



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

ANÁLISIS COMPARATIVO DE MECANISMOS DE INTEGRACIÓN DE ERNC EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

JUAN PABLO KINDERMANN BASSANO

**SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2012**



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

ANÁLISIS COMPARATIVO DE MECANISMOS DE INTEGRACIÓN DE ERNC EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

JUAN PABLO KINDERMANN BASSANO

**PROFESOR GUIA:
LUIS VARGAS DÍAZ**

**PROFESOR CO-GUIA:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ**

**MIEMBRO DE LA COMISION:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

**SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2012**

RESUMEN DE TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN INGENIERÍA ELÉCTRICA
POR: JUAN PABLO KINDERMANN BASSANO
FECHA: 21/06/2012
PROF. GUÍA: SR. LUIS VARGAS DÍAZ

“ANÁLISIS COMPARATIVO DE MECANISMOS DE INTEGRACIÓN DE ERNC EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS”

Debido a la importancia de las fuentes renovables por sus beneficios medioambientales y la independencia energética que proveen, es necesario implementar políticas de promoción para estos medios renovables. Dado que las fuentes de energía mini-hidráulica ya son competitivas y que por otro lado, la geotermia es una de las fuentes renovables de menor desarrollo, esta tesis se centra en el crecimiento de las fuentes eólica, solar y biomasa.

A nivel internacional los principales incentivos que se usan para incrementar la presencia de energías renovables son tres: *Feed-In Tariff*, Obligación de Cuotas (*RPS*) y Subastas Competitivas (*Competitive Bidding Process*). Los países con mayor crecimiento de ERNC a nivel latinoamericano tienen un incentivo del tipo Subastas Competitivas (Uruguay y Brasil); y Obligación de Cuotas (Chile). Sin embargo, a nivel de países desarrollados como el caso europeo, el mecanismo con mejores resultados es *Feed-In Tariff*, por lo que los resultados en Latinoamérica se pueden deber a un diseño de los incentivos que no busca maximizar su penetración.

En este trabajo se determinan los mejores incentivos que se deben aplicar para lograr un mayor crecimiento de las energías renovables en un determinado mercado. No se considera en el análisis ni los impactos de estos incentivos en los costos de la energía ni el nivel de subsidios requeridos, ni tampoco otros potenciales beneficios. Para ello, se desarrolla una metodología que estima rangos de crecimiento de las energías renovables, en función del tipo de incentivo principal aplicado.

La aplicación de esa metodología en el caso chileno entrega como resultado que con un incentivo del tipo *Feed-In Tariff* se alcanzarían los mayores niveles de penetración de ERNC. Así, para el año el 2030 se puede alcanzar un 20,7% en generación de energía eólica, 6,4% de solar y 4,5% de Biomasa, totalizando un 31,6% con estas tres fuentes.

"El hombre se descubre cuando se mide con un obstáculo."

Antoine de Saint-Exupéry

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi familia, por apoyarme siempre, tanto en el proceso de la tesis, como durante toda mi formación personal y profesional. En especial quiero agradecer a mis papás, hermanos y a Carolina Fernández, que me ayudaron durante mis momentos de estrés y en todo lo que pudieron, estando siempre disponibles para mí. Además, de compartir grandes momentos como familia, emocionantes y divertidos, también compartimos aquellos malos, permaneciendo siempre unidos.

En segundo lugar quiero agradecer a los profesores Luis Vargas y Guillermo Jiménez, los cuales me guiaron durante el desarrollo del trabajo de tesis, con una gran paciencia para responder todas mis dudas y aportar con ideas cuando las necesitaba.

Asimismo, quiero agradecer a mis amigos en general. Los cuales siempre me brindaron un espacio de recreo durante todo el duro proceso de estudio universitario.

Además, quiero agradecer a mis compañeros de Universidad, quienes fueron un gran apoyo durante la carrera, ayudándome con temas de la universidad y permitiéndome compartir momentos de esparcimiento, que a pesar de que fueron pocos, fueron bien aprovechados.

Por último, quisiera agradecer a la gloriosa Universidad de Chile, a la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas y al Departamento de Ingeniería Eléctrica, porque en estos espacios encontré lo necesario para desarrollarme como profesional y como un ser social con visión país.

Índice

Acrónimos	XXVIII
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 General.....	5
1.2.2 Específicos	5
1.3 Alcances.....	6
1.4 Estructura del Trabajo.....	6
Capítulo 2 Incentivos de promoción existentes	8
2.1 <i>Feed-In Tariff</i>	8
2.1.1 Tarifa Fija versus <i>Premium</i>	9
2.1.2 Tarifa escalonada o plana.....	13
2.1.3 Forma de determinar y revisar las tarifas.....	19
2.1.4 Incentivos incorporados en la política <i>Feed-In Tariff</i>	20
2.1.5 Incentivos secundarios incorporados a una política <i>Feed-In Tariff</i>	21
2.1.6 Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	23
2.2 Subastas Competitivas	24
2.2.1 Ejemplo del Reino Unido.....	25
2.2.2 Ejemplo de Irlanda	26
2.2.3 Ejemplo de Francia	26
2.2.4 Ejemplo Australia	27
2.2.5 Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo de Subastas Competitivas	28
2.3 Sistema de Cuotas y Certificados renovables	29

2.3.1	Obligación de Cuotas (<i>Renewable Portfolio Standards - RPS</i>).....	29
2.3.2	Certificados de energías renovables.....	29
2.3.3	Ejemplo del Reino Unido.....	30
2.3.4	Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo de Cuotas y Certificados	31
2.4	Análisis de políticas estudiadas	33
Capítulo 3	Análisis de Incentivos Renovables en Latinoamérica	35
3.1	Chile.....	35
3.1.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Chile.....	36
3.1.2	Evolución de las Energías Renovables en Chile.....	42
3.2	Argentina	48
3.2.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Argentina	48
3.2.2	Evolución de las Energías Renovables en Argentina	49
3.3	Bolivia.....	53
	Evolución de las Energías Renovables en Bolivia.....	53
3.4	Brasil.....	55
3.4.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Brasil	55
3.4.2	Evolución de las Energías Renovables en Brasil	56
3.5	Colombia.....	60
3.5.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Colombia.....	60
3.5.2	Evolución de las Energías Renovables en Colombia.....	61
3.6	Ecuador	65
3.6.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Ecuador	65
3.6.2	Evolución de las Energías Renovables en Ecuador	67
3.7	Paraguay	71
	Evolución de las Energías Renovables en Paraguay.....	71
3.8	Perú.....	73

3.8.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Perú	73
3.8.2	Evolución de las Energías Renovables en Perú	74
3.9	Uruguay	78
3.9.1	Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Uruguay	78
3.9.2	Evolución de las Energías Renovables en Uruguay	79
3.10	Venezuela	83
	Evolución de las Energías Renovables en Venezuela.....	83
3.11	Comparación de políticas de incentivo para la energía renovable en Latinoamérica	85
3.11.1	Evoluciones de energía hidráulica	85
3.11.2	Evoluciones de energía eólica.....	88
3.11.3	Evoluciones de energía solar	92
3.11.4	Evoluciones de energía de biomasa	94
3.11.5	Evoluciones de energía renovable	97
3.11.6	Evoluciones de energía renovable sin hidroelectricidad.....	99
3.11.7	Comparación del crecimiento promedio de renovables durante la aplicación de los diferentes incentivos	102
3.12	Análisis comparación Latinoamericana de incentivos	111
Capítulo 4	Comparación Internacional de Incentivos	112
4.1	Comparación de crecimientos de uso renovables	112
4.2	Comparación de costos y beneficios.....	116
4.2.1	Comparación de aumento de precios	116
4.2.2	Comparación del crecimiento de las emisiones de contaminantes locales y de CO ₂	118
4.2.3	Otros beneficios	119
4.3	Análisis de Costos y Beneficios	121
Capítulo 5	Metodología propuesta y Resultados	122

5.1	Planteamiento del Problema	122
5.2	Metodología Propuesta	124
5.2.1	Alcances de la metodología	128
5.2.2	Validación del método	131
5.3	Resultados y Análisis.....	135
5.3.1	Proyecciones de Capacidad.....	138
5.3.2	Proyecciones de Generación	149
5.4	Propuesta de Perfeccionamiento para la metodología.....	159
5.4.1	Proyección Única <i>Feed-In Tariff</i>	160
5.4.2	Proyección Única Obligación de Cuotas	162
5.4.3	Proyección Única Subastas	164
5.4.4	Comparación de Resultados de capacidad por incentivo con proyecciones únicas	166
Capítulo 6	Conclusiones	167
Capítulo 7	Referencias.....	173
Capítulo 8	Anexos	192
Anexo A:	Políticas de Incentivo secundarias	192
8.1	Políticas de financiamiento.....	192
8.1.1	Subsidios	192
8.1.2	Alivio de Impuestos	193
8.1.3	Subvenciones	195
8.1.4	Préstamos	196
8.2	Inversiones públicas.....	197
8.2.1	Fondos de beneficio público	197
8.2.2	Políticas de infraestructura e inversión	197
8.2.3	Contrataciones públicas	198

8.2.4	Educación y divulgación de información sobre Fuentes de generación.....	199
8.2.5	Leyes de acceso.....	199
8.3	Políticas de reducción de emisiones	200
8.3.1	Imponer un Impuesto sobre el carbono.....	200
8.3.2	Retiro de beneficios a la industria de combustibles fósiles	200
8.3.3	Estándares de emisión.....	201
8.3.4	Bonos de Emisión	201
8.3.5	Nuevas propuestas para la reducción de emisiones	202
8.4	Políticas de Fomento de Generación Distribuida	204
8.4.1	<i>Net Metering</i> (medición neta).....	204
8.4.2	Precios en tiempo real.....	205
8.4.3	Reglamentos de interconexión.....	205
Anexo B: Información extra de Países Latinoamericanos		208
8.5	Información Extra de Chile	208
8.5.1	Descripción del sector eléctrico chileno	208
8.5.2	Instituciones del sector eléctrico chileno	217
8.5.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico chileno.....	218
8.5.4	Definición de Energías Renovables en Chile.....	218
8.5.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Chile	219
8.6	Información extra de Argentina.....	225
8.6.1	Descripción del sector eléctrico Argentino.....	225
8.6.2	Instituciones del sector eléctrico argentino.....	226
8.6.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico argentino	227
8.6.4	Definición de Energías Renovables en Argentina	228
8.6.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Argentina.....	228
8.7	Información extra de Bolivia.....	234

8.7.1	Descripción del sector eléctrico boliviano	234
8.7.2	Instituciones del sector eléctrico boliviano.....	237
8.7.3	Ley que influye en el sector eléctrico boliviano	238
8.7.4	Definición de Energías Renovables en Bolivia	238
8.7.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Bolivia.....	238
8.8	Información extra de Brasil	244
8.8.1	Descripción del sector eléctrico brasileño	244
8.8.2	Instituciones del sector eléctrico brasileño	246
8.8.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico brasileño.....	246
8.8.4	Definición de Energías Renovables en Brasil.....	247
8.8.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Brasil	247
8.9	Información extra de Colombia.....	251
8.9.1	Descripción del sector eléctrico colombiano	251
8.9.2	Instituciones del sector eléctrico colombiano	252
8.9.3	Leyes y regulaciones que influyen en el sector eléctrico colombiano.....	253
8.9.4	Definición de Energías Renovables en Colombia	253
8.9.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Colombia.....	253
8.10	Información extra de Ecuador	258
8.10.1	Descripción del sector eléctrico ecuatoriano	258
8.10.2	Instituciones del sector eléctrico ecuatoriano	260
8.10.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico ecuatoriano.....	261
8.10.4	Definición de Energías Renovables en Ecuador.....	261
8.10.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Ecuador	262
8.11	Información extra de Paraguay.....	266
8.11.1	Descripción del sector eléctrico paraguayo	266
8.11.2	Instituciones del sector eléctrico paraguayo	266
8.11.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico paraguayo.....	267
8.11.4	Definición de Energías Renovables en Paraguay	267

8.11.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Paraguay.....	268
8.12	Información extra de Perú	272
8.12.1	Descripción del sector eléctrico peruano	272
8.12.2	Instituciones del sector eléctrico peruano	274
8.12.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico peruano	275
8.12.4	Definición de Energías Renovables en Perú.....	276
8.12.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Perú	276
8.13	Información extra de Uruguay.....	281
8.13.1	Descripción del sector eléctrico uruguayo	281
8.13.2	Instituciones del sector eléctrico uruguayo.....	282
8.13.3	Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico uruguayo	282
8.13.4	Definición de Energías Renovables en Uruguay	283
8.13.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Uruguay.....	283
8.14	Información extra de Venezuela.....	288
8.14.1	Descripción del sector eléctrico venezolano.....	288
8.14.2	Instituciones del sector eléctrico venezolano.....	288
8.14.3	Ley que influye en el sector eléctrico venezolano	289
8.14.4	Definición de Energías Renovables en Venezuela	289
8.14.5	Potenciales de Fuentes Renovables en Venezuela.....	289
8.15	Datos de los países latinoamericanos	294
Anexo C: Datos y curvas extra de la metodología		299
8.16	Países considerados en la metodología.....	299
8.17	Datos Usados en metodología, su validación y comparación internacional	301
8.18	Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas	316
8.18.1	Rectas obtenidas para el incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	316
8.18.2	Rectas obtenidas para el incentivo de cuotas	318

8.18.3	Rectas obtenidas para el incentivo de subastas.....	320
8.19	Gráficos obtenidos en la Validación del método.....	322
8.19.1	Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	322
8.19.2	Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo de cuotas	328
8.19.3	Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo de subastas usando datos de Uruguay.....	332
Anexo D: Uso de aproximación lineal en la metodología.....		334
8.20	Ejemplo Alemania	334
8.21	Ejemplo Hungría.....	337

Índice de Figuras

Figura 1: comparación entre estado de participación de renovables en el año 2009 y meta para el 2020.....	3
Figura 2: Esquemas principales de soporte para las Energías renovables en la UE.....	9
Figura 3: Principio básico de las tarifas fijas.....	10
Figura 4: Principio básico de las tarifas <i>premium</i>	11
Figura 5: Costos de la generación de electricidad con energía eólica en Alemania.....	14
Figura 6: Nivel de tarifa alta por kWh.....	14
Figura 7. Costos de generación y soporte anual para turbinas eólicas <i>on-shore</i> en Francia	16
Figura 8: Beneficio del productor de electricidad por energía eólica <i>on-shore</i> en Francia	16
Figura 9: Remuneración de electricidad para centrales hidráulicas en Portugal el año 2006	17
Figura 10: Remuneración de electricidad para centrales eólicas, hidráulicas, de biomasa y biogás en Luxemburgo	17
Figura 11: Precios de ROCs desde 2002 hasta 2010.....	31
Figura 12: Porcentaje de exención según ley 19.940.	37
Figura 13: Obligaciones anuales de integración según ley 20.257.....	38
Figura 14: Factor de Acreditación de centrales hidráulicas entre 20 y 40 MW según ley 20.257.	39
Figura 15: Evolución Capacidad Instalada de fuentes renovables no convencionales en Chile.....	42
Figura 16: Evolución generación de fuentes renovables no convencionales en Chile..	43

Figura 17: Evolución porcentaje de Capacidad Instalada y Generación de ERNC en Chile.	44
Figura 18: Evolución de las ERNC en Chile.....	46
Figura 19: Evolución energías renovables en Argentina.....	50
Figura 20: Evolución energías renovables en Argentina, sin considerar la energía hidráulica	51
Figura 21: Evolución energías renovables en Bolivia.....	53
Figura 22: Evolución energías renovables en Brasil	57
Figura 23: Evolución energías renovables en Brasil, sin considerar la energía hidráulica	58
Figura 24: Evolución energías renovables en Colombia.....	62
Figura 25: Evolución energías renovables en Colombia, sin considerar la energía hidráulica.....	63
Figura 26: Evolución energías renovables en Ecuador.	68
Figura 27: Evolución energías renovables en Ecuador, sin considerar la energía hidráulica	69
Figura 28: Evolución energías renovables en Paraguay.....	72
Figura 29: Evolución energías renovables en Perú.	75
Figura 30: Evolución energías renovables en Perú, sin considerar la energía hidráulica	76
Figura 31: Evolución energías renovables en Uruguay.....	80
Figura 32: Evolución energías renovables en Uruguay, sin considerar la energía hidráulica	81
Figura 33: Evolución energías renovables en Venezuela.....	83
Figura 34: Comparación latinoamericana de capacidad Hidroeléctrica en MW	85

Figura 35: Comparación latinoamericana de generación Hidroeléctrica en GWh.....	86
Figura 36: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad Hidroeléctrica	87
Figura 37. Comparación latinoamericana de porcentaje de generación Hidroeléctrica	87
Figura 38: Comparación latinoamericana de capacidad eólica en MW	89
Figura 39: Comparación latinoamericana de generación eólica en GWh	89
Figura 40: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad eólica.....	90
Figura 41: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación eólica	91
Figura 42: Comparación latinoamericana de capacidad solar en MW	92
Figura 43. Comparación latinoamericana de generación solar en GWh	93
Figura 44: Comparación latinoamericana de capacidad de biomasa en MW	94
Figura 45: Comparación latinoamericana de generación a partir de biomasa en GWh	95
Figura 46: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad de biomasa	96
Figura 47: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación a partir de biomasa.....	96
Figura 48: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad renovable.....	98
Figura 49: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación renovable	98
Figura 50. Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad renovable sin considerar la Hidroeléctrica.....	100
Figura 51: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación renovable sin considerar la Hidroeléctrica.....	100
Figura 52: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de capacidad de energía eólica	104

Figura 53: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de generación de energía eólica.....	104
Figura 54: Comparación latinoamericana de la proyección de capacidad de energía solar, en MW	105
Figura 55: Comparación latinoamericana de la proyección de generación de energía solar, en GWh.....	106
Figura 56: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de capacidad de energía de biomasa.....	107
Figura 57: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de generación a partir de biomasa	108
Figura 58: Comparación latina de la proyección del porcentaje de capacidad de energía renovable (sin Hidro).....	109
Figura 59: Comparación latina de la proyección del porcentaje de generación de energía renovable (sin Hidro).....	110
Figura 60: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	127
Figura 61: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de cuotas.....	127
Figura 62: Diagrama de Bloques de la Metodología.....	128
Figura 63: Validación del método en el incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	133
Figura 64: Validación del método en el incentivo de cuotas.....	133
Figura 65: Validación del método en el incentivo de subastas.....	134
Figura 66: Proyecciones de capacidad para el caso de <i>Feed-In Tariff</i>	138
Figura 67: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones <i>Feed-In Tariff</i>	139
Figura 68: Proyecciones de capacidad para el caso de Cuotas.....	141

Figura 69: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso Cuotas	142
Figura 70: Proyecciones de capacidad para el caso de Subastas	143
Figura 71: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso Subastas	144
Figura 72: Proyecciones de Generación para el caso <i>Feed-In Tariff</i>	150
Figura 73: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso <i>Feed-In Tariff</i>	151
Figura 74: Proyecciones de Generación para el caso de Cuotas	152
Figura 75: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso de Cuotas	153
Figura 76: Proyecciones de Generación para el caso de Subastas	154
Figura 77: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso de Subastas	155
Figura 78: Proyección Única en caso <i>Feed-In Tariff</i>	160
Figura 79: Proyección Única con rangos en caso <i>Feed-In Tariff</i>	161
Figura 80: Proyección Única en caso Obligación de Cuotas.....	162
Figura 81: Proyección Única con rangos en caso Obligación de Cuotas	163
Figura 82: Proyección Única en caso de Subastas	164
Figura 83: Proyección Única con rangos en caso de Subastas	165
Figura 84: Mecanismo de “ <i>Cap and Share</i> ”	203
Figura 85: Regiones cubiertas por los sistemas eléctricos	209
Figura 86: Sistema Interconectado del Norte Grande - SING.....	210
Figura 87: Sistema Interconectado Central – SIC	211
Figura 88: Interacción entre los diversos agentes del sector eléctrico chileno.....	213

