
 ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Lugar de Aplicación	2
1.2 El problema (o la oportunidad).....	3
1.3 Área de investigación	5
1.4 Área de estudio	5
1.5 Otros Interesados	5
1.6 Análisis de vías de solución.....	5
1.7 Objetivos.....	7
1.7.1 <i>Objetivo General</i>	7
1.7.2 <i>Objetivos Específicos</i>	7
1.8 Resultados Tangibles Esperados	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 Mecanismo de generación eléctrica por medio de aerogeneradores	9
2.1.1 <i>Densidad del aire</i>	9
2.1.2 <i>Área de barrido del rotor</i>	9
2.1.3 <i>El tubo de corriente</i>	10
2.1.4 <i>La potencia del viento: cubo de la velocidad del viento</i>	11
2.2 Tecnología de aerogeneradores flotantes.	14
2.3 Mecanismo de transmisión de la energía desde parques eólicos.....	19
2.3.1 <i>Sistemas HVDC y HVDC Light®</i>	22
2.4 Mercado de bonos de carbono	24
2.4.1 <i>Adicionalidad</i>	26
2.4.2 <i>El mercado</i>	26
2.4.3 <i>CER</i>	27
2.5 Marco legal e institucional	28
2.5.1 <i>Ley corta I</i>	28
2.5.2 <i>Ley corta II</i>	29
2.5.3 <i>Ley N° 20.257, abril 2008</i>	30
2.5.3 <i>Marco institucional del sector eléctrico</i>	32
2.5.3.1 <i>La Comisión Nacional de Energía (CNE)</i>	33
2.5.3.2 <i>La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)</i>	33
2.5.3.3 <i>La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)</i>	34
2.5.3.4 <i>Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)</i>	35
2.5.3.5 <i>El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos</i>	36
2.6 Evaluación económica del proyecto.	36
2.6.1 <i>VAN</i>	37
2.6.2 <i>TIR</i>	37
2.6.3 <i>Periodo de recuperación de la inversión</i>	38
2.6.4 <i>Análisis de sensibilidad</i>	38

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	40
3.1 Etapas	41
3.1.1 Selección de tecnología	41
3.1.2 Análisis marco regulador	42
3.1.3 Selección de emplazamiento.....	43
CAPITULO IV: SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA	46
4.1 Introducción.....	47
4.2 Tecnología de transición.....	48
4.3 Tecnología flotante	49
4.4 Factibilidad de desarrollo comercial.....	50
4.4.1 Tension Leg Plataform (TLP).....	52
4.4.2 Spar Buoy	53
4.4.3 Sistema híbrido TLP-SB	54
4.5 Elección	56
4.6 Mecanismo de transmisión de energía.....	58
4.6.1 Comparación de VSC HVDC con HVAC y LCC HVDC.....	60
4.6.1.1 Comparación entre sistemas de cable HVAC y HVDC.....	60
4.6.1.2 Comparación entre LCC HVDC y VSC HVDC.....	62
4.6.2 Componentes del sistema HVAC	65
4.6.2.1 Cable AC y compensador	66
4.6.2.2 Transformadores y estación transformadora	67
4.6.3 Componentes del sistema HVDC VSC	68
4.6.3.1 Estación convertidora VSC HVDC	69
4.6.3.2 Cables DC	69
4.6.4 Pérdidas en el sistema de transmisión VSC HVDC y HVAC	69
4.6.5 Conclusión	71
4.7 Costos de instalación de parques eólicos.....	71
4.7.1 Costo de inversión del sistema de transmisión.....	72
4.7.1.1 Costos del sistema de transmisión VSC HVDC.....	72
4.7.1.1.1 Costo de subestación	72
4.7.1.1.2 Costo de uso del suelo	74
4.7.1.1.3 Costo del cable DC.....	75
4.7.1.1.4 Plataforma offshore.....	76
4.7.1.2 Costos del sistema de transmisión HVAC	76
4.7.1.2.1 Costos de la subestación.....	77
4.7.1.2.2 Costo de uso del suelo	77
4.7.1.2.3 Costo del cable	78
4.7.1.2.4 Plataforma Offshore.....	79
4.7.1.2.5 Compensación reactiva	79
4.7.1.3 Costos de transmisión en tierra.....	80
4.7.2 Costos del Aerogenerador y del sistema flotante	81
4.7.2.1 Aerogenerador.....	82
4.7.2.2 Plataforma flotante.....	82

