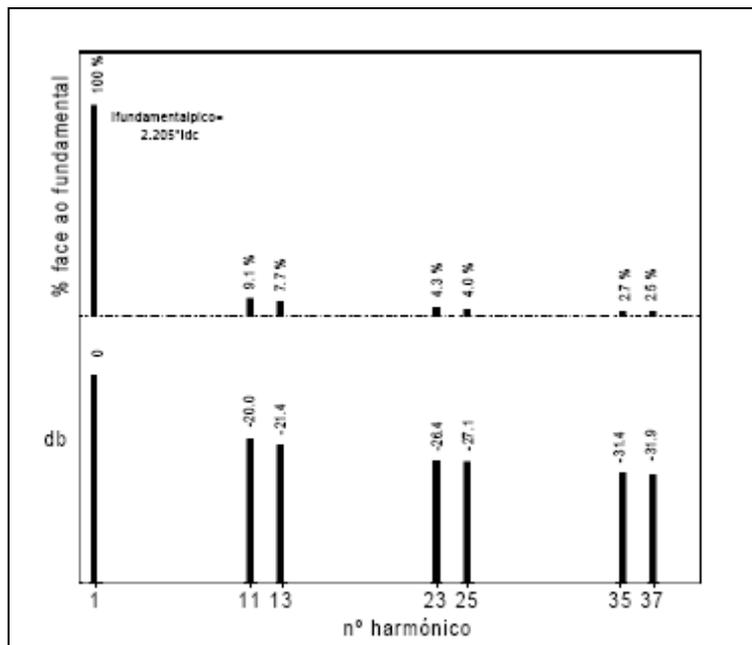


Figura 90: Contenido armónico de la corriente de estator con la configuración PD3 y S3

De análisis de Fourier de la corriente I_r (Corriente en el estator) se obtiene la siguiente expresión para el valor RMS de los armónicos [Rodrigues Costa Ramos, 1997]:

$$I_{rms}(nh) = \frac{1}{nh} \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} \cdot I_{dc} \quad ; \quad nh = 1, 11, 13, 23, 25, \dots \quad (\text{H.2})$$

Para reducir el número de anillos rozantes de la máquina, los rectificadores son montados en el mismo rotor girando solidariamente con la máquina. Para unir los dos rectificadores existen dos opciones:

- En serie
- En paralelo

Si se conectan en paralelo:

- Existirá una corriente de circulación entre los dos, debido a que las formas de onda son diferentes, por lo que hará que la corriente total sea abastecida sólo por el rectificador con mayor tensión en el momento. Es por esto que para que este esquema funcione, es necesario introducir una bobina “interfásica” entre los dos rectificadores.
- La corriente que cada rectificador entrega es la mitad de la corriente total (I_{dc}) de la etapa DC y la tensión es en cada instante el valor promedio de la tensión de los rectificadores.
- Son necesarios 3 anillos rozantes para efectuar la conexión con la bobina “interfásica”, debido a que ella no se puede colocar en el rotor debido a su volumen y peso.

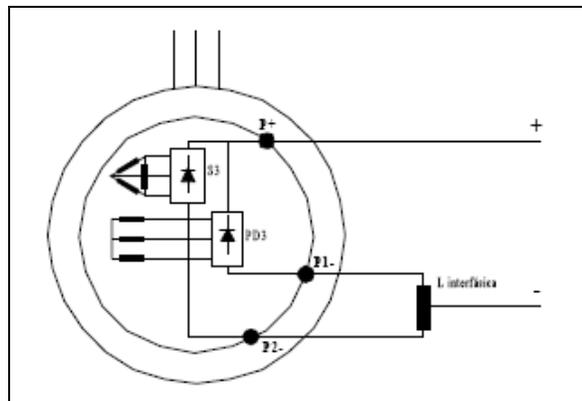


Figura 91: Esquema de conexión de los rectificadores en paralelo

Si se conectarán en serie:

- La corriente de cada uno de los rectificadores es igual a la corriente total en la etapa DC y la tensión V_{dc} es igual a la suma de las dos tensiones.

- Se necesitarían dos anillos rozantes para efectuar la conexión con la etapa DC

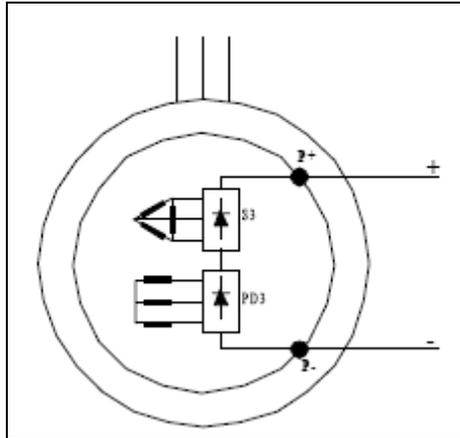


Figura 92: Esquema de conexión de los rectificadores en serie

De acuerdo a la descripción anterior, el montaje en serie sería el más aconsejable ya que evita el uso de la bobina interfásica y requiere sólo de dos anillos rozantes.

El inconveniente es que la corriente que pasa en cada uno de los rectificadores del montaje en serie es el doble de la corriente de los rectificadores montados en paralelo, por lo que la disipación de energía también es el doble.

Para una corriente DC de 500 A el montaje serie disipa 2 kW en cambio el paralelo 1 kW. Los fabricantes de la máquina no garantizan que sea posible evacuar todo el calor generado en el caso de montaje serie, por lo que se utilizó montaje en paralelo.

El montaje final se ilustra en Figura 93.