Figura 89: Identificación de zonas favorables para la energía eólica.....	220
Figura 90: Identificación de zonas favorables para la energía solar.....	221
Figura 91: MAPA DEL POTENCIAL DE OLAS	224
Figura 92: Mapa de radiación solar en Argentina en los meses de Enero (izquierda) y Julio (derecha)	229
Figura 93: Mapa de la radiación horizontal media anual en Argentina.....	229
Figura 94: Mapa eólico de Argentina, con velocidades de viento promedio	230
Figura 95: Lugares con potencial hidroeléctrico	231
Figura 96: Mapa con potencial de fuentes de biomasa.....	232
Figura 97: Mapa con potencial geotérmico	233
Figura 98: Mercado eléctrico boliviano.....	235
Figura 99: Mapa de Bolivia dividido en sectores según su fuente de mayor potencial	239
Figura 100: Mapa de la radiación solar promedio anual en Bolivia.....	240
Figura 101: Mapa de Bolivia con velocidades medias de viento para tres altitudes diferentes	241
Figura 102: Potencial hidráulico boliviano	242
Figura 103: Productividad de biomasa forestal (m ³ /km ² /año)	243
Figura 104: Sistema Interconectado (SIN)	246
Figura 105: Mapa de radiación solar promedio en Brasil	247
Figura 106: Potenciales eólicos en Brasil por sectores	248
Figura 107: Potenciales hidroeléctricos en Brasil por sectores	249
Figura 108: mapa con el potencial geotérmico en Brasil	250
Figura 109: Esquema de funcionamiento del MEM.....	251

Figura 110: Atlas solar colombiano	254
Figura 111: Mapa eólico colombiano.....	255
Figura 112: Mapa con potencial hidroeléctrico.....	256
Figura 113: Zonas con mayor potencial geotérmico en Colombia.....	257
Figura 114: Estructura del sector eléctrico ecuatoriano	259
Figura 115: Energía manejada por los diferentes agentes del mercado eléctrico ecuatoriano.....	260
Figura 116: Atlas Solar de Ecuador.....	262
Figura 117. Potencial hidroeléctrico de Ecuador.....	264
Figura 118: Zonas de Paraguay divididas según su fuente de mayor potencial	268
Figura 119: Radiación solar en diferentes zonas de Paraguay	269
Figura 120: Velocidades promedio del viento en diferentes zonas de Paraguay	270
Figura 121: Mapa de uso de suelo de Paraguay	271
Figura 122: Funcionamiento del mercado eléctrico peruano	273
Figura 123: Ventas de electricidad a clientes regulados y libres.....	274
Figura 124: Instituciones del Sector Eléctrico Peruano.....	274
Figura 125: Potencial solar de Perú.....	277
Figura 126: Potencial Eólico de Perú	278
Figura 127: Proyectos hidráulicos y térmicos instalados en Perú	279
Figura 128: Zonas con mayor potencial geotérmico en Perú	280
Figura 129: Consumo de electricidad según tipo de cliente en Uruguay	281
Figura 130: Promedio anual de la irradiación solar en Uruguay	284
Figura 131: Mapa eólico de Uruguay.....	285

Figura 132: Potencial hidroeléctrico de Uruguay y algunos nuevos proyectos programados	286
Figura 133: Potencial de Generación con biomasa forestal	287
Figura 134: Mapa solar venezolano.....	290
Figura 135: Mapa eólico venezolano.....	291
Figura 136: Centrales Mini-hidroeléctricas instaladas y proyectadas en Venezuela	292
Figura 137: Potenciales de energía de biomasa en Venezuela	293
Figura 138: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	316
Figura 139: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	316
Figura 140: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	317
Figura 141: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	317
Figura 142: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de cuotas.....	318
Figura 143: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo de cuotas.....	318
Figura 144: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo de cuotas	319
Figura 145: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo de cuotas.....	319
Figura 146: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de subastas	320

Figura 147: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo de subastas	320
Figura 148: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo de subastas	321
Figura 149: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo de subastas.....	321
Figura 150: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos solares de Francia.....	322
Figura 151: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos solares de Italia	323
Figura 152: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos eólicos de Dinamarca.....	323
Figura 153: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos solares de Dinamarca	324
Figura 154: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos de biomasa de Dinamarca	324
Figura 155: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos renovables (sin hidro) de Dinamarca.....	325
Figura 156: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos eólicos de Grecia.....	325
Figura 157: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos solares de Grecia.....	326
Figura 158: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos de biomasa de Grecia	326
Figura 159: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos renovables (sin hidro) de Grecia.....	327
Figura 160: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos eólicos de Bulgaria.....	327
Figura 161: Validación <i>Feed-In Tariff</i> usando datos renovables (sin hidro) de Bulgaria	328
Figura 162: Validación cuotas usando datos eólicos de Chile	328
Figura 163: Validación cuotas usando datos de biomasa de Chile	329
Figura 164: Validación cuotas usando datos renovables (sin hidro) de Chile.....	329
Figura 165: Validación cuotas usando datos eólicos de Italia.....	330

Figura 166: Validación cuotas usando datos solares de Italia	330
Figura 167: Validación cuotas usando datos de biomasa de Italia	331
Figura 168: Validación cuotas usando datos renovables (sin hidro) de Italia	331
Figura 169: Validación subastas usando datos eólicos de Uruguay.....	332
Figura 170: Validación subastas usando datos de biomasa de Uruguay	332
Figura 171: Validación subastas usando datos de renovables (sin hidro) de Uruguay	333
Figura 172: Diferentes aproximaciones para el crecimiento eólico y solar en Alemania.....	334
Figura 173: Diferentes aproximaciones para el crecimiento de biomasa y renovable sin hidro en Alemania.....	336
Figura 174: Diferentes aproximaciones para el crecimiento eólico y solar en Hungría.....	337
Figura 175: Diferentes aproximaciones para el crecimiento de biomasa y renovable sin hidro en Hungría	338

Índice de Tablas

Tabla 1: Objetivos de participación de energía renovable.	2
Tabla 2: Rango de tarifas <i>Feed-In Tariff</i> para electricidad de energía eólica <i>on-shore</i> en Francia	15
Tabla 3: Remuneración por electricidad de biomasa sólida y residuos biogénicos en Austria para 2009	18
Tabla 4: ventajas y desventajas al utilizar tarifas escalonadas	19
Tabla 5: Cuotas de la RO en el Reino Unido	30
Tabla 6: Balances 2011 y 2012 de aplicación Ley 20.257.	47
Tabla 7: Metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el SIN.	61
Tabla 8: Metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en las ZNI.	61
Tabla 9: Precios para energías renovables en Ecuador.	66
Tabla 10: Precios para centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW en Ecuador.....	66
Tabla 11: Países usados para caracterizar cada tipo de incentivo.	113
Tabla 12: Crecimiento promedio de la generación de energías renovables sin la hidroelectricidad en GWh.....	113
Tabla 13: Crecimiento promedio de la generación de energías renovables sin la hidroelectricidad en porcentaje del total.....	114
Tabla 14: Comparación del crecimiento promedio de los precios de la energía durante la aplicación de cada incentivo.....	117
Tabla 15: Crecimiento promedio de emisiones de CO ₂ durante la aplicación de cada incentivo proveniente de la generación de electricidad y calor.....	118
Tabla 16: Países usados para las validaciones de rangos por incentivo.	132

Tabla 17: Pendientes de rectas para Rangos por Incentivo y Fuente	135
Tabla 18: Proyección de Demanda hasta 2030.....	137
Tabla 19: Comparación de rangos de cada incentivo por capacidad en MW para el año 2030.	146
Tabla 20: Comparación de rangos de cada incentivo por capacidad en % para el año 2030.	147
Tabla 21: Factores de planta usados para calcular proyecciones de capacidad.....	149
Tabla 22: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en GWh para el año 2030.	156
Tabla 23: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en % de la demanda para el año 2030.	157
Tabla 24: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en % de la demanda para el año 2020.	158
Tabla 25: Comparación de proyecciones únicas por incentivo en MW para el año 2030.	166
Tabla 26: Datos de los sistemas eléctricos de Chile.....	210
Tabla 27: Porcentaje de Ventas de electricidad de las tres principales empresas generadores.....	215
Tabla 28: Potencial teórico en zonas favorables identificadas para el desarrollo de tecnología fotovoltaica y concentración solar de potencia, desagregado por regiones.....	222
Tabla 29: Potencial hidroeléctrico para centrales mini-hidráulicas, desagregado por regiones.....	222
Tabla 30: Longitudes de líneas de transmisión argentinas.....	226
Tabla 31: Potenciales renovables argentinos por región.	228
Tabla 32: Empresas distribuidoras del SIN	236

Tabla 33: Empresas distribuidoras de sectores rurales del SIN.....	236
Tabla 34: Empresas distribuidoras de sistema aislados.....	237
Tabla 35: Longitudes de líneas de transmisión.	252
Tabla 36: Posibilidades de proyectos eólicos en Ecuador.....	263
Tabla 37: Potencial de Biomasa en el Ecuador.	264
Tabla 38: Producción de productos de la biomasa en Paraguay.....	271
Tabla 39: Datos de capacidad y generación Hidroeléctrica por Países	294
Tabla 40: Datos de capacidad y generación Eólica por Países.....	295
Tabla 41: Datos de capacidad y generación Solar por Países.....	295
Tabla 42: Datos de capacidad y generación a partir de Biomasa por Países.....	296
Tabla 43: Datos de capacidad y generación Renovable por Países.....	297
Tabla 44: Datos Energía de capacidad y generación sin Hidroelectricidad por Países.....	298
Tabla 45: Otros datos de Energía Renovable de Chile.....	298
Tabla 46: Datos económicos de países usados en la metodología y año de entrada de su incentivo respectivo.	299
Tabla 47: Potenciales de países usados en la metodología.....	300
Tabla 48: Datos Capacidad Eólica de Países con incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	301
Tabla 49: Datos Capacidad Solar de Países con incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	302
Tabla 50: Datos Capacidad de Biomasa de Países con incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	303
Tabla 51: Datos Capacidad Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo <i>Feed-In Tariff</i>	304
Tabla 52: Datos Capacidad Eólica y Solar de Países con incentivo de Cuotas.....	305
Tabla 53: Datos Capacidad de Biomasa y Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo de Cuotas.....	306

Tabla 54: Datos Capacidad Eólica y Solar de Países con incentivo de Subastas.....	307
Tabla 55: Datos Capacidad de Biomasa y Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo de Subastas.....	308
Tabla 56: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado <i>Feed-In Tariff</i> , en GWh.....	309
Tabla 57: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Obligación de Cuotas, en GWh.....	309
Tabla 58: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Subastas, en GWh.	310
Tabla 59: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado <i>Feed-In Tariff</i> , en porcentaje del total.....	311
Tabla 60: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Obligación de Cuotas, en porcentaje del total.....	311
Tabla 61: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Subastas, en porcentaje del total.....	312
Tabla 62: Precio Promedio usado de países con <i>Feed-In Tariff</i> , en euro/kWh.....	312
Tabla 63: Precio Promedio usado de países con Obligación de Cuotas, en euro/kWh.....	313
Tabla 64: Precio Promedio usado de países con Subastas, en euro/kWh.....	313
Tabla 65: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con <i>Feed-In Tariff</i> , en <i>million metric tons</i>	314
Tabla 66: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con Obligación de Cuotas, en <i>million metric tons</i>	314
Tabla 67: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con Subastas, en <i>million metric tons</i>	315

Acrónimos

ACL: Ambiente de Contratación Libre.

ACR: Ambiente de Contratación Regulada.

ADEME: Agencia Francesa para el Medio Ambiente y la conservación de la Energía.

ADME: Administración del Mercado Eléctrico.

AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

AER: Alternative Energy Requirement.

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica.

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.

CELEC: Eléctrica del Ecuador.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CER: Centro Energías Renovables.

CERs: Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (Certified Emission Reductions).

CFEE: Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

CIMS: Centro de Inteligencia sobre Mercados Sostenibles.

CIURE: Comisión Intersectorial para el uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales de energía.

CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

CONAM: Consejo Nacional del Ambiente.

CONAMA: Comisión Nacional del Medio Ambiente.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

CORFO: Corporación de Fomento de la Producción.

CORPOELEC: Empresa Eléctrica Socialista.

CREE: Centro Regional de Energía Eólica.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

DINAMA: Dirección Nacional de Medio Ambiente.

DNE: Dirección Nacional de Energía.

DNPROM: Dirección Nacional de Promoción.

Edelap: Empresa de Electricidad de la Plata.

Edenor: Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte.

Edesur: Electricidad Distribuidora Sur.

ENDE: Empresa Nacional de Electricidad.

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.

EPE: Empresa de Investigación Energética.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

ESB: Electricity Supply Board.

FLH: Full-Load Hours.

FNCE: Fuentes No Convencionales de Energía.

FONAM: Fondo Nacional del Ambiente.

FRE: Fuentes Renovables de Energía.

INDECOP: Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual.

IREDA: Agencia de Desarrollo de Energías Renovables.

LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MIPYMES: Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

MME: Ministerio de Minas y Energía.

NFFO: Non-Fossil Fuel Obligation.

OMEL: Operador del Mercado Español.

ONS: Operador Nacional del sistema Eléctrico.

OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía.

PAPs: Permisos de Autorización de Polución.

PCH's: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

PIB: Producto Interno Bruto.

PLD: Precio de Liquidación de Diferencia.

PNE: Plan Nacional de Energía.

PNUD: Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo.

PPA: Poder de Acuerdo de compra.

PROINFA: Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica.

PSO: Obligación de Servicio Público.

RECP: Renewable Energy Commercialisation Programme.

RO: Renewable Obligation.

ROCs: Renewable Obligation Certificates.

RPS: Renewable Portfolio Standards.

SBC: Sistema de Cobros de Beneficios.

SEAM: Secretaría del Ambiente.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SEMARNAT: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

SENER: Secretaría de Energía.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

TRANSENER: Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión.

UE: Unión Europea.

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

URSEA: Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

ZNI: Zonas No Interconectadas.

Capítulo 1 Introducción

1.1 Motivación

Ahora más que nunca, es necesario buscar medios alternativos para la generación de electricidad que puedan sustituir o complementar a los medios convencionales usados en el país como es el caso de las centrales a carbón, petróleo e Hidroeléctricas. Este es el momento adecuado, debido a las dificultades que existen para promover otros medios de generación como las centrales nucleares (después del desastre ocurrido en Fukushima) y las centrales convencionales en general por presiones medioambientales y alzas en los precios de los combustibles fósiles. Es por esto que los medios de ERNC surgen como una alternativa real para el país, sobre todo por los potenciales de generación con estos medios que existen en Chile.

Sin embargo, muchas de las tecnologías ERNC aún no son competitivas dentro del mercado convencional chileno, por lo tanto es difícil que inversionistas se sientan atraídos a desarrollar este tipo de centrales, razón por la cual es necesario implementar políticas de promoción para estos medios renovables.

Como se estipula en [1], la promoción de las ERNC se justifica por las deficiencias del mercado, es decir, la incapacidad de este para captar todos los beneficios y costos sociales asociados a la actividad económica del mismo. Por lo tanto, se requiere de regulaciones que permitan internalizar estas externalidades con el fin de asegurar el uso más eficiente de los escasos recursos.

Para la elaboración de políticas, la identificación de instrumentos adecuados es crucial para mejorar las deficiencias del mercado. En términos simples, cada externalidad puede ser internalizada por una política concreta, tales como impuestos, subsidios, etc. Sin embargo, la promoción de las energías renovables, puede contribuir a internalizar más de una externalidades al mismo tiempo y servir a otros intereses estratégicos, como por ejemplo, reducir las emisiones de contaminantes, fomentar el trabajo (focalizando los incentivos a proyectos que usen tecnología nacional) y reducir la dependencia energética entre otros.

Si observamos lo que pasa en el resto del mundo, en especial en los países desarrollados (dentro de los cuales esperamos estar por lo menos en 10 años más), se pueden apreciar los mismos intentos por incrementar los medios de generación renovables. Es más, en la mayoría de los países se han fijado porcentajes objetivos mínimos de generación (o consumo) con estos medios. En la Tabla 1 se pueden ver las metas de energía renovable para varios países, entre ellos los miembros de la Unión Europea, China, Australia, Nueva Zelanda y también Chile.

Tabla 1: Objetivos de participación de energía renovable.

País	Meta ER 2020
Alemania	18 %
Australia	20%
Austria	34 %
Bélgica	13 %
Bulgaria	16 %
Chile*	8%
China	15%
Dinamarca	30 %
Eslovaquia	14 %
Eslovenia	25 %
España	20 %
Estonia	25 %
Finlandia	38 %
Francia	23 %
Grecia	18 %
Holanda	14 %
Hungría	13 %
Irlanda	16 %
Israel	50 %
Italia	17 %
Lituania	23 %
Luxemburgo	11 %
Nueva Zelanda**	90%
Polonia	15 %
Portugal	31 %
Reino Unido	15 %
Republica Checa	13 %
Rumania	24 %
Suecia	50 %

Fuente: REN 21 [2]

*** 10% para 2024, ** Meta para 2025**

Podemos notar que el 8% que se espera cumplir en Chile para el 2020 según la Ley 20.257 es un valor bastante bajo comparándolo con los valores esperados en la Unión Europea. Por otro lado, según el nuevo programa de gobierno, se aspira a cubrir más del 20% de la matriz eléctrica chilena a partir de energías renovables no convencionales para el año 2020. [3]

En la siguiente figura se puede apreciar el avance, al año 2009, de los países de la Unión Europea con respecto a sus metas de participación de energías renovables para el año 2020.

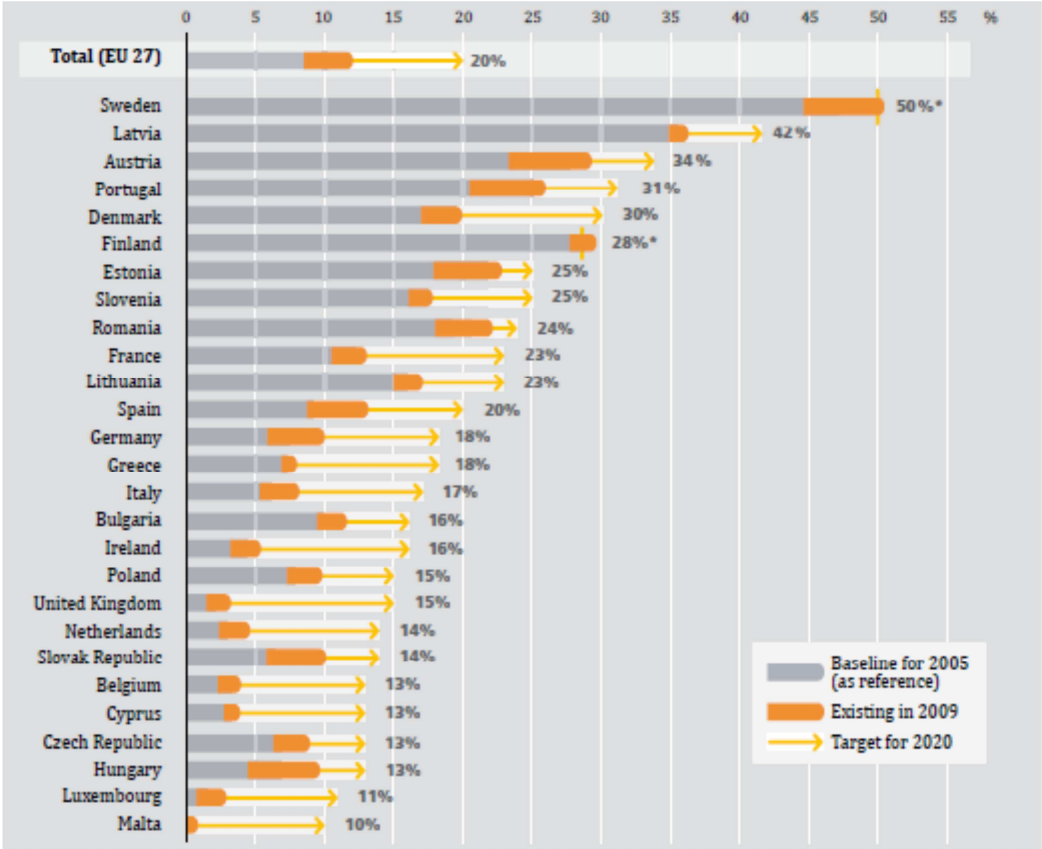


Figura 1: comparación entre estado de participación de renovables en el año 2009 y meta para el 2020

Fuente: REN 21 [2]

En la Figura 1, es posible apreciar que a la mayoría de los países les falta camino por recorrer para alcanzar sus metas, pero también existen algunos que van bien encaminados como Suecia y Finlandia, los cuales han alcanzado sus metas con 10 años de anticipación. Por último, se puede apreciar que en todos los casos el intento de lograr estas metas ha dado como resultado un aumento del nivel de energías renovables entre los años 2005 y 2009.