CAPÍTULO V: ANÁLISIS MARCO REGULADOR.....	85
5.1	Introducción..... 86
5.2	Mercado eléctrico chileno 86
5.2.1	<i>Alternativas de integración a un sistema eléctrico</i> 89
5.2.2	<i>Descripción general de alternativas de comercialización</i> 90
5.2.3	<i>Mercado spot</i> 92
5.2.4	<i>Venta de potencia en el mercado spot</i> 92
5.2.5	<i>Venta de energía y potencia en el mercado spot</i> 93
5.2.6	<i>Precio de energía y potencia</i> 94
5.2.6.1	<i>Precio de nudo</i> 94
5.2.6.2	<i>Precios Básicos de la Potencia de Punta</i> 95
5.2.6.3	<i>Costo marginales instantáneos (Precio Spot)</i> 96
5.3	Venta de bonos de carbono..... 97
5.4	Estimación de las reducciones de un parque eólico 99
5.4.1	<i>Metodología ACM0002</i> 99
CAPÍTULO VI: SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS	101
6.1	Criterio de zonas potenciales de emplazamiento..... 102
6.2	Cuadrantes 108
6.2.1	<i>Asignación de densidad de energía</i> 112
6.2.2	<i>Generación anual de energía por cuadrante</i> 114
6.2.3	<i>Distancias de transmisión</i> 120
6.2.4	<i>Factibilidad de cuadrantes</i> 127
6.3	Razón ingreso/inversión (I/I)..... 130
6.4	Evaluación económica..... 137
CAPÍTULO VII: CONCLUSIÓN	154
7.1	Conclusiones..... 155
7.2	Comentario 157
BIBLIOGRAFÍA.....	159
ANEXOS.....	162
ANEXO 1: Cálculo del precio Spot de la energía.....	163
ANEXO 2: Cálculo del interés y amortización del préstamo.....	165
ANEXO 3: Flujo de caja cuadrante G14 sin financiamiento	166
ANEXO 4: Flujo de caja cuadrante G14 con financiamiento del 75%	167
ANEXO 5: Depreciaciones	168
ANEXO 6: Número de aerogeneradores del cuadrante G14.....	169
ANEXO 7: Cálculo de asignación de energía para cada cuadrante.	171

 ÍNDICE DE TABLAS
CAPÍTULO III

Tabla 1: Etapas de la metodología.....	41
Tabla 2: Resumen de las etapas con sus respectivas herramientas.....	45

CAPÍTULO IV

Tabla 3: Comparación entre HVAC, LCC HVDC y VSC HVDC.....	64
Tabla 4: Proyectos de expansión del sistema de transmisión trocal del SIC.....	81
Tabla 5: Resumen montos de inversión sistemas de transmisión.....	84

CAPÍTULO VI

Tabla 6: Subestaciones potenciales del SIC.	108
Tabla 7: Ubicación geográfica de los cuadrantes.	111
Tabla 8: Densidad de energía disponible para cada cuadrante en $[W/m^2]$	113
Tabla 9: Generación anual para cada cuadrante.	117
Tabla 10: Continuación tabla 13.....	118
Tabla 11: Continuación tabla 14.....	119
Tabla 12: Desglose inversión HVAC.	122
Tabla 13: Desglose inversión HVDC.	122
Tabla 14: Cuadrantes seleccionados para la subestación Charrúa.	123
Tabla 15: Cuadrantes seleccionados para la subestación Temuco.	124
Tabla 16: Cuadrantes seleccionados para la subestación Valdivia.....	124
Tabla 17: Cuadrantes seleccionados para la subestación Puerto Montt.	125
Tabla 18: Continuación de la Tabla 17.....	126
Tabla 19: Continuación de la Tabla 18.....	127
Tabla 20: Productividad neta y factor de productividad de cada cuadrante.....	128
Tabla 21: Continuación Tabla 20.	129
Tabla 22: Continuación Tabla 21.	130
Tabla 23: Evaluación de cuadrantes ordenado de mayor a menor respecto la razón I/I. ...	132
Tabla 24: Continuación tabla 23.....	133
Tabla 25: Continuación tabla 24.....	134
Tabla 26: continuación tabla 25.	135
Tabla 27: Continuación tabla 26.....	136
Tabla 28: Estimación del beta.	139
Tabla 29: Evaluación económica del escenario esperado.	141
Tabla 30: Continuación tabla 29.....	142
Tabla 31: Evaluación económica del escenario con un 15% de aumento en el precio.	142
Tabla 32: Continuación tabla 31.....	143
Tabla 33: Evaluación económica del escenario con un 20% de aumento en el precio.	143
Tabla 34: Continuación tabla 33.....	144
Tabla 35: Cuadrantes seleccionados para la subestación Chiloé.....	146
Tabla 36: Producción neta y potencia firme.	147
Tabla 37: Evaluación de cuadrantes ordenado de mayor a menor respecto la razón I/I. ...	148
Tabla 38: Continuación tabla 42.....	149