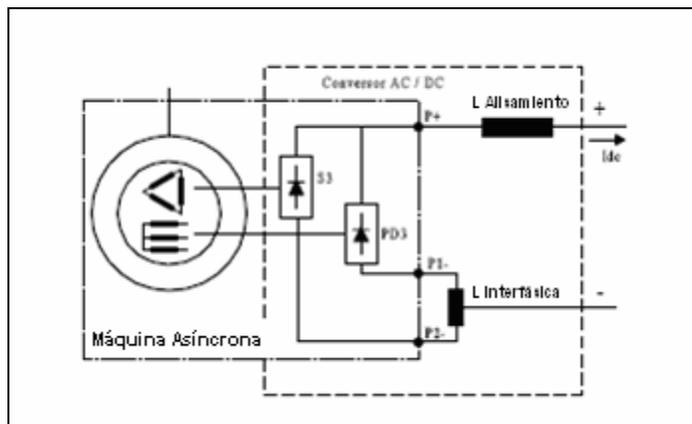


Figura 93: Esquema de conversor AC/DC utilizado

Anexo I: Datos de la red de distribución

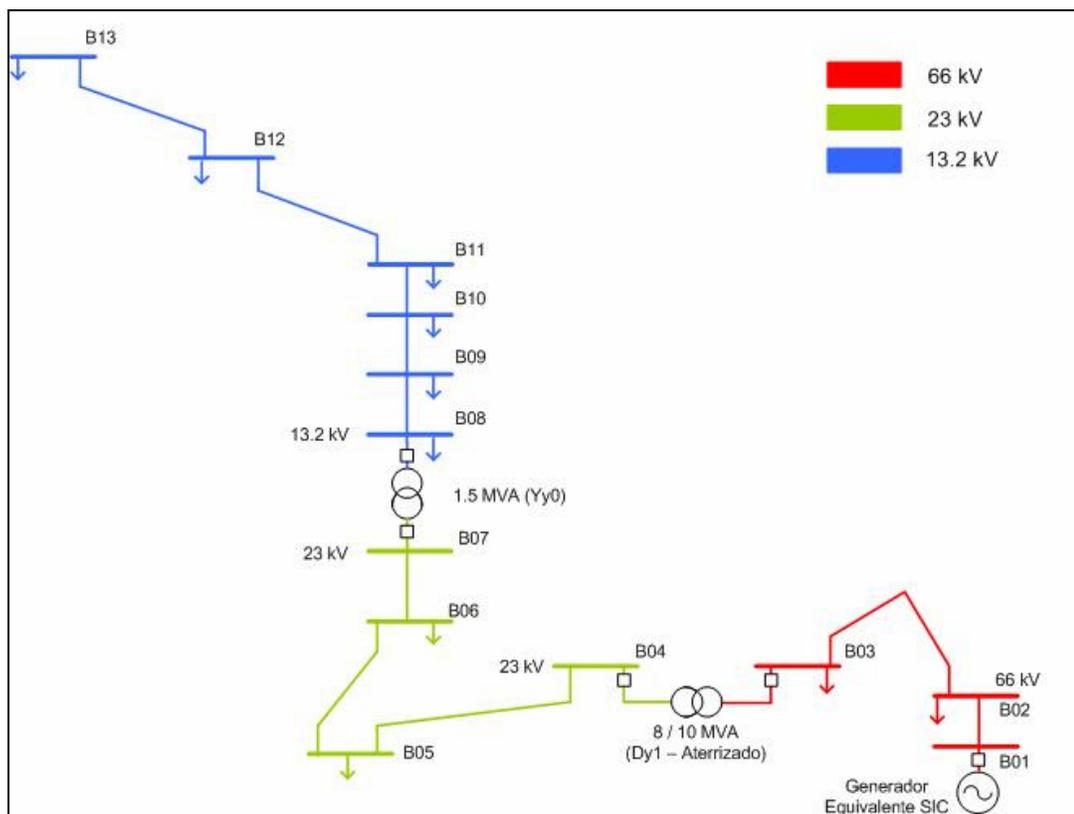


Figura 94: Red eléctrica de Chanco VII región

Tabla I.1: Datos de la Red Eléctrica

	Largo (km)	Voltaje (kV)	R (ohm)	X (ohm)	R (p.u.)	X (p.u.)
01-02	0	66	0,00	48,00	0,00	0,11
02-03	21	66	6,30	6,93	0,01	0,02
03-04	0	66/23	0,03	0,42	0,00	0,00
04-05	14,30	23	8,58	5,29	0,16	0,10
05-06	4,38	23	4,95	1,75	0,09	0,03
06-07	3,01	23	3,55	1,20	0,07	0,02
07-08	0	23/13,2	0,01	0,08	0,00	0,00
08-09	2,49	13,2	2,94	1,00	0,17	0,06
09-10	4,75	13,2	6,51	1,90	0,37	0,11
10-11	4,28	13,2	6,38	1,71	0,37	0,10
11-12	5,16	13,2	7,69	2,06	0,44	0,12
12-13	7,74	13,2	11,53	3,10	0,66	0,18

Potencia Base 10 MVA

Tabla I.2: Demandas en el caso de Demanda Máxima y Demanda Mínima en la Red eléctrica

	DDA Max		DDA Min	
	P (kW)	Q (kVar)	P (kW)	Q (kVar)
1	0	0	0	0
2	3.157	1.337	821	347
3	3.142	1.656	820	688
4	0	0	0	0
5	1.257	546	227	246
6	190	66	187	65
7	0	0	0	0
8	42	22	8	12
9	157	85	29	48
10	38	18	7	10
11	102	44	18	19
12	44	20	8	10
13	126	57	126	57