Para lograr este incremento del uso de energías renovables, la mayoría de los países usan algún tipo de incentivo. Los incentivos principales que se usan para incrementar la presencia de energías renovables en el mundo son:

- *Feed-In Tariff*.
- Subastas Competitivas.
- Sistemas de cuotas.

Además existen otros incentivos secundarios que pueden complementar a los anteriormente mencionados.

Un problema importante al momento de decidirse por cual incentivo principal aplicar, ya que normalmente se implementa uno solo, es que no existe una idea clara de cuanto puede crecer el uso de las energías renovables en el país al implementar uno de estos incentivos. Se sabe que debería incrementarse, pero ¿cuánto? Por ejemplo, cuando se piensa en el caso de los incentivos *Feed-In Tariff* inmediatamente se piensa en Alemania, pero ¿es posible crecer de esta forma?, ¿otros países con la misma política han logrado el mismo nivel de presencia de renovables?

La idea de este trabajo es estudiar estos tipos de incentivo, conociendo sus características principales, variaciones, etc. Para luego comparar la experiencia chilena con el resto de Latinoamérica, y por último responder las preguntas anteriores, es decir, se busca acotar los rangos posibles de crecimiento (un rango porque una cantidad precisa no es posible) para las energías renovables, que se pueden dar al adoptar alguno de los tres incentivos principales anteriormente mencionados.

Por último, se obtienen las proyecciones de las energías renovables en Chile en caso de mantener el actual incentivo o de cambiarlo, para luego analizar estos resultados.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Desarrollar una metodología que estime rangos de impacto en el despliegue de las Energías Renovables en función del mecanismo de integración y aplicarlo al caso chileno, para luego analizar qué mecanismo puede llevar a una mayor penetración para los años 2020 y 2030.

1.2.2 Específicos

- Disponer de un análisis de las políticas de promoción a las energías renovables utilizados en el mundo, con un énfasis especial en los mecanismos principales.
- Recopilar y analizar información de los sectores eléctricos latinoamericanos (incluyendo a Chile) y en especial las políticas de incentivo adoptadas por estos países. De esta forma, este trabajo servirá como material recopilatorio de estos mercados e incentivos.
- Realizar un seguimiento a los crecimientos de energía renovable en diferentes países que han adoptado un determinado incentivo principal, para analizar el resultado que se ha tenido en estos países con la aplicación de estos mecanismos.
- Comparar los resultados obtenidos en los diferentes incentivos aplicados a los países latinoamericanos, concluyendo que incentivos han tenido mejores resultados en Latinoamérica.
- Obtener rangos de crecimiento de energías renovables que sean representativos del tipo de incentivo principal adoptado.
- Validar estos rangos, utilizando datos de países que no se usen para crear la metodología.
- Utilizar la metodología para estimar el crecimiento de Chile manteniendo su incentivo (de Cuotas) o cambiándolo (por un *Feed-In Tariff* o de Subastas Competitivas).
- Analizar las mejores opciones para el desarrollo de las energías renovables en Chile, a partir de los rangos de crecimiento entregados por la metodología.

1.3 Alcances

El presente trabajo tiene por objetivo estimar rangos de crecimiento en función del incentivo principal que se aplique en el país. Por esta razón, el estudio de políticas y los análisis de las mismas están enfocados solo a tres incentivos principales (*Feed-In Tariff*, Obligación de Cuotas y Subastas Competitivas).

De la misma forma, se busca conocer los incentivos renovables aplicados en Latinoamérica, solo para comparar cómo se comporta la actual política chilena con respecto a estos (por lo cual no se busca aplicar la metodología en el resto de los países latinoamericanos). Sin embargo, al conocer estos incentivos latinoamericanos, se incluye un análisis de los resultados particulares que han entregado estos en cada país y se concluye cuáles de estos incentivos latinoamericanos hay que mantener, fortalecer o cambiar radicalmente.

Este trabajo no busca incluir un análisis de cómo afecta económicamente la aplicación de los distintos incentivos. Es decir, no se estudian los costos ni los precios de energía asociados a cada incentivo.

En este estudio, las proyecciones de crecimiento de las energías renovables están solo limitadas por los potenciales renovables que se muestran en el Anexo B. Por lo que, para un análisis más profundo, es necesario complementar con un mejor estudio a los potenciales renovables del país. De la misma forma es necesario acotar este crecimiento por límites anuales en la tasa de penetración renovable, los cuales dependen del desarrollo tecnológico y de la economía del país.

1.4 Estructura del Trabajo

La tesis se divide en 8 capítulos. El capítulo 1 consta de una introducción al estudio, incluyendo una motivación, los objetivos del trabajo, los alcances del mismo y la presente estructura del trabajo.

El capítulo 2, contiene un estudio de los incentivos que son principalmente utilizados en el mundo para estimular el crecimiento de las energías renovables. Este capítulo se puede ver

complementado por el Anexo A, el cual contiene información sobre otro tipo de incentivos, los cuales llamaremos secundarios.

Por otro lado, el capítulo 3 contiene un estudio y análisis de los principales incentivos usados en cada país de Latinoamérica, junto a un análisis de los resultados obtenidos por estos incentivos a través del crecimiento que han mostrado cada país en el uso de energías renovables. Además, en este capítulo se comparan los crecimientos de la presencia de energías renovables (por cada fuente) en cada país latinoamericano, para luego comparar los crecimientos que se obtuvieron solo después de aplicar los respectivos incentivos, concluyendo que países tienen los mejores incentivos y cuales deben cambiar o fortalecer los suyos. De la misma forma que el capítulo 2, este capítulo se puede ver complementado por un anexo (en este caso el B), el cual contiene información extra sobre cada mercado latinoamericano; como una breve descripción de cada sector eléctrico, las instituciones y leyes que influyen en cada sector eléctrico y las definiciones y potenciales de energías renovables de cada país.

En el capítulo 4, se compara brevemente los crecimientos obtenidos del uso de las energía renovable en otros países, en particular un conjunto de países europeos, al aplicar diferentes incentivos principales y como esto afecta en el tema de precios. Además se mencionan otros beneficios que se pueden obtener al aplicar incentivos a este tipo de energías. De esta forma se pueden comparar los resultados obtenidos en los crecimientos de estos países con los de Latinoamérica.

En el capítulo 5, se detalla la metodología para estimar rangos de crecimiento de las energías renovables en función del mecanismo de integración. Para esto se expone la metodología de este, el procedimiento de validación de la metodología y luego los resultados obtenidos al aplicar la metodología al caso chileno, por último se analizan estos resultados.

El capítulo 6, consta de las conclusiones obtenidas al realizar esta tesis. Finalmente los capítulos 7 y 8 corresponden a las referencias y anexos respectivamente.

Capítulo 2 Incentivos de promoción existentes

Según se explicó en el capítulo anterior, en este trabajo se busca desarrollar una metodología para obtener rangos de crecimiento de un determinado país que ha adoptado uno de los tres incentivos principalmente usados en el mundo:

- *Feed-In Tariff*.
- Subastas Competitivas.
- Sistemas de cuotas.

Por lo que en este capítulo se dan a conocer estos incentivos, mostrando sus diferentes tipos de aplicaciones, características y ejemplos de aplicación en la mayoría de los casos. Esto con dos objetivos, primero conocer a fondo los incentivos con los cuales se va a trabajar (y posiblemente aplicar en el país de estudio) y servir como referencia para futuros estudios o proyectos que busquen aplicar, conocer, comparar o analizar estos incentivos.

Además se puede ver el Anexo A, para conocer en detalle las políticas de incentivos secundarias junto a ejemplos de aplicación de estas.

2.1 *Feed-In Tariff*

Este tipo de política, fija un precio distinto al de mercado para la generación por medios renovables. La forma para fijar este precio puede adoptar diferentes valores para distintas tecnologías de generación y también puede fijarse en términos referenciales con respecto al precio de mercado de la energía.

Las políticas de *Feed-In Tariff* son aplicadas en 23 de los 27 países de la Unión Europea como instrumento para apoyar la generación de energías renovables, de ellos tres países lo hacen solo para apoyar alguna tecnología en especial [5]. Esta supremacía se puede observar en la Figura 2.

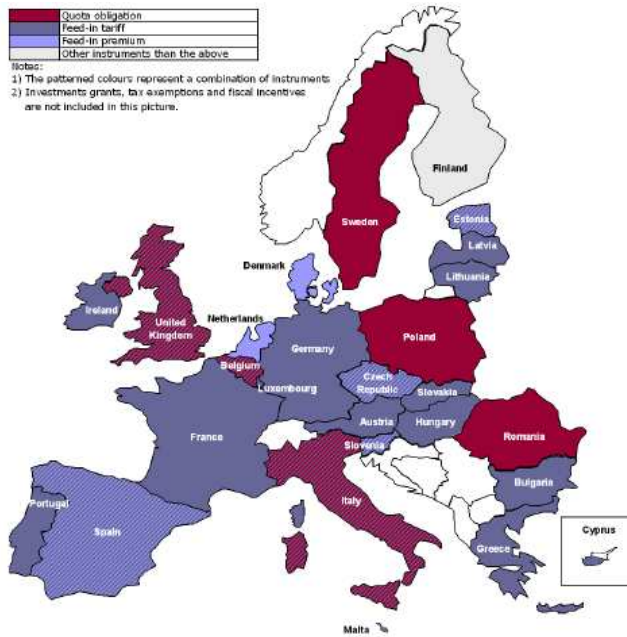


Figura 2: Esquemas principales de soporte para las Energías renovables en la UE

Fuente: A. Klein et Al. [5]

Las políticas *Feed-In Tariff*, tienen muchas opciones de diseño, por ejemplo pueden tener una Tarifa Fija o una *Premium*, además pueden ser dependientes o independientes de las condiciones de la planta.

A continuación se detallan cada una de estas características que hacen distinto a cada diseño de una política *Feed-In Tariff*.

2.1.1 Tarifa Fija versus *Premium*

Un sistema de tarifas *Feed-In Tariff* se puede pagar como una remuneración global (tarifa fija) a los generadores de Energía Renovables, o alternativamente, como una prima, que se paga por encima del precio de mercado de la electricidad (tarifa *premium*).

En el caso de un diseño de tarifa fija, los productores de Energías Renovables recibirán un cierto nivel de remuneración por cada kWh de electricidad generada, es decir, la remuneración es independiente del precio de mercado de la electricidad. En la Figura 3 se puede apreciar cómo funciona este sistema.

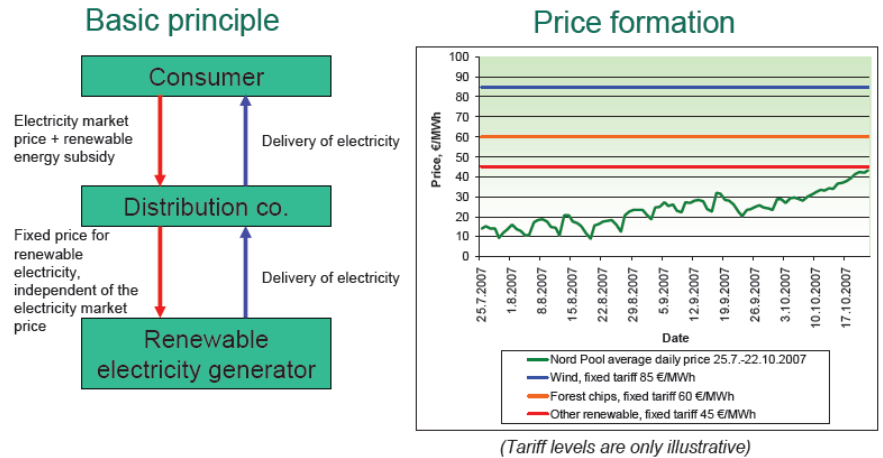


Figura 3: Principio básico de las tarifas fijas.

Fuente: A. Lumijärvi [6]

En la Figura 3, la imagen de la izquierda muestra que los consumidores reciben electricidad y pagan el precio de mercado más un valor usado para financiar la tarifa fija, es decir, para apoyar a las energías renovables. Además se muestra que el distribuidor debe pagar al generador renovable un precio fijo por la entrega de electricidad.

Por otro lado, la figura de la derecha muestra gráficamente como los precios fijos de distinta tecnología son superiores al precio variable del mercado. Estos valores son fijados separadamente, para poder financiar la generación de electricidad con diferentes tecnologías, es por esto que las tarifas fijas son diferentes según la tecnología. En el ejemplo (que es meramente ilustrativo) se muestra como mayor precio (recta azul) la energía eólica, después viene el precio pagado por la generación en base a pellets de madera (recta naranja) y por último se encuentran otras fuentes renovables en general (recta roja).

Por el contrario, la opción de tarifa *premium* es influenciada por el desarrollo del precio de la electricidad. La tarifa *premium* representa una modificación de la tarifa fija hacia un instrumento de apoyo basado en el mercado. Este principio básico se puede apreciar en la siguiente figura.

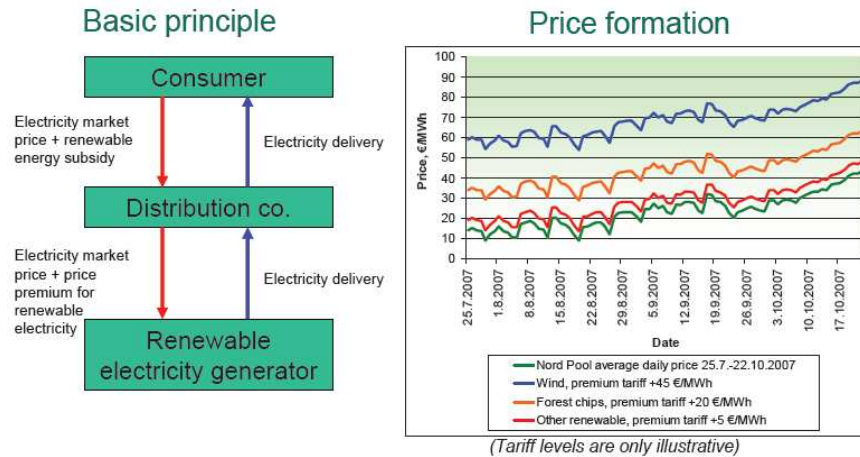


Figura 4: Principio básico de las tarifas *premium*.

Fuente: A. Lumijärvi [6]

En este caso, la imagen de la izquierda (en la Figura 4) muestra que el consumidor paga de la misma forma que en el caso de tarifa fija, es decir, paga el precio de mercado más un valor que sirve para financiar la política de apoyo. Sin embargo en este caso, el distribuidor paga al generador renovable el precio de mercado más una prima por cada kWh de electricidad comprado.

Además se puede apreciar en la figura de la derecha como las tarifas, con este sistema, tienen una mayor sintonía con el mercado, ya que siguen las mismas variaciones que el precio de este. Nuevamente se puede apreciar una diferencia en las tarifas dependiendo de la tecnología usada, en este caso la diferencia se da en el valor de la prima otorgada.

A continuación se detallan los casos de España y Holanda. El primero porque tiene un sistema que incluye tarifas fijas y *premium*; y el segundo porque incluye un innovador sistema que reduce los problemas que se han detectado en el sistema *premium*, lo cuales también se explican y solucionan en el caso español.

2.1.1.1 Ejemplo de España

En España, el Decreto Real 2818 de 1998 introdujo un sistema de oferta a los productores de energías renovables para elegir entre una opción de tarifa fija y una opción de tarifa *premium*. La elección es válida por un año, después del cual el generador puede decidir mantener la opción de tarifa o cambiarla por la alternativa. En el caso de la opción de tarifa fija, la

electricidad proveniente de Energías Renovables es comprada por el distribuidor de electricidad, que paga una remuneración fija por kWh al generador de electricidad de Energías Renovables.

Los productores de Energías Renovables que elijan la opción *Premium*, continúan vendiendo su electricidad al distribuidor y reciben una prima sobre el precio final promedio de mercado por hora.

En marzo de 2004 se estableció un nuevo decreto real (Decreto real 436) que modificaba la opción *premium*, según este los generadores de Energía Renovables pueden vender su electricidad en el mercado en un sistema de licitación (bolsas de energía), que es gestionado por el Operador del Mercado Español (OMEL). Además, la electricidad puede ser vendida directamente a otros clientes a través de contratos bilaterales o a comerciantes de electricidad. La remuneración global consiste en el precio del mercado eléctrico (o el precio negociado, si corresponde) y las componentes adicionales de la tarifa, que incluyen una prima y un incentivo por la participación en el mercado.

Debido a este decreto, la mayoría de los productores renovables comenzaron a elegir la opción de tarifa *Premium*, sobre todo debido al aumento de los precios de mercado. Además, las tarifas fijas y las primas son fijadas mediante un cálculo dependiente del precio de mercado, por lo cual también aumentaron aún más estas tarifas, por esta razón se introdujo una modificación en el año 2007 (RD661/2007) que consistió en la introducción de límites superiores e inferiores en los precios, para restringir las sobre ganancias por medio de la opción de tarifa *premium*. [5]

2.1.1.2 Ejemplo de Holanda

Desde abril de 2008 un nuevo "sistema *premium* de deslizamiento" rige en Holanda, donde el nivel de la prima depende del precio promedio de la electricidad. Esta prima se reduce linealmente con el aumento de los precios de la electricidad. De esta forma, se minimiza el riesgo de una sobrecompensación y el riesgo para los inversionistas. [5]

2.1.1.3 Evaluación de la tarifa *premium* versus tarifa fija

La opción *premium* muestra una mayor compatibilidad con los mercados eléctricos en comparación con las tarifas fijas. Esto lleva a una mejor y más eficiente asignación de los costos variables, e incentiva a pronosticar la generación en los casos con fluctuaciones. Además, permite una orientación hacia la demanda, estimulando la generación cuando esta es mayor, mostrando mejores propiedades al integrar grandes cantidades de Energías Renovables en el sistema eléctrico.

Sin embargo, la opción *premium* tiene problemas al introducir costos adicionales, los cuales pueden solucionarse con una prima que varía con el precio de mercado de la electricidad (como se aplica en Holanda) o con un límite superior para la remuneración total (como en España). Además, se puede usar un límite inferior para compensar la caída de los precios del mercado eléctrico. [5]

2.1.2 Tarifa escalonada o plana

Otra diferenciación importante entre los diseños de políticas *Feed-In Tariff* es la consideración de una tarifa plana o escalonada (*stepped tariff design*). Mientras la primera consiste en fijar una tarifa constante para cualquier tipo de central (sin considerar los costos de generación de esta), la segunda consiste en que se asignan diferentes niveles de remuneración según la electricidad generada por centrales de la misma tecnología.

La tarifa escalonada nace como solución para considerar las diferencias en los costos de generación de electricidad con una misma tecnología renovable. Esta diferencia de costos se da porque una gran parte de los costos de generación es independiente de la cantidad de electricidad generada.

Un ejemplo de esto es el caso de la energía eólica, en el cual los costos de generación disminuyen notablemente al aumentar las horas en que la central está a plena carga en un año (*Full-Load Hours, FLH*). A continuación se muestra esta relación en una figura.