Tabla 39: Evaluación económica frente extensión del STT (escenario probable).	150
Tabla 40: Evaluación económica frente extensión del STT (escenario muy optimista). ...	151
Tabla 41: Evaluación económica frente a la caída del valor de la tecnología (28,11%)....	152
Tabla 42: Evaluación económica frente a la caída del valor de la tecnología (11,47%)....	153
Tabla 43: Evaluación económica frente a la caída del valor de la tecnología (5,92%).....	153

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1: Estimación de la demanda del SING.	4
Figura 2: Estimación de la demanda del SIN.	4

CAPÍTULO 2

Figura 3: Tubo de corriente normal de un aerogenerador.	10
Figura 4: Curva de potencia en función de la velocidad del viento.	13
Figura 5: Sistemas de flotabilidad.	15
Figura 6: WindFloat Project.	18
Figura 7: Hywind Project	19
Figura 8: HVDC vs HVAC.	21
Figura 9: Capacidad de transmisión respecto la distancia.	22
Figura 10: Esquema básico de interconexión del sistema HVDC clásico.....	23
Figura 11: Esquema básico de interconexión del sistema HVDC Light.....	24
Figura 12: Cable submarino HVDC Light.	24
Figura 13: Cronología del proceso normativo.....	32
Figura 14: Sector eléctrico e instituciones.....	32

CAPÍTULO IV

Figura 15: Costos de la tecnología offshore v/s profundidad del agua.	47
Figura 16: Estructuras con tecnología de transición.....	48
Figura 17: Estructuras con tecnología de aguas profundas.	49
Figura 18: Tecnología flotante de las plataformas petroleras.....	51
Figura 19: Sistemas de amarra por catenaria.....	52
Figura 20: Sistema de amarra por Taut-Leg.....	52
Figura 21: Sistema flotante TLP.....	53
Figura 22: Sistema flotante SB.....	54
Figura 23: Sistema flotante SB.....	55
Figura 24: Prototipos de aerogenerador flotante.	56
Figura 25: Curva característica del aerogenerador RE POWER 5MW.....	57
Figura 26: Aspecto de la estructura TLP sosteniendo a la turbina de 5 MW.....	58
Figura 27: Comparación económica entre las dos tecnologías de transmisión.	62
Figura 28: Elección de la tecnología de transmisión según capacidades y distancia.	65
Figura 29: Conexión HVAC de un parque eólico con la red principal.	66
Figura 30: Sección transversal del cable XLPE (Nexans Norway S.A.).....	67
Figura 31: Diseño de la estación transformadora offshore del parque The Horns Rev.....	68

Figura 32: Configuración básica de un sistema VSC HVDC.....	68
Figura 33: Pérdidas por transmisión en un parque de 300 [MW].	70
Figura 34: Inversión proyecto eólico en aguas poco profundas.	71
Figura 35: Comparación de una subestación en tierra y una offshore.....	74
Figura 36: Variación del precio del cobre.	75
Figura 37: Comparación de costes de inversión entre corriente continua y alterna.	80
Figura 38: Precio del acero en el mercado internacional.....	83
Figura 39: Precio actualizado del acero en el mercado internacional.	83

CAPÍTULO V

Figura 40: Modelo simplificado del mercado chileno.....	88
Figura 41: Normativa aplicable según el sector de conexión.....	90
Figura 42: Alternativa de interacción comercial de un ERNC.	90
Figura 43: fluctuación del precio de los CERs.	98

CAPÍTULO VI

Figura 44: Descripción de la ubicación de los sectores potenciales de instalación.....	103
Figura 45: Distribución de la densidad de la energía del viento (W/m^2).	105
Figura 46: Detalle del potencial eólico en el territorio marítimo chileno.	106
Figura 47: Mapa del sector sur del Sistema Interconectado Central.	107
Figura 48: Referencias del mapa de la Figura 47.	107
Figura 49: Cuadrantes establecidos sobre el mapa batimétrico.....	108
Figura 50: Medición de la distribución anual de las velocidades del viento.....	115
Figura 51: Sistema de coordenadas geográficas.....	120
Figura 52: Histograma de aerogeneradores a instalar.	137
Figura 53: Ampliación del sistema de transmisión troncal.	145