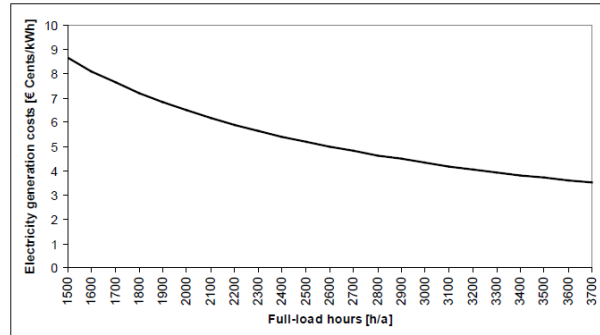


Figura 5: Costos de la generación de electricidad con energía eólica en Alemania.

Fuente: A. Klein et Al. [5]

Por lo tanto, al existir esta disminución de costos, si se considera una tarifa alta y plana que cubra los costos de generación cuando son altos (bajo FLH), se tiene la ventaja de que muchos lugares serán atractivos para los inversionistas, conduciendo a una alta explotación de la energía eólica. Sin embargo, las centrales en sitios con un alto rendimiento (alto FLH) son excesivamente subsidiadas, esto se puede explicar con la Figura 6. [5]

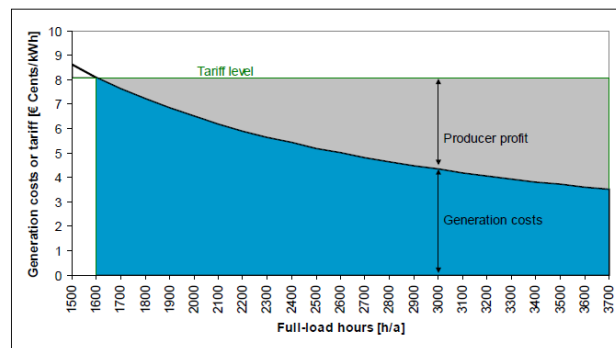


Figura 6: Nivel de tarifa alta por kWh

Fuente: A. Klein et Al. [5]

Por lo tanto, es necesario hacer una diferenciación en los niveles de las tarifas, como lo hace el diseño con tarifas escalonadas. Este tipo de diseño considera particularmente tres características para calcular el nivel de las tarifas, estas son: [5]

- Ubicación de la central.
- Tamaño de la planta.
- Tipo de combustible utilizado.

A continuación se detalla los diseños de tarifa escalonada considerando estas características del sistema.

2.1.2.1 Diseño de tarifa dependiente de la ubicación

En este caso el nivel de la tarifa depende de las condiciones locales de la central.

Este sistema se aplica en varios países como Holanda, Portugal, Dinamarca, Francia y Alemania. A continuación se presentan los casos de Francia y Alemania, ya que el primero es representativo del resto de los países y en de Alemania incluyen algunos factores interesantes. [5]

Ejemplo en Francia de tarifa dependiente de la ubicación

En Francia, los operadores de las turbinas eólicas en tierra (*on-shore*) reciben una tarifa fija por un plazo de 15 años. Durante los primeros 10 años de operación se paga una tarifa de 8,2 céntimos de €/kWh. Para los 5 años restantes de apoyo el nivel de la remuneración se determina por el promedio de la electricidad generada durante los primeros 10 años (medido en horas a plena carga por año), como se muestra en la Tabla 2: [5]

Tabla 2: Rango de tarifas *Feed-In Tariff* para electricidad de energía eólica *on-shore* en Francia

Promedio anual de FLH durante los primeros 10 años de operación	Nivel de la Tarifa para los años 11 al 15: [Centavos de €/kWh] (Uso de Interpolación lineal entre los valores)
< 2400	8.2
2400 a 2800	6.8 - 8.2
2800 a 3600	2.8 - 6.8
> 3600	2.8

Fuente: A. Klein et Al. [5]

La Figura 7 muestra la diferencia entre la tarifa aplicada en Francia (escalonada) y una tarifa plana.

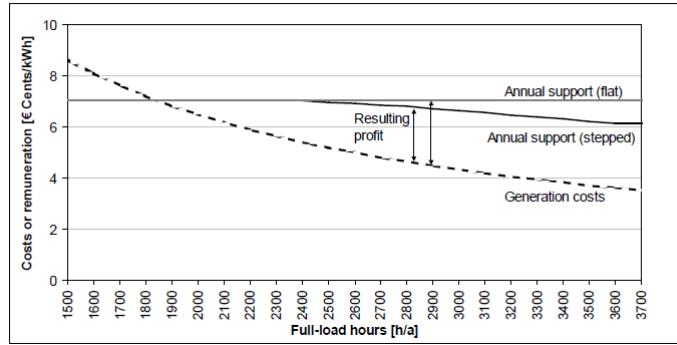


Figura 7. Costos de generación y soporte anual para turbinas eólicas *on-shore* en Francia.

Fuente: A. Klein et Al. [5]

Además, en la Figura 8 se puede apreciar como las ganancias de los productores se ven limitadas con este método, lo cual se traduce también en una menor carga para los consumidores.

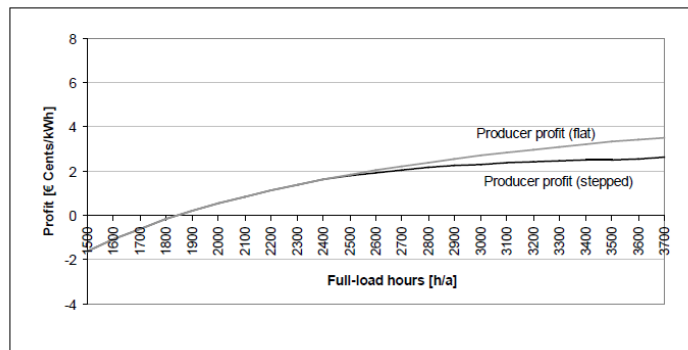


Figura 8: Beneficio del productor de electricidad por energía eólica *on-shore* en Francia.

Fuente: A. Klein et Al. [5]

Ejemplo en Alemania de tarifa dependiente de la ubicación

En el caso de Alemania se define una turbina eólica de referencia, que se encuentra en un sitio con una velocidad de viento de 5,5 m/s a una altitud de 30 metros. Esta turbina de referencia genera un rendimiento de referencia en un período de cinco años. Si una turbina eólica produce por lo menos 150% de esta producción de referencia dentro de los primeros cinco años de funcionamiento, el nivel de la tarifa se reducirá para los restantes 15 años de apoyo. Sin embargo, por cada 0,75% de electricidad generada por debajo de la referencia, la tarifa plana de partida será pagada por dos meses más. [5]

2.1.2.2 Diseño de tarifa dependiente del tamaño de la planta

En este caso, el nivel de la tarifa depende de los costos específicos de generación de electricidad por kWh que varían según el tamaño de la planta.

Dos países que usan este esquema son Portugal y Luxemburgo. En el primero, el nivel de las tarifas para las plantas hidroeléctricas con una capacidad entre 10 y 30 MW oscila entre 5,91 y 7,04 centavos de €/kWh. En la Figura 9 se puede apreciar esta variación. [5]

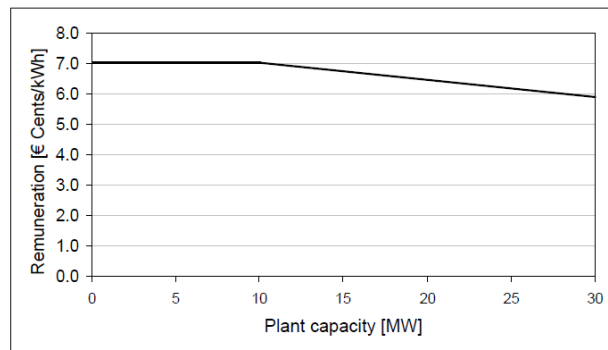


Figura 9: Remuneración de electricidad para centrales hidráulicas en Portugal el año 2006

Fuente: A. Klein et Al. [5]

En el caso de Luxemburgo, la relación entre la tarifa y la capacidad de la planta se obtiene con una fórmula y depende del tipo de central. En la Figura 10 se puede observar esta relación.

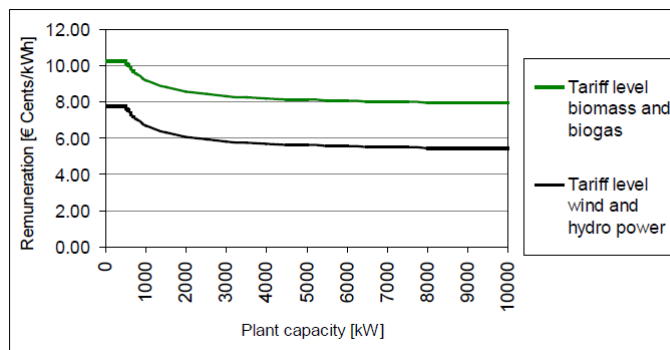


Figura 10: Remuneración de electricidad para centrales eólicas, hidráulicas, de biomasa y biogás en Luxemburgo

Fuente: A. Klein et Al. [5]

2.1.2.3 Diseño de tarifa dependiente del combustible usado

Los costos de la generación de electricidad pueden variar debido al tipo de combustible utilizado, por lo que en este tipo de diseño, el nivel de la tarifa se determina a partir de este combustible utilizado.

En el caso de la biomasa y las plantas de biogás de energía, los costos de generación de energía dependen del precio del combustible. La biomasa cultivada como combustible (por ejemplo, cultivos) tiene un precio más alto que la fracción biogénica (producida por organismos vivos) de residuos. Por otra parte la producción de biogás a partir de residuos animales es más cara que la generación con relleno sanitario o con gas de alcantarillado. [5]

En Austria, la electricidad a partir de biomasa sólida pura (por ejemplo, residuos forestales) se remunera con un arancel más alto que la electricidad a partir de residuos con una fracción biogénica. Además se distingue por diferentes tipos de estos residuos. En la Tabla 3 se muestran estas remuneraciones. [5]

Tabla 3: Remuneración por electricidad de biomasa sólida y residuos biogénicos en Austria para 2009

Capacidad de la planta	Biomasa sólida pura [Centavos de €/kWh]	Residuos con grandes fracciones biogénicas [Centavos de €/kWh]		
		Grupo 1 (Reducción FIT: 25%)	Grupo 2 (Reducción FIT: 40%)	Grupo 3
Hasta 2 MW	15.63	11.72	9.38	4.88
Más de 2 MW hasta 5 MW	14.93	11.20	8.96	4.88
Más de 5 MW hasta 10 MW	13.28	9.96	7.97	4.88
Más de 10 MW	11.08	8.31	6.65	4.88

Grupo 1: Residuos de madera donde la utilización biológica no es deseada o posible.
Grupo 2: Otros residuos de madera (donde la utilización biológica es deseada o posible)
Grupo 3: Otros tipos de residuos con una gran fracción biogénica, como residuos de comida o desechos de tratamiento de aguas.

Fuente: A. Klein et Al. [5]

2.1.2.4 Ventajas y desventajas del diseño con tarifas escalonadas

Según [5] se tienen las siguientes ventajas y desventajas al utilizar tarifas escalonadas.

Tabla 4: ventajas y desventajas al utilizar tarifas escalonadas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden tomarse en cuenta las diferencias en los costos de generación de energía, debido al tamaño de la planta o al tipo de combustible. • Las condiciones locales pueden ser consideradas y reflejadas en el nivel de la tarifa. • No sólo los sitios con condiciones más favorables pueden ser explotados. • Se reduce al mínimo el riesgo de sobrecompensar a las plantas más eficientes, beneficiando a un nivel moderado a los productores. Por lo tanto, la carga de los consumidores es menor. • Se pueden tomar en cuenta mayores costos de generación de electricidad, por ejemplo, debido a líneas de gran distancia hacia la costa. 	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema puede ser complejo administrativamente. • Muchos niveles diferentes de tarifas en la misma tecnología puede conducir a una menor transparencia y a incertidumbre para los inversionistas. • Si las tarifas para instalaciones con una baja capacidad son significativamente más altas que para las plantas más grandes, podría ser económicamente viable la construcción de dos plantas pequeñas en lugar de una grande, a pesar de que las plantas más grandes pueden ser más eficientes. Esto disminuye la eficiencia global del sistema.

Fuente: A. Klein et Al. [5]

2.1.3 Forma de determinar y revisar las tarifas

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de una tarifa *Feed-In Tariff* es la determinación del nivel de las tarifas y la duración de la ayuda. Una posibilidad es fijar el nivel de los aportes según los costos de los sistemas de energía renovable. Por otra parte, este nivel se puede basar en los costos externos que se evitan por la generación de electricidad mediante estas fuentes (externalidades).

Por otro lado, existen dos métodos principales para decidir cuándo revisar el nivel de las tarifas, estos son: [5]

- Revisión y ajuste periódico de las tarifas.
- Ajuste de las tarifas dependiendo del nivel de capacidad alcanzado (o conseguido).

Otra decisión importante es si el ajuste del nivel de las tarifas se aplica sólo para las nuevas instalaciones o también para las ya existentes, además de si estos ajustes dependen de la inflación.

Un ejemplo donde el ajuste de las tarifas depende del nivel de capacidad alcanzado es el de Alemania, donde se eleva la reducción progresiva en un 1% si la capacidad total instalada en un año supera una cierta cantidad (1500 MW en 2009 y 1.900 MW en 2011), por el contrario, si no llega a otro valor inferior esta reducción baja en un 1%. Esta flexibilidad en el ajuste de

la disminución progresiva, agrega transparencia y una capacidad para evolucionar con el mercado. [5]

2.1.4 Incentivos incorporados en la política *Feed-In Tariff*

Existen algunas características que pueden o no estar incluidas en los incentivos del tipo *Feed-In Tariff*, estas son las obligaciones de compra y la incorporación del aprendizaje tecnológico. A continuación se explican en detalle.

2.1.4.1 Obligación de Compra

El concepto de obligación de compra implica que los operadores de la red eléctrica, empresas generadoras o consumidores de electricidad están obligados a comprar la energía generada a partir de medios renovables.

En la mayoría de los países de la Unión Europea se aplica una obligación de compra en sus políticas, sin embargo en los casos donde se opta por una tarifa *Premium* no se aplica esta obligación de compra por la electricidad ofrecida en el mercado spot, para no perjudicar al mercado. [5]

Al implementar estas obligaciones de compra, se garantiza seguridad en la inversión y baja complejidad de administración, pero se pierde compatibilidad con el mercado, ya que la electricidad tiene que ser comprada independiente de la demanda.

2.1.4.2 Incorporación del aprendizaje tecnológico

Las políticas *Feed-In Tariff* pueden incorporar el aprendizaje tecnológico, para compensar que los costos de instalación tienden a disminuir a medida que una tecnología se utiliza en el tiempo, debido al efecto de la llamada curva de experiencia o por el aprendizaje tecnológico.

Los principales factores responsables de la reducción de costos son los siguientes: [5]

- Proceso de aprendizaje
- Economías de escala
- Progreso técnico
- Racionalización.

Es necesario que este aprendizaje tecnológico sea incorporado en la política de apoyo, para que la reducción de costos sea traspasada a los consumidores en una reducción de precios. Además se debe incentivar este aprendizaje tecnológico con una reducción en esta tarifa.

La reducción de las tarifas se puede hacer durante las revisiones de las tarifas o mediante una reducción progresiva.

El sistema de reducción progresiva de tarifas consiste en que cada año, el nivel de tarifas para las nuevas instalaciones se reduce en un porcentaje determinado. Sin embargo, la remuneración por kWh para las plantas anteriormente instaladas permanece constante durante el período de apoyo que fue garantizado al momento de entrar en operación. Por lo tanto, mientras más tarde se instala una planta, menor será el reembolso recibido. [5]

La disminución progresiva de las tarifas cumple con el objetivo de incentivar a las mejoras tecnológicas y la reducción de costos, así como el de minimizar el riesgo de un exceso de compensación. Lo ideal sería que la tasa de reducción, se base en una razón de progreso derivado empíricamente para cada tecnología.

Además es necesario tomar en cuenta la evolución de los precios del insumo más importante, para lograr una buena determinación del nivel de la tarifa, ya que de este depende en gran medida la variación de costos y un incremento en el precio de este insumo puede mantener el nivel de costos del sistema, aunque haya progresos tecnológicos.

2.1.5 Incentivos secundarios incorporados a una política *Feed-In Tariff*

Existen incentivos especiales que se pueden agregar a una política *Feed-In Tariff*, para promover diversos aspectos. A continuación se detallan algunos de estos incentivos.

2.1.5.1 Incentivos adicionales por características innovadoras

Se pueden aplicar algunos incentivos adicionales para premiar la innovación, como en los siguientes casos: [5]

- Paneles fotovoltaicos integrados a edificios.
- Centrales de alta eficiencia.

- Centrales eólicas que actualizan sus turbinas por unas más nuevas o de mayor capacidad (*re-powering*).
- Sistemas que generan en los momentos de mayor demanda (demanda orientada)

Este incentivo adicional se otorga incrementando la tarifa fija o la prima (según el caso) que se entrega a estos casos especiales.

2.1.5.2 Incentivo a localidades para la aceptación de energías renovables

Las tecnologías renovables tienen la ventaja de que se pueden usar de manera distribuida a través de pequeñas centrales (en contraste con las plantas de energía convencionales como las de carbón o nucleares). Por esto, con el fin de aumentar el despliegue en diferentes regiones, se debe aumentar la aceptación local hacia las plantas renovables. Esto se puede lograr, por ejemplo, creando un impuesto a las centrales renovables, el cual es entregado localmente, de esta forma las mismas localidades incentivarán a productores renovables para que se instalen en su sector. [5]

2.1.5.3 Repartición especial de los costos asociados a los incentivos

La forma común de repartir los costos asociados a los impuestos es distribuirlos por igual entre todos los consumidores de electricidad, incluyendo una tasa en el precio de la electricidad.

También existe la opción de distribuir los costos de una forma especial. Esto sirve, por ejemplo, para que las industrias con un consumo eléctrico intensivo no pierdan competitividad debido al aumento intensivo de sus costos.

Una forma de hacer esto es repartir los costos según el nivel de consumo -a mayor consumo, menor otorgación de costos- es decir, lo que sería un excesivo aumento de costos sobre estas empresas se distribuye al resto de los consumidores.

En Dinamarca, los subsidios para la electricidad proveniente de fuentes renovables se transmiten a los consumidores en su consumo total de electricidad, a través de la tarifa de Obligación de Servicio Público (PSO). Con el fin de reducir la carga de las industrias intensivas en electricidad, la PSO se reduce a los clientes con un consumo de más de 100 GWh al año. [5]

2.1.6 Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo *Feed-In Tariff*

Por último, existen ciertas características que deben tener los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* para lograr una exitosa aplicación, a continuación se mencionan los más importantes sacados de la referencia [4]:

- El nivel de las tarifas debe ser garantizado por un período suficientemente largo a fin de reducir los riesgos de inversión.
- Deben establecerse tarifas específicas según tecnología y el nivel de estas deben ser lo suficientemente altas para cubrir los costos de estos proyectos.
- Para reforzar el aprendizaje tecnológico, la tarifa ofrecida para los nuevos contratos debe disminuir con el paso del tiempo.
- Si es posible, un diseño de tarifa escalonada debe ser implementado para reducir los beneficios extraordinarios y por lo tanto reducir los costos para los consumidores.

2.2 Subastas Competitivas

Otro tipo de incentivo principal es el de Subastas Competitivas de generación renovable (también llamado “Procesos de Licitación Competitiva” o “*Competitive Bidding Process*” en inglés).

Existen dos tipos de Subastas competitivas, Uno de ellos centrado en la inversión, mientras que el otro está basado en la generación. [4]

En ambos casos, el regulador del mercado eléctrico define un mercado reservado para una cantidad dada de electricidad proveniente de medios ERNC y organiza un concurso entre productores de energías renovables para asignar esta cantidad. Los distribuidores están obligados a comprar la electricidad de estos productores de energía seleccionados. [7]

En el caso de la política de subastas centrado en la inversión, una cantidad fija de capacidad por ser instalada se licita, y a los ganadores de estas subastas se les otorga una serie de condiciones favorables para la inversión, como por ejemplo subsidios por kW instalados.

En el segundo caso, se licita una cantidad por generar y no se tiene apoyo por adelantado (como el subsidio). El incentivo está dado solo por el precio por kWh generado y además por la duración garantizada del contrato. [4]

En ambos casos la competencia en la licitación se centra en el precio por kWh propuesto. Las propuestas se clasifican en orden creciente de precios hasta que la cantidad licitada se alcanza. A cada uno de los generadores de energía renovable seleccionados se les adjudica un contrato a largo plazo para suministrar electricidad al precio licitado. El subsidio implícito atribuido a cada generador corresponde a la diferencia entre el precio de la oferta y el precio del mercado spot.

Una de las características de este incentivo es que el procedimiento de subastas públicas permite conocer los costos marginales de producción de cada productor después de la licitación. Otra característica es que los productores renovables (o posibles productores) conocen a priori la cantidad de electricidad renovable a licitar.

Por último, el costo adicional es financiado añadiendo a las facturas de electricidad un impuesto especial (Inglaterra), o es cubierto por subvenciones cruzadas entre los consumidores de electricidad (Francia). [7]

2.2.1 Ejemplo del Reino Unido

Este sistema ha sido utilizado en el Reino Unido, llamándose “*Non-Fossil Fuel Obligation*” (NFFO). La NFFO estuvo en operación desde 1990 hasta 1998. [8]

El objetivo de este sistema era conseguir una capacidad instalada de 1500 MW para el año 2000. Su principio básico consistía en invitar a posibles desarrolladores a una subasta para la construcción de una capacidad dada de energía renovable. Las subastas estaban separadas por tecnología. Si las ofertas eran viables, los ganadores de las subastas se adjudicaban un contrato. Estos contratos eran por un largo período de tiempo (hasta 15 años), durante el cual se aseguraba el precio acordado al generador, de esta forma se otorgaba una mayor estabilidad al inversionista o a los bancos que financiaran al ofertante.

La diferencia entre el precio pagado a los generadores beneficiados por el NFFO y el precio del mercado eléctrico era financiado por un impuesto agregado a todas las ventas de los proveedores de electricidad. El costo de este impuesto era pasado a los consumidores. [9]

En el marco del NFFO, se realizaron 4 rondas de subastas, en cada una de estas el postor con un precio más bajo ganaba el contrato. En cada ronda los participantes de las licitaciones fueron reduciendo los precios ofertados. Por ejemplo en el caso de productores eólicos, los precios de los contratos pasaron de 10 p/kWh en 1990 bajo la primera ronda (NFFO-1), a 4,5 p/kWh en 1997 bajo la cuarta ronda (NFFO-4). Por lo tanto, se puede concluir que este incentivo puede conducir a una rápida caída en los precios de la energía renovable. Sin embargo, este hecho llevó a muchos problemas, ya que existieron proyectos que ofertaron con precios por debajo de sus costos con el fin de capturar los contratos, dando como resultado el no cumplimiento del contrato o la quiebra de estos productores. [10]

Esto último se puede comprobar con los resultados del sistema NFFO, donde un total de 3693 MW fueron adjudicados en contratos de energías renovables, pero sólo 1034 MW de éstos se encontraban en operación en el año 2004. [8]

Como resultado el Reino Unido abandonó el enfoque NFFO después de la cuarta ronda de licitación en 1997.

2.2.2 Ejemplo de Irlanda

Un esquema de subastas también fue usado en Irlanda, llamado “*Alternative Energy Requirement (AER)*”, este sistema fue introducido en el año 1996, originalmente fue modelado dentro del NFFO. [11]

El principio de este programa es que los potenciales generadores son invitados a hacer una solicitud formal para construir, poseer y operar una nueva planta de energía renovable y además para suministrar electricidad a partir de esta planta a la “*Electricity Supply Board*” (ESB) a través de un Poder de Acuerdo de compra (PPA) de hasta 15 años de duración.

El Programa es un proceso competitivo y abierto conducido de acuerdo a normas europeas de contratación y directrices estatales. No se hacen juicios cualitativos sobre las ofertas más bajas en cada categoría, y se ofrecen contratos hasta que se llega a la capacidad deseada por la subasta.

Para financiar los proyectos se agregó un impuesto obligatorio (“*Public Service Obligation Levy*”). Gracias a la competencia en el sistema de subastas se garantiza que el aumento de precios en las facturas de electricidad de los consumidores no sea muy alto. [12]

Hubo un total de 6 rondas de subastas del programa AER. Pero todos los contratos fallaron (excepto ARE I) en alcanzar los objetivos establecidos. Por lo tanto, el esquema de licitación fue abandonado. [11]

2.2.3 Ejemplo de Francia

En Francia en el año 1996 se inició el programa “*EOLE 2005*”, el cual buscaba desarrollar la tecnología de las grandes turbinas eólicas y la industria en general. Este programa involucraba a desarrolladores de parques eólicos dispuestos a invertir en nuevas centrales de energía con capacidad entre 1,5 y 8 MW en la zona metropolitana. Estas centrales debían ser conectas a la red eléctrica de la empresa distribuidora EDF (Estatal hasta el 2005, donde pasó a privatizarse un 30%).

El programa fue definido por el Ministerio de Industria en colaboración con el Ministerio de la inversión, el Ministerio de Investigación, la Agencia Francesa para el Medio Ambiente y la conservación de la Energía (ADEME) y la empresa EDF. Se trataba de una convocatoria de propuestas realizada y gestionada por EDF en colaboración con ADEME. La convocatoria fue organizada en dos períodos (más una convocatoria específica para algunos territorios franceses y Córcega). Funcionó entre 1996 y 2000 con el objetivo general de aumentar la capacidad de energía eólica francesa entre 250 a 500 MW adicionales para 2005, distribuidos en diferentes regiones francesas. Los candidatos seleccionados se beneficiaron de un contrato de 15 años durante los cuales EDF debía comprar su producción a un precio medio garantizado de 33,7 céntimos/kWh (negociables).

Analizando los resultados del programa se puede considerar que fue un fracaso, la capacidad instalada al final del programa en el año 2000 fue muy limitada, sólo 55,7 MW en la zona metropolitana. Algunos analistas consideran que el programa EOLE 2005 no fue lo suficientemente atractivo para los inversionistas, entre otras cosas por los bajos precios negociados con la empresa EDF.

En total, 55 proyectos fueron seleccionados en cuatro años por una capacidad estimada de 361,4 MW. La mitad de los proyectos y el 65% de esta capacidad fue parte del final del programa en los años 1999 y 2000. La realización de estos proyectos sufrieron retrasos de entre 36 a 42 meses, y algunos fueron abandonados. [13]

2.2.4 Ejemplo Australia

En el año 1997, Australia inició el programa “*Safeguarding the Future: Australia’s response to Climate Change*”, el cual consideraba una meta de participación de energías renovables. Este programa contaba con un incentivo principal de cuotas, pero además se fueron agregando otros incentivos menores, entre ellos se inició el programa RECP [14] (“*Renewable Energy Commercialisation Programme*”) que contaba con un fondo para 5 años de 50 millones de dólares australianos (51 millones de dólares americanos apróx.) para promover la industria de energía renovable en el país. Este fondo, se repartía a través de subvenciones por las cuales se competía a través de licitaciones. [15]

Este programa tenía dos componentes, comercialización y desarrollo industrial. Unos 49 proyectos fueron apoyados bajo el área de comercialización, incluidos proyectos de energía para la industria azucarera (biomasa), grandes proyectos de energía fotovoltaica y térmica solar, sistemas fotovoltaicos para edificios, generación a partir de biogás, energía eólica y tecnologías de apoyo para sistemas de energía renovable, como baterías e inversores.

Por otro lado, 35 proyectos fueron apoyados bajo el área de desarrollo industrial. Proyectos para evaluar los recursos energéticos renovables, otros para proporcionar estándares y directrices que optimizaran la calidad de los proyectos renovables y equipos, y otros para aumentar la capacitación y formación en energías renovables, promoviendo las habilidades y el compromiso público. [15]

2.2.5 Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo de Subastas Competitivas

Por último, existen ciertas características que deben tener los incentivos del tipo Subastas Competitivas para lograr una exitosa aplicación, a continuación se mencionan los más importantes sacados de la referencia [4]:

- Las subastas deben separarse por tecnología y deben ser de una cantidad razonable (ni muy alta ni muy baja). Si la cantidad es muy baja, los costos de administración y operación aumentan, si la capacidad es demasiado alta existen mayores posibilidades de que diferentes productores se pongan de acuerdo (esto se llama oferta estratégica), ya que se pueden repartir la cantidad subastada entre todos.
- Deben considerarse previamente la interacción con objetivos de otras políticas, por ejemplo, las normas de planificación ambiental tienen que ser coordinados en una fase temprana a fin de no violar los contratos concedidos (de las subastas) en la fase de realización.

2.3 Sistema de Cuotas y Certificados renovables

El último de los incentivos principales, es el de Obligación de Cuotas, las cuales tienen una posible modificación al agregar un Mercado de Certificado Verdes. A continuación, se explica en detalle este incentivo junto con la variación al incluirle este mercado.

2.3.1 Obligación de Cuotas (*Renewable Portfolio Standards - RPS*)

Una RPS, también llamada sistema de cuotas, fija que un porcentaje mínimo para que la generación vendida o la capacidad instalada sean provenientes de energías renovables. Los participantes del mercado eléctrico están obligados a asegurarse que el objetivo se cumpla, ya sea a través de su propia generación, compra de energía a otros productores, o venta directa a través de terceros a los clientes. Por lo general, las obligaciones de cuota se colocan sobre los vendedores finales.

Existen dos tipos: basados en la capacidad, los cuales establecen una cantidad fija de capacidad para una fecha determinada; y los basados en la generación, los cuales exigen que un determinado porcentaje de la generación de electricidad provenga de energías renovables. [10]

2.3.2 Certificados de energías renovables

Los certificados de energía Renovable (verde) son certificados estandarizados que proporcionan evidencia de la producción de energía renovable, y están relacionados a instituciones y reglas para su comercio, el cual separa los atributos de la energía física.

Es por eso que el sistema de cuotas se puede ver complementado de la siguiente forma: en vez de fijar un porcentaje mínimo de energía física en ser vendida o comprada se fija una cuota mínima de certificados verdes por ser acreditados. Es decir, al momento de vender o comprar energía se entregan la cantidad de certificados correspondientes al nivel de producción en base a energía renovable.

Por lo mismo, para poder cumplir con la ley, se establece un mercado paralelo al de energía donde se transan estos certificados (mercado de “papeles”), el cual es independiente de las ventas de electricidad y los flujos reales.

Estos mercados de certificados verdes permiten a los productores o compradores de energía renovable (que obtienen los certificados verdes) vender estos certificados a los que lo necesitan para cumplir sus obligaciones, pero no han producido o adquirido la energía renovable por sí mismos. Los que no tienen obligaciones, pero que deseen apoyar voluntariamente la energía verde (por razones filosóficas o de relaciones públicas) también pueden comprar certificados. [10]

2.3.3 Ejemplo del Reino Unido

En el año 2000, el Reino Unido comenzó a utilizar un sistema de cuotas con certificados verdes, llamado “*Renewable Obligation*” (RO). Con este sistema se buscaba cumplir con un determinado nivel de participación de las energías renovables en el mercado eléctrico, además este nivel debía ir aumentando cada año, considerando como base inicial un 3.0% para el año 2003. En la Tabla 5 se muestra la evolución obligatoria de estas cuotas.

Tabla 5: Cuotas de la RO en el Reino Unido

Año	Porcentaje de participación de las ER [%]
2003	3.0
2004	4.3
2005	4.9
2006	5.5
2007	6.7
2008	7.9
2009	9.1
2010	9.7
2011	10.4
2012	11.4
2013	12.4
2014	13.4
2015	14.4
2016	15.4

Fuente: J. I. Barona [8]

Como se mencionó, el sistema incluye un mercado de certificados, los cuales son denominados “*Renewable Obligation Certificates*” (ROCs) y autentifican el uso de una determinada cantidad de electricidad renovable. Si alguna empresa no certifica, a través de los ROCs, el cumplimiento de su cuota de energías renovables, se le cobra una multa. El precio de esta multa fue fijado inicialmente en 30 £/MWh.

Con la idea de reducir los costos de las empresas que cumplen con sus cuotas, las multas fiscales son reutilizadas y distribuidas dentro de todos los poseedores de ROCs, en proporción a cuantos certificados hayan canjeado.

En la Figura 11, se muestran los precios de compra de los ROCs en el mercado de certificados, desde el año 2002 hasta el año 2010.

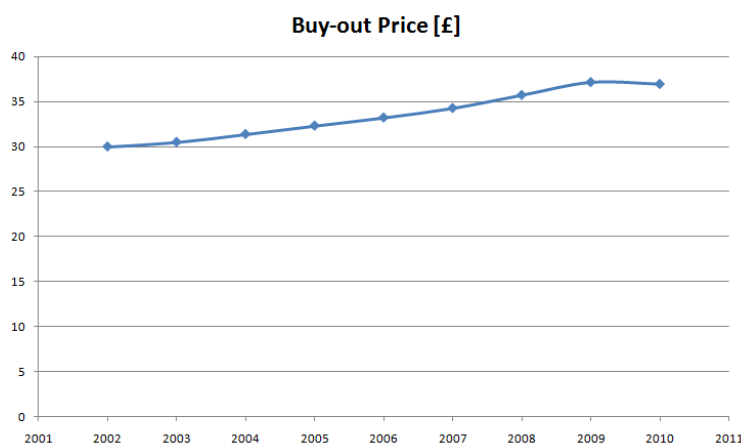


Figura 11: Precios de ROCs desde 2002 hasta 2010

Fuente: Ofgem [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22]

En la Figura 11, se puede apreciar que los precios siempre se han encontrado por sobre las multas (30 £/MW iniciales y 35 £/MW actuales).

El incentivo financiero proveniente de los ROCs, ha sido un gran aliciente económico. Sin embargo, la RO hasta ahora no ha sido capaz de generar los contratos suficientes para alcanzar los objetivos de energías renovables del Reino Unido o fomentar de manera significativa el desarrollo de los abundantes recursos de energías renovables que posee. Uno de los problemas que encuentran los desarrolladores, en particular los eólicos, es la dificultad de financiar los proyectos, dado el incierto futuro de los proveedores de ROCs y los costos de éstos. [8]

2.3.4 Algunas consideraciones para diseñar un exitoso incentivo de Cuotas y Certificados

Por último, existen ciertas características que deben tener los incentivos del tipo Cuotas con Certificados Verdes para lograr una exitosa aplicación, a continuación se mencionan los más importantes sacados de la referencia [4]:

- Se debe garantizar la competencia en los mercados de certificados verdes. Para esto se debe: apuntar a un mercado internacional en el mediano plazo, evitar pequeños mercados específicos según tecnología y asegurar un número mínimo de participantes independientes.
- Las sanciones deben ser ajustadas correctamente, es decir, debe ser mayores a los costos marginales de producción.
- Deben existir soportes adicionales para apoyar las tecnologías menos maduras.
- Se debe implementar una tarifa mínima en los mercados inmaduros con el fin de garantizar la seguridad de los inversionistas.

2.4 Análisis de políticas estudiadas

En este capítulo se pudo conocer a fondo los tres incentivos principales para el desarrollo de las energías renovables. De esta forma, en el siguiente capítulo podremos identificar las políticas de incentivo latinoamericanas como la aplicación de uno de estos tres tipos de incentivos. Por otro lado, de este estudio se pueden conocer algunas de las ventajas de cada uno de estos incentivos, algunas de estas se detallan a continuación.

Las políticas del *Feed-In Tariff* tienen una gran cantidad de variantes, las cuales pueden ayudar a lograr diseñar una política que se adapte de mejor manera al mercado eléctrico existente en cada país, así como a sus normas y leyes, a través de la elección de características acertadas (por ejemplo, decidiendo si usar tarifa fija o *premium*)

El modelo de subastas tiene la ventaja de que puede ser fácilmente implementado ya que solo busca ofertar contratos de compra, no modifica ni interviene excesivamente los mercados de electricidad existentes, solo incorpora la seguridad de compra de energía renovable. Además puede ser usado como un incentivo complementario a cualquiera de los otros dos si así se requiere.

Por otro lado, el modelo de obligación de cuotas impone un mínimo crecimiento del uso de energías renovables, que junto a la incorporación de mercados de certificados verdes logra influir más aún sobre la seguridad de las inversiones en energía renovable. Sin embargo, puede caer en el juego de solo beneficiar a ciertos tipo de fuentes renovables, normalmente las más competitivas, dejando de la lado al resto y por lo tanto impidiendo una real diversificación de fuentes.

Por último, es necesario complementar la información entregada comentando que las políticas de incentivo a las energías renovables normalmente no solo buscan fomentar el crecimiento del uso de energías renovables, sino que además desarrollar una industria tecnológica local basada en estas fuentes renovables. De esta forma, también se puede incrementar el desarrollo tecnológico del país y la cantidad de trabajos. Es importante destacar que este tipo de desarrollo, lo busca principalmente el incentivo del tipo *Feed-In Tariff*, pero también existen algunas aplicaciones de los otros tipos de incentivo que buscan impulsar esto, como es el caso

de Uruguay. Para lograr que un incentivo estimule este tipo de desarrollo tecnológico, es necesario considerarlo dentro del diseño de este mismo, por ejemplo poniendo como exigencia que la empresa o central eléctrica beneficiada (o considerada dentro del porcentaje en el caso de Obligación de Cuotas) tenga dentro de su infraestructura una componente de origen nacional.

Capítulo 3 Análisis de Incentivos Renovables en Latinoamérica

En esta sección se presentan las políticas adoptadas por cada país latinoamericano (partiendo por Chile) con el fin de incentivar a las energías renovables. Para luego analizar las evoluciones de las distintas fuentes renovables y como los incentivos aplicados en cada país han influido en estas.

Una vez analizado cada país por separado, se compararán las evoluciones de las distintas fuentes renovables de estos países, para concluir cuales de los incentivos aplicados en Latinoamérica han sido los más eficientes y cuales necesitan ser modificados.

Por otro lado, en el Anexo B se puede obtener el detalle de cada uno de los mercados latinoamericanos, como una descripción de cada sector, las instituciones y leyes que influyen en cada uno de estos, las definiciones de energías renovables de cada país y por último la información disponible de potenciales renovables de cada país latinoamericano.

En resumen, este capítulo más el anexo B buscan estudiar los sectores eléctricos latinoamericanos y en especial analizar las políticas de incentivo adoptadas por estos países, con el fin de plantear que puntos deberían ser mejorados en los distintos incentivos latinoamericanos y además para que este trabajo sirva como material recopilatorio de estos mercados e incentivos.

3.1 Chile

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico chileno, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez que se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.1.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Chile

La primera ley en Chile que afectó directamente a las energías renovables no convencionales, fue la Ley 19.940 (año 2004), normalmente llamada Ley corta I, la cual influye de tres formas: [23]

1. Instaura régimen de acceso abierto en los sistemas de transmisión troncal, sub-transmisión y aquellos adicionales que hagan uso de servidumbres o usen bienes nacionales de uso público. Esta modificación influye no solo a los generadores ERNC, sino que a todos los posibles generadores, ya que de esta forma, cualquier potencial generador se puede conectar a una línea de transmisión sin que existan impedimentos, es decir se elimina una importante barrera de entrada para los generadores, sobre todo para los más pequeños. (incorporación Artículo 71-5 a la LGSE)
2. Las pequeñas centrales, aquellas cuya potencia suministrada al sistema eléctrico sea menor a los 9 MW, tienen derecho a conectarse a las líneas de distribución de los concesionarios de distribución de electricidad, así como los de empresas que poseen líneas de distribución que usen bienes nacionales de uso público. (nuevo inciso incorporado al Artículo 91 de la LGSE)
3. Los propietarios de medios de generación no convencional cuya potencia suministrada al sistema eléctrico sea menor a los 20 MW estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso de las líneas de transmisión troncal. Los sistemas menores a los 9 MW estarán exentos totalmente del pago de este peaje, mientras los sistemas entre 9 y 20 MW deberán pagar el peaje normal multiplicado por un factor proporcional a su capacidad suministrada al sistema, dando como resultado una exención completa para los sistemas de 9 MW y nula para los sistemas de 20 MW o más. En la Figura 12 se puede apreciar la exención de peaje sobre su valor original dependiendo de la potencia del sistema conectado.

Sin embargo, cuando la capacidad instalada exenta de peaje es superior al 5% de la capacidad instalada del sistema (SIC o SING), la exención de peajes llega a un límite. Por sobre este valor, los sistemas deberán pagar además del peaje con la exención ya

realizada un monto proporcional al excedente por sobre este 5%. (Incorporación Artículo 71-7 a la LGSE)

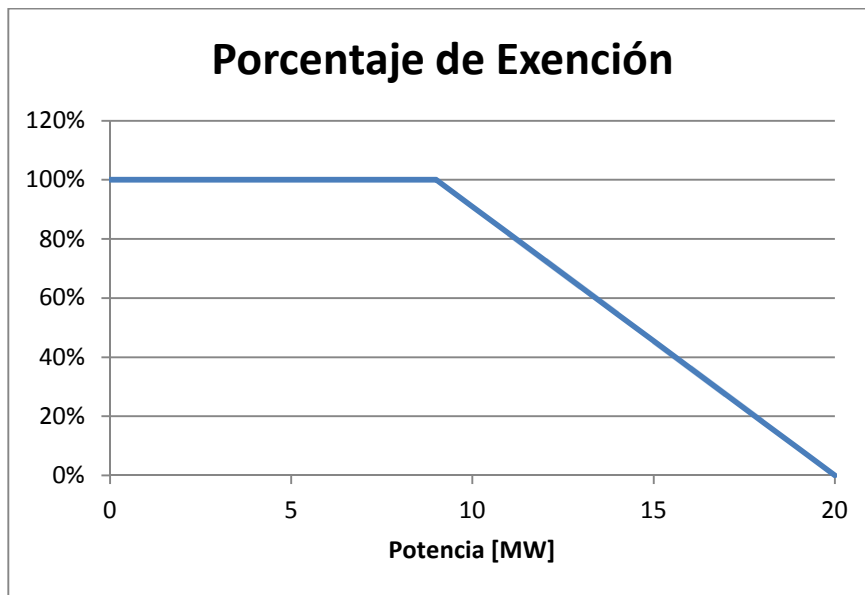


Figura 12: Porcentaje de exención según ley 19.940.

Fuente: Elaboración Propia.

La segunda ley y la más importante es la 20.257 (año 2008). Esta ley, como su nombre lo indica, introduce modificaciones a la LGSE respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC.

A continuación se enumeran las modificaciones más importantes incorporadas por esta ley.
[24]

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- Este 10% antes mencionado no se exigió de inmediato sino que se comenzó con un 5% para el 2010 (1 de enero) el cual se mantendrá hasta el año 2014, para luego irse elevando en un 0.5 % anual hasta que en el año 2024 se llegue al 10% mencionado

anteriormente, de esta forma se les da más tiempo a las empresas para que puedan cumplir con sus obligaciones. La Figura 13 muestra el nivel exigido (en porcentajes) para cada año hasta que se alcanza el 10%.

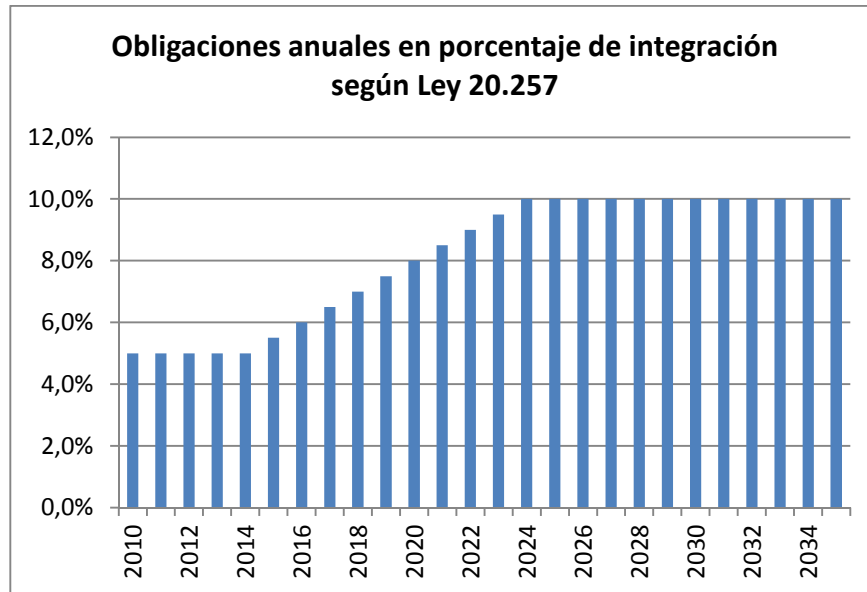


Figura 13: Obligaciones anuales de integración según ley 20.257.

Fuente: Elaboración Propia.

- La empresa podrá acreditar el cumplimiento de la obligación con inyecciones del año anterior que no hayan sido consideradas para la acreditación de este año.
- Asimismo las obligaciones de una empresa en un determinado sistema, pueden ser acreditadas con inyecciones independientes del sistema en que se hizo; esto beneficia a las empresas que tengan presencia en más de un sistema (por ejemplo en el SIC y en el SING).
- Cualquier empresa que exceda sus obligaciones puede convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Es decir se crea un mercado diferente al spot con estos excedentes.
- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW. La parte de las inyecciones consideradas para acreditar la obligación corresponderá al total inyectado corregido

por un factor proporcional, el cual es nulo para los sistemas con potencia conectada mayor a 40 MW y total (o de valor 1) para los sistemas con potencia conectada menor o igual a 20 MW. La Figura 14 muestra la relación entre el factor y la potencia del sistema conectado.

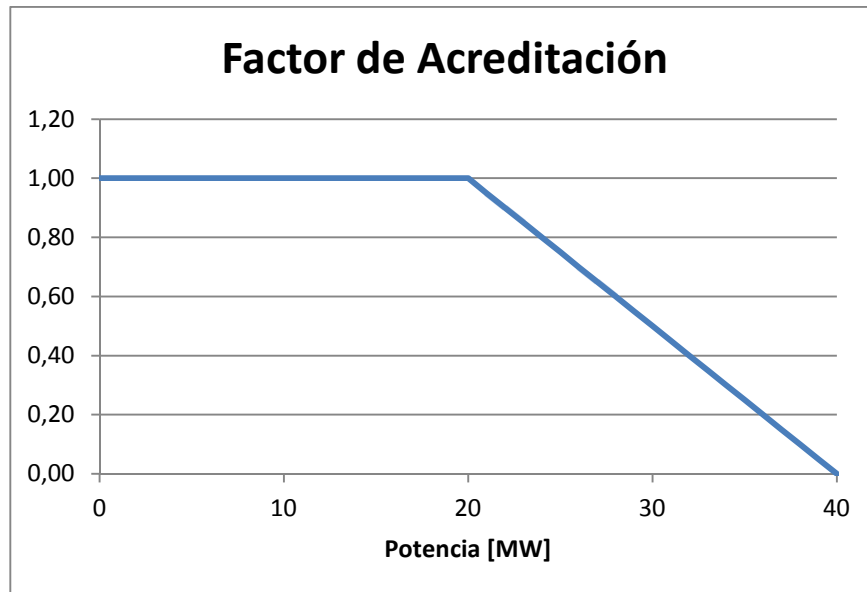


Figura 14: Factor de Acreditación de centrales hidráulicas entre 20 y 40 MW según ley 20.257.

Fuente: Elaboración Propia.

- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario.
- Los cargos por multas de incumplimiento de la obligación se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo. Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por estos clientes durante el año calendario en que se incumplió la obligación.

- El cumplimiento de esta obligación solo podrá hacerse con ERNC proveniente de sistemas que se hayan interconectado a los sistemas después del 1 de enero del 2007. También se podrá cumplir la obligación con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad al 1 de enero del 2007, amplíen su capacidad instalada de generación renovable con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación, las inyecciones provenientes de los medios de generación recientemente referidos, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.
- Como se mencionó anteriormente, esta obligación rige desde el 1 de enero del 2010 y se aplica a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- El aumento progresivo de las obligaciones, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la LGSE, con anterioridad a la publicación de esta ley.
- Por último la obligación contemplada en esta ley regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Después de revisar esta dos leyes, se puede inferir que la primera (ley corta I) otorga acceso legal como el explicado en el Anexo A (sobre políticas secundarias), en especial en aquellas que se beneficia a la generación distribuida, ya que el segundo y último punto afectan directamente a pequeñas centrales, las cuales suelen estar distribuidas. Por otro lado, el acceso otorgado a conectarse a las líneas de transmisión, tiene que ver con una política pública que no solo apunta a la entrada de energías renovables, sino que a eliminar barreras para cualquier nuevo agente que busque suministrar energía al sistema.

Por otro lado, la ley 20.257, trata sobre un incentivo de Sistema de Obligación de Cuotas (RPS), la cual exige una cantidad determinada de generación a partir de energía renovable, por lo tanto coincide con la definición de esta política. Además, contiene un inciso que menciona que las empresas que exceden sus obligaciones pueden traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica, lo que implica que es posible crear un mercado externo al de energía (spot). Todo esto lleva a clasificar a la política de incentivo chilena como RPS con mercado de “*Certificados de Energía Renovable*”, aunque este último término no está incorporado todavía, la idea es la misma, las empresas con excedentes de energía pueden vender estos excedentes a un valor distinto al de energía. La única diferencia con el mercado de certificados, es la existencia de estos certificados que acreditan la generación.

Sin embargo, la ley 20.257 tiene el problema de que impone la obligación sobre los retiros por parte de contratos que se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, lo cual exime a todo el resto de las transacciones. Por lo tanto, el porcentaje solicitado no es sobre el total de la generación, dando como resultado que la exigencia sobre el total de generación sea menor.

Además, Chile tiene algunos incentivos de infraestructura y financiamiento (como los mencionados en el Anexo A), las cuales benefician directamente a las energías renovables. Por ejemplo CORFO, entrega subsidios para proyectos de generación en base a energía renovable de hasta un 50% del costo total del estudio o consultoría con un tope de \$33.000.000. [25]

Asimismo, la CNE ha financiado estudios de potencial solar y eólico como el disponible en [26], los cuales ayudan a disminuir los costos de los proyectos, en este caso, de los estudios de factibilidad que son necesarios para cuantificar la rentabilidad del proyecto de generación renovable, determinando cuanta energía podrá generar una central en un determinado lugar y cuál es el costo de generar en esta instalación. Este tipo de estudios están dentro de lo que se puede determinar como “Políticas de Infraestructura e Inversión” (tipo de incentivo secundario explicado en el Anexo A).

Por otro lado, el centro energías renovables (CER), que depende de CORFO, entrega apoyo a los proyectos de energía renovable, promueve y difunde información sobre las energías renovables; siendo posible considerar la creación de este organismo, como una política de incentivo a las energías renovables. [27]

3.1.2 Evolución de las Energías Renovables en Chile

Chile solo tiene generación renovable no convencional a partir de fuentes eólicas, mini-hidráulicas y de biomasa. Por esta razón a continuación se presenta, a través de gráficos, como ha evolucionado la capacidad instalada y la generación a partir de este tipo de fuentes desde el año 1995 y 1996 respectivamente hasta el año 2010. De esta forma se puede conocer cómo el país ha evolucionado, tomando en cuenta cada vez más este tipo de energías, ya sea por una razón comercial, medioambiental, de imagen empresarial o por la necesidad de cumplir las obligaciones que exige la ley 20.257.

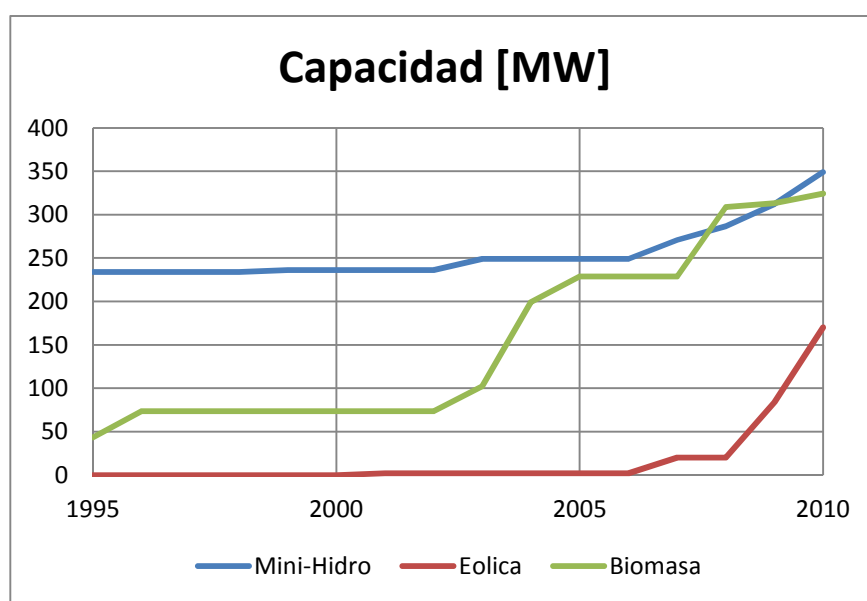


Figura 15: Evolución Capacidad Instalada de fuentes renovables no convencionales en Chile.
Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40, 42 y 45).

En la Figura 15 se puede apreciar como las capacidades de las centrales con fuentes renovables no convencionales han ido aumentando considerablemente con el tiempo, en especial las más nuevas tecnologías como la eólica y la de biomasa. La capacidad de las centrales mini-hidráulicas se ha incrementado en 115 MW en los últimos 15 años, la de biomasa en 281 MW y la eólica en 170 MW. Por otro lado, es importante notar que la capacidad mini-hidráulica se mantuvo más o menos constante por varios años hasta que comenzó a aumentar nuevamente cerca del 2006.

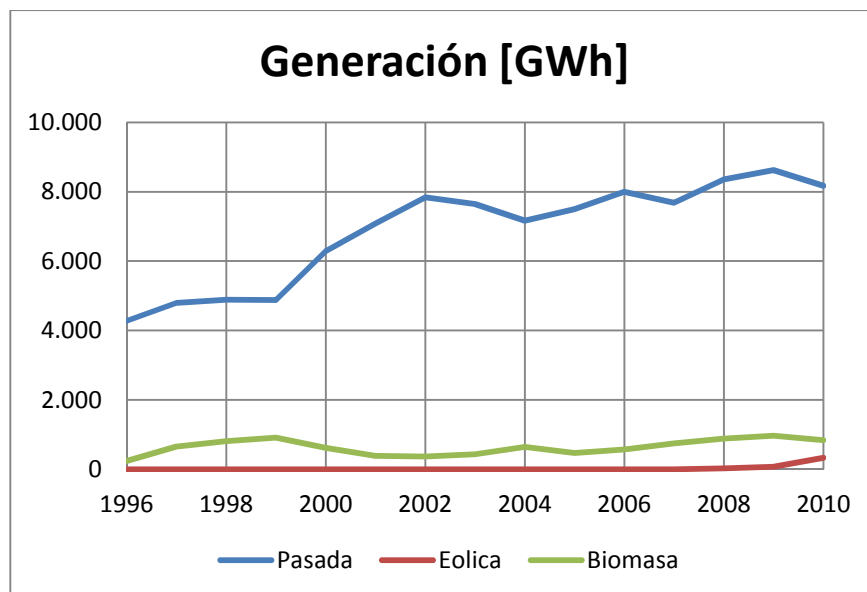


Figura 16: Evolución generación de fuentes renovables no convencionales en Chile.
Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40, 42 y 45).

En la Figura 16, cabe destacar que la generación hidroeléctrica mostrada es sobre el total de las instalaciones de pasada, lamentablemente no existe una separación entre la generación mini-hidráulica (capacidad instalada menor o igual a 20 MW) y el resto de las centrales de pasada en los datos de la CNE. Igualmente se pueden obtener algunas conclusiones de este gráfico, por ejemplo la generación de las centrales de pasada en general se ha incrementado en gran medida en los últimos 15 años, incluso más del doble. Además se puede apreciar que la generación eólica se incrementó solo desde al año 2008 en adelante, siendo que la capacidad comenzó a incrementarse por lo menos desde el 2006. Por último, la generación a partir de biomasa ha ido variando considerablemente en los últimos 15 años, a pesar de que la capacidad se fue incrementando a gran escala, esta no se ha traducido en una generación importante para los sistemas eléctricos.

A continuación se muestran los mismos datos anteriormente graficados, pero en este caso se muestra el porcentaje que estos datos representan del total de la capacidad y generación anual respectivamente, de esta forma se puede apreciar cómo ha evolucionado la capacidad y la generación en base a estas fuentes con respecto a la evolución de todo el sector eléctrico, es decir de todas las fuentes.

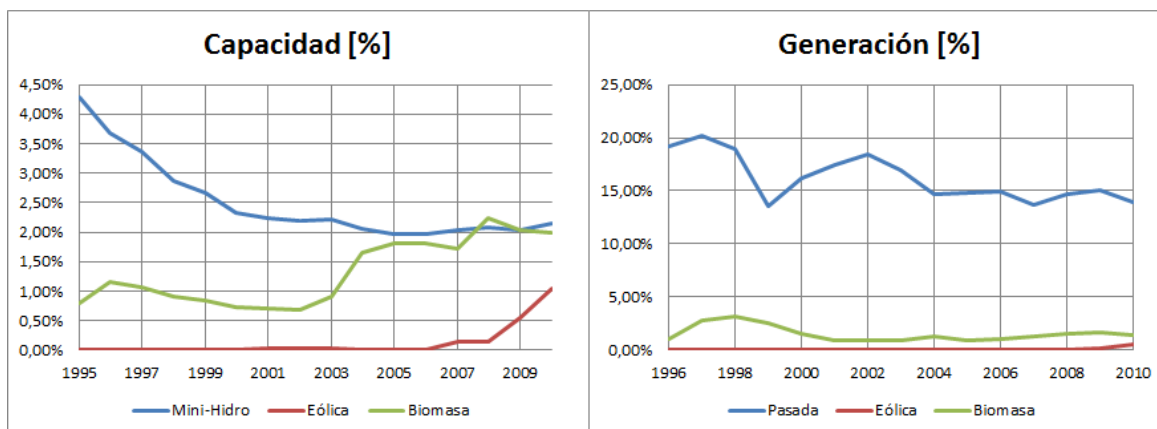


Figura 17: Evolución porcentaje de Capacidad Instalada y Generación de ERNC en Chile.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40, 42 y 45).

En la Figura 17, se puede apreciar para la capacidad en porcentaje del total, el mismo tipo de crecimiento que en el gráfico en megawatts, para las fuentes eólicas y de biomasa, estos es claro, porque ambas fuentes parten prácticamente desde cero megawatts. Sin embargo, en el caso de la capacidad por fuente mini-hidráulica, se puede apreciar un retroceso en la capacidad con respecto al total, esto se podía intuir a partir del gráfico de capacidad en megawatts, ya que a pesar que la capacidad instalada de este tipo de fuente era mayor en un comienzo (año 1995), el crecimiento fue mucho menor en los 15 años siguientes y además se mantuvo esta capacidad más o menos constante por varios años, por lo tanto está perdiendo presencia en el mercado chileno. Sin embargo este decaimiento disminuye debido a un menor aumento de la capacidad total del país y al posterior aumento de la capacidad mini-hidráulica a partir del 2006.

En el caso de la generación, también se puede apreciar el mismo comportamiento que en el caso de generación en GWh para los casos de energía de biomasa y eólica. Por otro lado, para las centrales de pasada se aprecia que el gráfico va alternando subidas y bajadas, lo cual es muy normal en la generación con fuentes hidráulicas, ya que esta depende de las lluvias y condiciones atmosféricas en general, por lo tanto los decaimientos en esta curva corresponden a años más secos y viceversa. Por otro lado, a pesar que porcentualmente la capacidad de esta fuente fue bajando, la generación porcentual no decayó demasiado en su promedio, esto se debe a que la generación total del país se fue incrementando muy poco y también porque normalmente las centrales de pasada generan al máximo de su capacidad.

Finalmente, cabe destacar que si se incrementa en gran medida la capacidad o generación en base al total (valor mostrado por el porcentaje), implica que estas fuentes son muy bien consideradas en el escenario del momento. Por lo tanto, se desprende que las fuentes renovables no convencionales como la eólica y la de biomasa están pasando por un buen momento, ya que estos valores se ha ido incrementando en los últimos años y lo más probable es que siga de esta forma, en parte por la obligación impuesta en la ley 20.257 y también por otro tipo de beneficios como los mencionados al inicio de este análisis.

Se presentan a continuación cuatro gráficos, donde se incluyen la capacidad de todas las fuentes renovables no convencionales y la generación de las fuentes de biomasa, eólica e hidráulica de pasada (los títulos de los gráficos de generación tienen un * por tener pasada en general en vez de mini-hidráulica,). Además se incluye una línea vertical roja en el año en que entro en vigencia la ley 20.257, es decir en el año 2008, desde el cual deberían empezar a instalarse centrales de ERNC para poder cumplir con las obligaciones impuesta desde el año 2010.

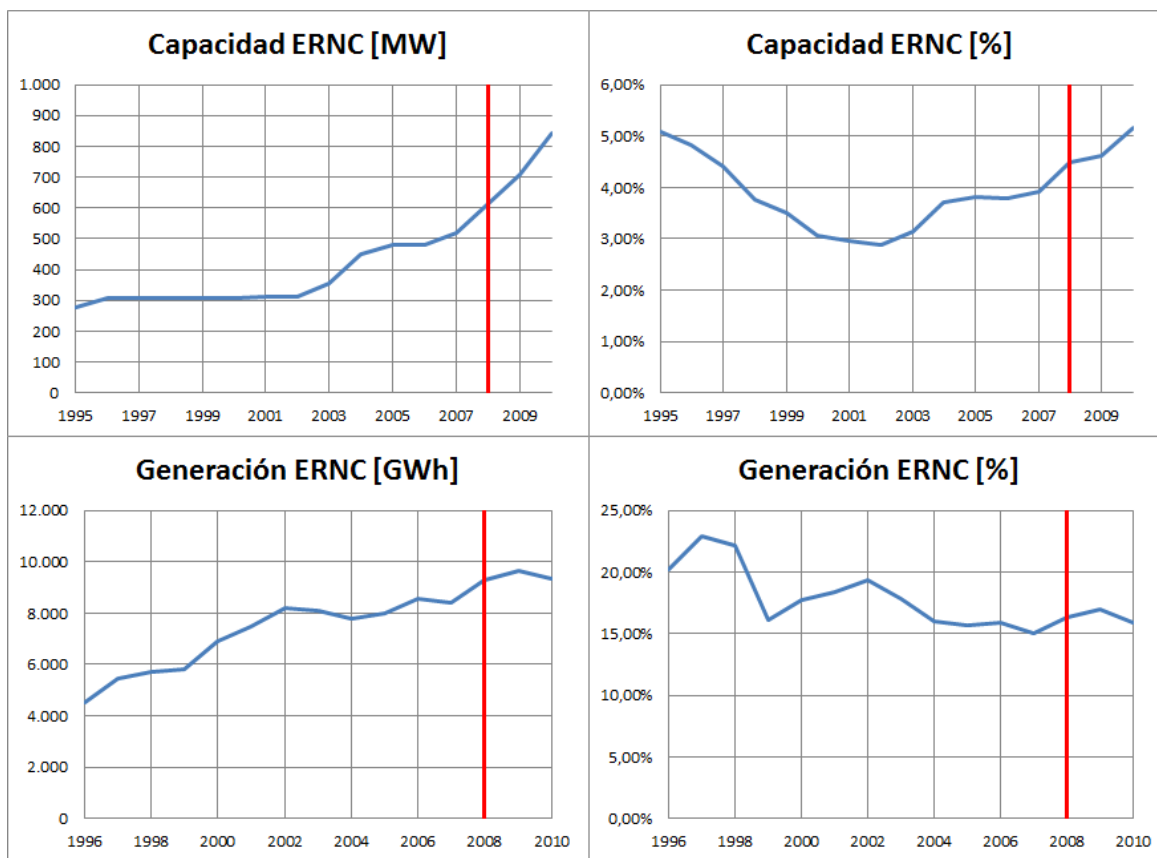


Figura 18: Evolución de las ERNC en Chile.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 45).

En la Figura 18 se puede apreciar como la capacidad instalada en megawatts se ha ido incrementando en los últimos 15 años, y mayormente desde que entró en vigencia la nueva ley. Sin embargo en la figura de capacidad porcentual se puede apreciar un decaimiento y luego un repunte. Este primer decaimiento se debe a que la capacidad de las centrales mini-hidráulicas se mantuvo casi constante por varios años como se había mencionado anteriormente, luego el repunte se debe al crecimiento sostenido que comienza a tener la capacidad a partir de biomasa, la cual coincide en la fecha (aproximadamente 2002) y posteriormente la eólica. Por otro lado, en la generación el comportamiento de las dos curvas es influido casi totalmente por la generación de las centrales de pasada, la cual es muy superior al resto, por lo tanto las variaciones se deben a lo explicado anteriormente para la generación de pasada.

En conclusión, se puede apreciar que a partir de la aplicación de la ley 20.257, se puede apreciar un incremento de la capacidad instalada de las energías renovables no convencionales, pero básicamente de la energía eólica y la mini-hidráulica, ya que la energía de biomasa ya venía aumentando anteriormente. De la misma forma, se espera que esta capacidad siga aumentando y de la misma forma lo comience a hacer la generación en base a estas energías (lo cual como se mencionó, no pudo ser analizado correctamente por la información manejable). Por lo tanto, hasta el momento se aprecia un buen resultado de la aplicación de un incentivo del tipo Obligación de Cuotas, aunque falta por mejorar más aún.

Por otro lado, al analizar los resultados que entrega el CDEC sobre la aplicación de la ley, podemos observar que la obligación sea solo sobre retiros de contratos efectuados después del 31 de agosto de 2007. Para esto se presenta la siguiente tabla.

Tabla 6: Balances 2011 y 2012 de aplicación Ley 20.257.

BALANCE ANUAL CDEC [MWh] - SIC + SING										
Año	Inyecciones ERNC	Obligación	Retiros Afectos	Retiros Totales	% Afectos sobre Totales	% Obligación	% Obligación sobre Retiros Totales	% Inyección ERNC sobre Retiros Totales	% Inyección ERNC sobre Retiros Afectos	Valor promedio Atributo [USD/MWh]
2010	1.031.836	647.417	12.948.344	54.853.957	23,6%	5,0%	1,2%	1,9%	8,0%	14
2011	1.309.932	1.198.970	23.979.392	58.067.241	41,3%	5,0%	2,1%	2,3%	5,5%	14

Fuente: CDEC SIC y SING

En la Tabla 6 se puede apreciar que en los dos años que lleva en vigencia la obligación (2010 y 2011) se ha cumplido con la obligación (la cual fue de 5 % para ambos años) con un 8% y 5.5% de inyección ERNC en el total de retiros correspondientes a contratos efectuados después del 31 de Agosto del 2007 en los años 2010 y 2011 respectivamente. Sin embargo, podemos observar que esta cantidad solo corresponde a un 1.9% y 2.3% de inyección ERNC sobre el total de retiros en los años 2010 y 2011 respectivamente. Por lo tanto, el diseño de este incentivo ha sido poco efectivo, no logrando estimular en los niveles que se mencionan en la Ley, no lográndose un 5% del total inyectado sino que un valor menor, inclusive en la Tabla 6 se puede ver que los porcentaje realmente exigidos son 1.2% y 2.1% en los años 2010 y 2011 respectivamente.

3.2 Argentina

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico argentino, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.2.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Argentina

En Argentina se implementaron dos leyes que afectan e incentivan al uso de energías renovables, estas son la ley 25.019 de 1998 y la ley 26.190 de 2007.

La ley 25.019, llamada "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar", declara el interés nacional por las energías eólica y solar. Además otorgó beneficios tributarios para el pago del impuesto al valor agregado, los inversionistas en este tipo de energía pueden diferir sus pagos. Asimismo se estableció que las actividades de generación con estas fuentes gozarán de estabilidad fiscal, es decir, no se les puede aumentar su carga tributaria (por aumentos en las contribuciones y/o tasas o por la aparición de nuevas tasas que afecten a estas actividades). Por último y más importante, se introdujo una prima (pago extra al de venta en el mercado spot) a la generación con sistemas eólicos de 1 centavo por kWh. Todos estos beneficios fueron extendidos por 15 años a partir de la promulgación de la ley. [28]

Por otro lado, la ley 26.190 extendió el interés nacional hacia todos los medios de generación renovable, así como a la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos para este tipo de generación. Para fomentar la investigación en este tipo de energías, se fijó como política, coordinar la investigación con las universidades e institutos de investigación, así como celebrar acuerdos de cooperación internacional con este fin. Además, esta ley estableció como objetivo, que un 8% del consumo de energía eléctrica proviniera de fuentes de energía renovable en el plazo de 10 años desde la aplicación de la ley.

También, se extendieron los beneficios de la ley 25.019 al resto de las energías renovables, en especial la prima por generación renovable. Sin embargo, el artículo que define el valor de la prima fue modificado incluyendo nuevos valores para cada tipo de generación (cambiando

también el valor de la prima a la generación eólica). Los valores de las primas quedaron como sigue: [29]

- 0.015 \$/kWh para la generación eólica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás e hidroeléctrica de hasta 30 MW de capacidad instalada.
- 0.9 \$/kWh para la generación solar fotovoltaica.

Estos valores se pagaran desde un fondo creado por esta ley llamado “Fondo Fiduciario de energías renovables”, el cual es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y el cual se crea a partir de un incremento en el gravamen destinado al “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica” (creado por el artículo 70 de la ley 24.065). Además, los valores de las primas serán actualizados según un coeficiente de adecuación trimestral y serán vigentes por un período de 15 años. [29, 30]

Como conclusión, en Argentina existe un sistema de incentivo a las energías renovables del tipo *Feed-In Tariff*, en la versión de tarifa *Premium*, es decir con una prima que se paga por encima del precio de mercado de la electricidad.

3.2.2 Evolución de las Energías Renovables en Argentina

En la Figura 19, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Argentina. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Por último, todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso, Argentina solo ha explorado las fuentes hidráulicas, solares y eólicas. Asimismo, se incluye el año de entrada de la ley 26.190 anteriormente mencionada y analizada, para poder apreciar cómo ha influido esta ley en la evolución de las energías renovables.

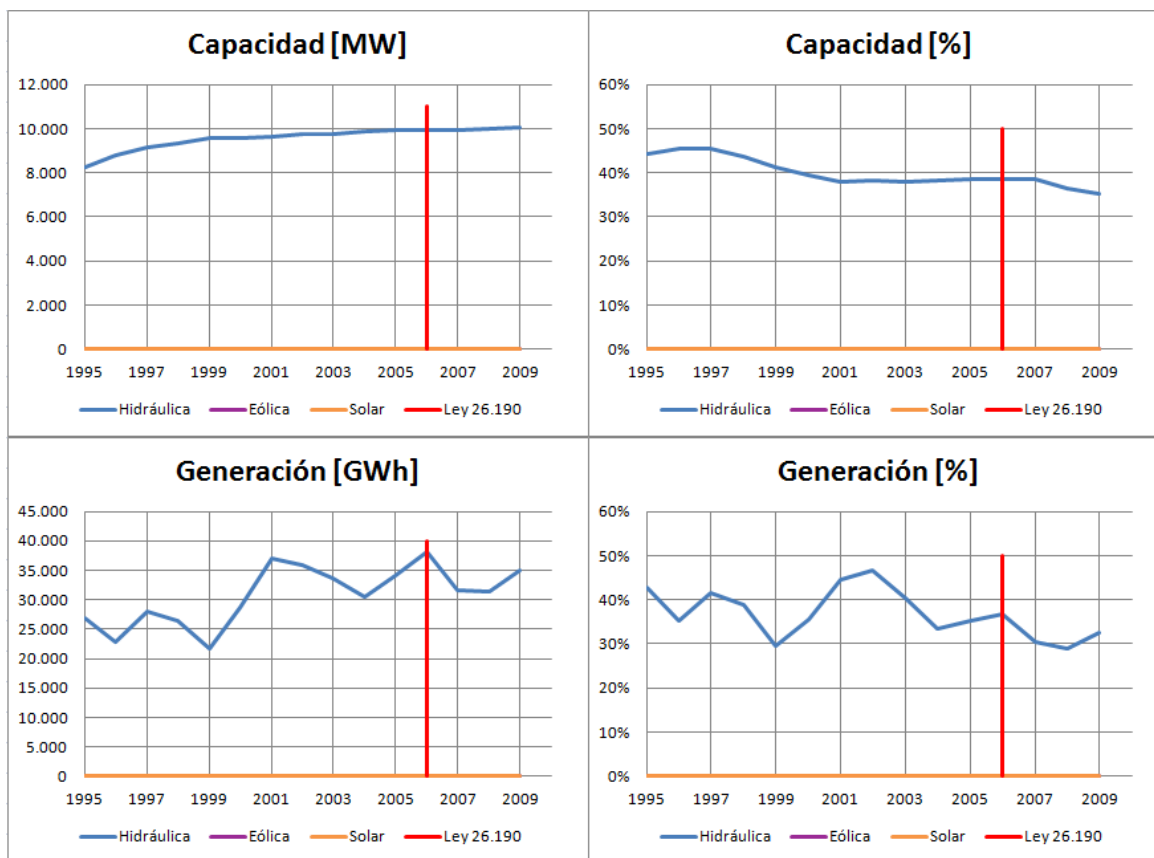


Figura 19: Evolución energías renovables en Argentina.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39 a 41).

En la Figura 19, se puede apreciar como la energía hidráulica básicamente se ha mantenido en el tiempo, tanto en capacidad como en generación.

En capacidad se puede apreciar que ha ido aumentando lentamente, para poder cumplir con el crecimiento de la demanda en estos años, aunque en el porcentaje de capacidad con respecto al total de capacidad instalada se puede apreciar cómo ha ido disminuyendo lentamente, esto se debe porque a pesar que ha aumentado como se ve en el otro gráfico, el resto de la energías, como las energías térmicas (especialmente gas natural) ha seguido aumentando logrando este deceso en el porcentaje de las hidráulicas.

En el caso de la generación, esta se mantenido en el tiempo, con las típicas variaciones que se deben a periodos más secos o con más agua disponible en los ríos y represas.

Por último, no se logra apreciar un efecto de la ley en la evolución de la energía hidráulica, lo cual es esperable ya que esta ley no afecta a esta fuente de energía.

Al ser la energía hidráulica tan superior en cantidad instalada y generada al resto, es imposible ver cómo evoluciona el resto de las energías, por lo tanto en la Figura 20 se muestra la evolución de estas mismas fuentes sin considerar a la energía hidráulica.

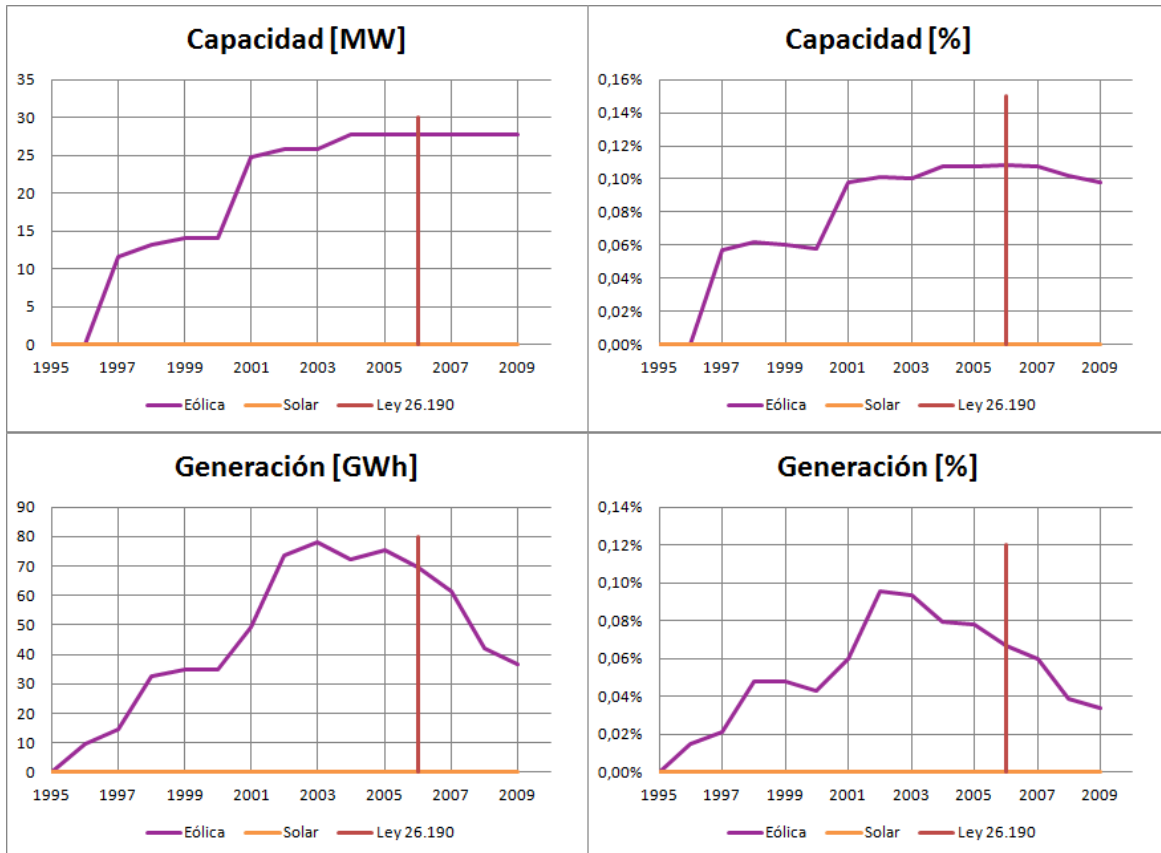


Figura 20: Evolución energías renovables en Argentina, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40 y 41).

En la Figura 20, se puede apreciar un crecimiento sostenido de la capacidad instalada y generación a partir de la energía eólica. Sin embargo, en los últimos años la generación a partir de esta fuente se ha visto enormemente disminuida, desde 78 GWh (correspondiente a un 0.1 %) hasta 37 GWh (correspondiente a un 0.03 %), inclusive a pesar de que en el año 2006 comenzó a regir la nueva ley 26.190, la cual estipula nuevas condiciones para este y otros tipos de energías renovables (cómo se mencionó anteriormente).

Por otro lado, si consideramos el año de entrada de la ley 25.019, año 1998, se puede apreciar que a partir de la entrada en vigencia de esta ley la capacidad y generación eólica comenzó a

incrementarse en gran medida, casi en tres veces ambos valores. Esto era esperable, ya que esta ley entregaba una prima a la generación eólica.

Por último, la capacidad y generación de energía solar es tan baja que no se puede apreciar su evolución en esta figura. La capacidad solar es solo de 0.03 MW, la cual se mantiene desde el año 1998 y la generación solar va desde los 0.02 a los 0.14 GWh.

Por lo tanto, se concluye que en un principio la ley 25.019 con su prima a la generación eólica, fue de gran utilidad para fomentar esta energía, pero la actualización de esta ley, en especial de la prima estipulada en la ley 26.190 no ha sido suficiente para estimular adecuadamente a este y otro tipos de energías renovables, de manera que la generación a partir de energía eólica ha ido perdiendo terreno en los últimos años y la capacidad no ha aumentado desde el año 2004.

En conclusión, la aplicación de una política del tipo *Feed-In Tariff* en Argentina, no ha sido del todo satisfactoria, ya que solo logró estimular en un comienzo (con su primera aplicación – Ley 25.019). Sin embargo, a medida que pasaron los años no se mostró un mayor incremento en la presencia de energías renovables, sino que un estancamiento en este, incluso después de modificar el incentivo a través de la Ley 26.190.

Por lo cual, se deduce que en una política de incentivo *Feed-In Tariff* es fundamental la elección de la prima o del precio fijo (según corresponda) que se les pagará a los generadores renovables, para lograr fomentar la instalación de nuevas centrales que usen este tipo de energías.

3.3 Bolivia

A continuación se analiza cómo han evolucionado en Bolivia las energías renovables en los últimos 15 años, y cómo ha afectado en este país el hecho de que no exista un incentivo directo para la generación con energías renovables.

Evolución de las Energías Renovables en Bolivia

En la Figura 21, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes hidráulicas en Bolivia, la cual es la única fuente renovable explotada en el país. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

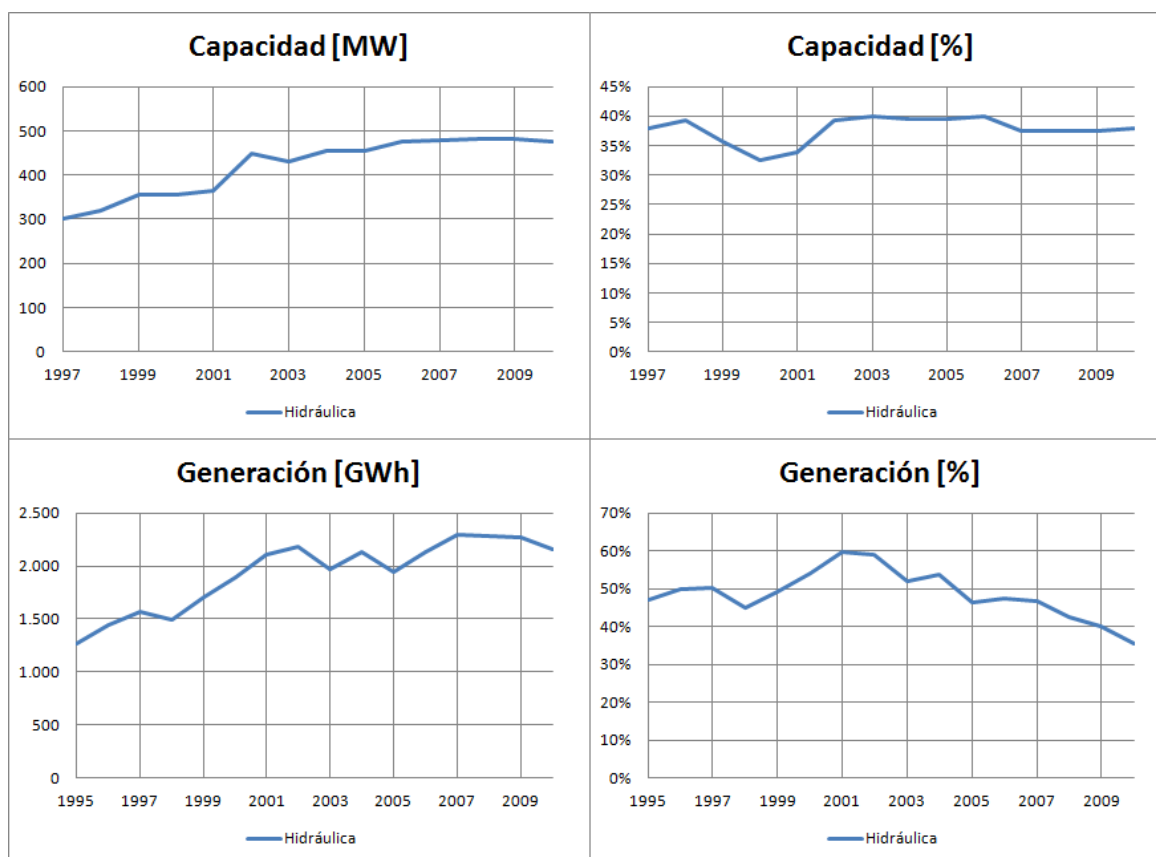


Figura 21: Evolución energías renovables en Bolivia.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

En la Figura 21, se puede apreciar cómo tanto la capacidad como la generación en base a energía hidráulica se han ido manteniendo a lo largo de los años en el país. El resto de la energía se produce en base a fuentes térmicas, las cuales se pueden ver tienen una mayor presencia en los gráficos de porcentajes.

Es claro que en este país es necesario crear una política de incentivo directo para las energías renovables, ya que en primer lugar no se han desarrollado proyectos con fuentes renovables alternativas, solo existen proyectos hidráulicos, y por otro lado, la mayoría de la generación se hace en base a fuentes térmicas, lo cual sería esperable ir cambiando, para mantener una seguridad de abastecimiento (el cual no se da con estas fuentes al ser agotables y normalmente traídas desde otros países) y cuidar el medioambiente de las emisiones que se producen en gran medida a partir de este tipo de centrales.

3.4 Brasil

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico brasileño, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.4.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Brasil

En Brasil, el principal incentivo creado para estimular a las energías renovables, es el “Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica” (PROINFA), el cual se inició a través de la ley 10.438 en el año 2002, siendo su objetivo diversificar la matriz energética.

El programa consiste en subastar contratos de compra y venta de energía, a ser celebrados con la empresa estatal ELETROBRAS por un período de 20 años. Por otro lado, el programa tiene las siguientes características: [31, 32]

- El Ministerio de Minas y Energía, debe definir las directrices del programa y el valor económico de cada fuente de energía.
- Los costos asociados al programa son distribuidos entre todos los consumidores finales exceptuando a aquellos con un consumo menor o igual a 80 kWh por mes.
- Un 60% de los componentes y los servicios relacionados a los emprendimientos eólicos deben ser provistos por empresas brasileñas.

Además, se dio inicio a una segunda fase del programa, con el objetivo de que un 10 % del consumo de energía eléctrica provenga de fuentes renovables no convencionales, como eólica, de biomasa y mini-hidráulica.

Por último, en Diciembre del 2009 y Agosto de 2010 se crearon subastas específicas para energía eólica y para energías alternativas respectivamente. Además, la primera fue con fines de “reserva de energía” (tipo de transacción explicado en el anexo B).

Estas subastas, consistían en la obtención de contratos de compra de energía por 20 años a una tarifa fija, pero además se fijó una cantidad de energía con la cual cumplir, con un cierto

margen (entre 90 y 130% de la energía de referencia), si se producía menos que este 90% de referencia se aplica una multa y si se produce más de un 130% de la referencia se entrega una prima.

En conclusión, en Brasil existe un sistema de incentivo a las energías renovables del tipo de “Subastas Competitivas” (*Competitive Bidding Process*), en la cual se licita una cantidad determinada de energía renovable para ser desarrollada en un proyecto y donde el ganador de esta licitación obtienen un contrato de compra de energía por un período determinada de tiempo y a una tarifa fija, de esta manera se asegura estabilidad a la inversión en este tipo de proyectos. [33]

3.4.2 Evolución de las Energías Renovables en Brasil

En la Figura 22, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Brasil. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso, Brasil ha explorado las fuentes hidráulicas, solares, eólicas y de biomasa. Aunque en el caso de generación solar no se tienen los datos, ya que los proyectos existentes hasta el momento son muy pequeños, llegando a solo 1 MW de capacidad instalada para el año 2010. Por otro lado, cabe mencionar que los datos de capacidad instalada de energía en base a fuentes de biomasa solo se tienen desde el año 2000.

Por último, se incluye el año de entrada de la ley 10.438 (ley PROINFA del año 2002) anteriormente mencionada y analizada, para poder apreciar cómo ha influido este proyecto en la evolución de las energías renovables.

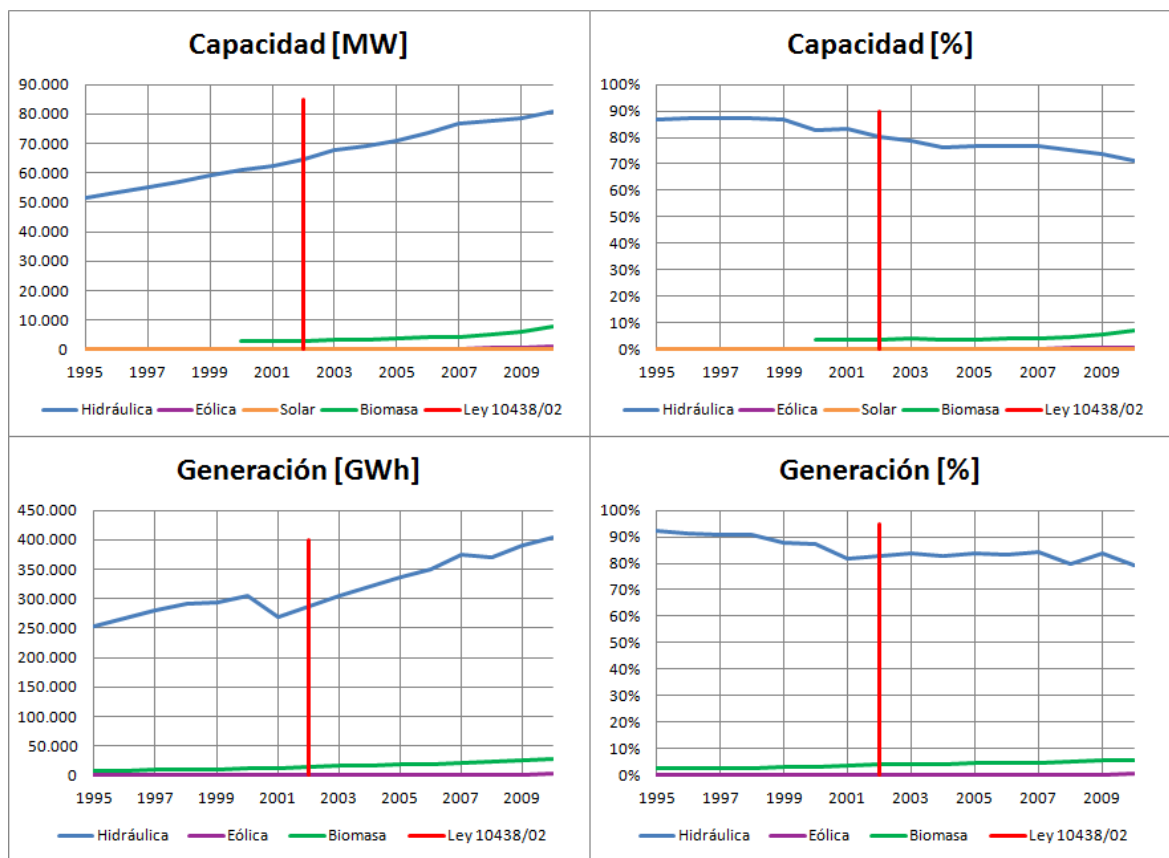


Figura 22: Evolución energías renovables en Brasil.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39 a 42).

La energía hidráulica, al ser superior al resto en cantidad instalada y generada, dificulta el análisis del resto de las energías, por lo tanto en esta parte solo se analizará la evolución de esta fuente, para luego mostrar una figura donde se omita a la energía hidráulica y así poder observar de mejor manera la evolución del resto de las fuentes.

En la Figura 22, se puede apreciar como la capacidad instalada de energía hidráulica se ha mantenido en un crecimiento estable desde el año 1995, inclusive, es apreciable que la ley PROINFA, la cual incentiva a proyectos mini-hidráulicos, no ha afectado mayormente a la capacidad hidráulica general, ya que el crecimiento no cambió después de esta. Por otro lado, la capacidad en porcentaje se puede observar bastante constante al principio para luego comenzar a disminuir, lo cual se puede deber a la entrada de otros proyectos como los de biomasa también observables en esta figura y también beneficiados por PROINFA, así como

por otros proyectos térmicos, los cuales crecieron en un mayor valor que los hidráulicos para satisfacer la demanda en crecimiento del país.

En el caso de la generación, se puede apreciar más o menos lo mismo, un crecimiento en la cantidad más bien estable, con algunos cambios (bajadas y después subidas) debidos probablemente a años más secos, pero siempre manteniéndose en crecimiento, debido en parte a la mayor capacidad instalada. Por otro lado, el porcentaje de generación con respecto al total se ha mantenido más o menos constante desde el año 1995, esto se debe a que claramente la generación en base a fuentes hidráulicas es más eficiente, por lo tanto a pesar que el porcentaje de capacidad disminuya, no pasa esto con el de generación, porque este tipo de generación tiene costos marginales menores que el resto de las fuentes y su despacho suele ser privilegiado por sobre el resto.

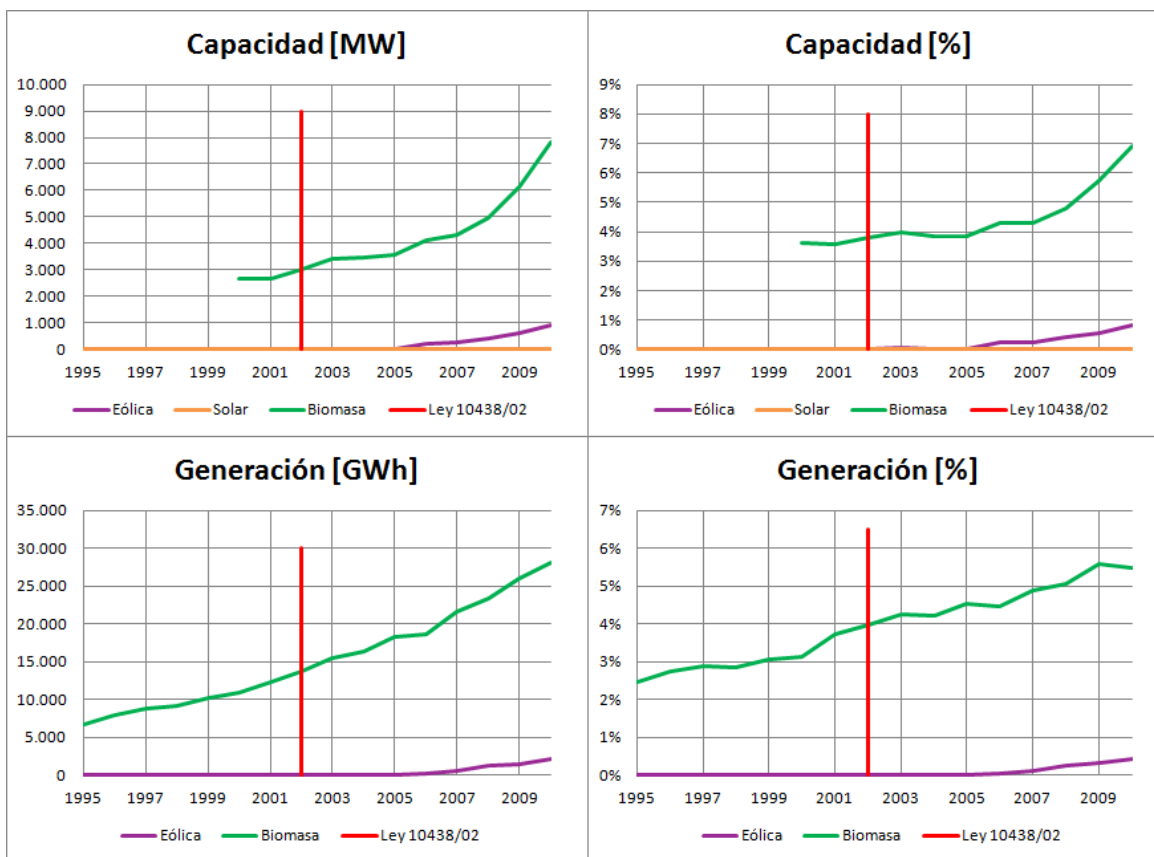


Figura 23: Evolución energías renovables en Brasil, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40 a 42).

En la Figura 23, se puede apreciar el crecimiento de la capacidad y generación de las energías eólica y de biomasa. En esta se observa que el crecimiento de la energía a partir de biomasa ha sido sostenido desde hace varios años (desde el año donde empiezan los datos, 1995 en generación y 2000 en capacidad), en especial en capacidad se aprecia un mayor incremento en los últimos años. Lo mismo sucede con la energía eólica, la cual ha comenzado a despegar en los últimos 4 o 5 años. Además, en ambos casos (capacidad y generación) la forma del crecimiento en cantidad (MW o GWh) y en porcentaje con respecto al total es la misma, esto sucede porque en un comienzo su presencia era muy pequeña, por lo tanto al ir creciendo estas dos fuentes es normal que vayan acaparando un porcentaje del total, en especial la energía eólica que parte desde 0% de presencia.

Asimismo, se puede apreciar que este crecimiento se debe en parte al programa PROINFA, el cual beneficia a la generación mini-hidráulica, eólica y de biomasa. Aunque, el crecimiento se demoró en ser notorio, como se puede observar en los gráficos, este solo se comenzó a notar unos 4 años después de implementada la ley.

Por lo tanto, se puede apreciar que el incentivo del tipo Subastas ha tenido buenos resultados en Brasil, y es notorio en los resultados de este país que este tipo de incentivo está enfocado a incrementar la presencia de fuentes renovables específicas, es decir aquellas que son incluidas en la licitación.

Por otro lado, se puede apreciar que la energía solar todavía no toma presencia dentro de la matriz energética brasileña, como se menciona anteriormente, llegando solo a valores de potencia instalada de 1 MW.

Las otras subastas específicas, fuera del programa PROINFA, todavía no son notorias en estos gráficos, ya que comenzaron recién en el año 2009.

3.5 Colombia

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico colombiano, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.5.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Colombia

En Colombia existen dos normativas que buscan incentivar la generación con energía renovable. La primera es la ley 697 (año 2001), llamada Ley de Uso Racional de Energía, esta define las fuentes no convencionales. Además, busca promover el uso de energías no convencionales, dejando al Ministerio de Minas y Energía a cargo de formular políticas para este fin. [34]

Lamentablemente a esta ley le faltan algunos aspectos importantes para impulsar el desarrollo de las energías renovables de manera significativa, como: [35]

- Definición de una meta cuantitativa sobre el porcentaje de energía renovable en el total.
- Un sistema de apoyo regulativo para fomentar la inversión.
- Definición de un presupuesto para la investigación científica y desarrollo tecnológico.
- Soporte técnico rural o urbano.
- Definición de una normativa técnica.

Sin embargo, el Ministerio de Minas y Energía en junio de 2010, implemento el “Programa de Uso Racional de Energía” a través de la Resolución 180919. Este programa tiene por objetivo promover el Uso Racional y Eficiente de la Energía y las Formas de Energía No Convencionales. El principal incentivo de esta regulación (o programa) es la implementación de metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), las cuales se pueden apreciar en las tablas 7 y 8.

Tabla 7: Metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el SIN.

Participaciones de las FNCE en el Sistema Interconectado Nacional	
2015	3.5%
2020	6.5%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía [36]

Tabla 8: Metas de participación de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en las ZNI.

Participaciones de las FNCE en las Zonas No Interconectadas	
2015	20%*
2020	30%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía [36]

* El 20% estará compuesto por 8% de la capacidad actual más 12% proveniente de desarrollos con energía eólica, biomasa, pequeñas Centrales Hidroeléctricas, PCH's y energía solar.

Estas metas serán revisadas y actualizadas anualmente. El seguimiento y evaluación de estas metas y el resto del plan, será realizado por la Comisión Intersectorial para el uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales de energía (CIURE). [36]

Por la naturaleza de la regulación antes explicada, se puede concluir que Colombia posee un incentivo del tipo RPS, es decir un “Sistema de Cuotas” (sin certificados de Energía renovable), ya que se impone una cuota obligatoria de participación de las energías renovables dentro del mercado colombiano, y además se verifica que esta se cumpla a cabalidad. Sin embargo, esto es así solo desde el año 2010, ya que anteriormente con la Ley 697, no se aprecia un verdadero incentivo (como se explicó anteriormente) y por lo tanto en este período de tiempo (2001 a 2010) Colombia no tuvo ninguno de los tres tipos de incentivo principales para el fomento de las energías renovables aplicados en su país.

3.5.2 Evolución de las Energías Renovables en Colombia

En la Figura 24, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Colombia. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Por último, todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso, Colombia solo ha explorado las fuentes hidráulicas y eólicas. Asimismo, se incluye el año de entrada de la ley 697 anteriormente mencionada y analizada, para poder apreciar cómo ha influido esta ley en la evolución de las energías renovables.

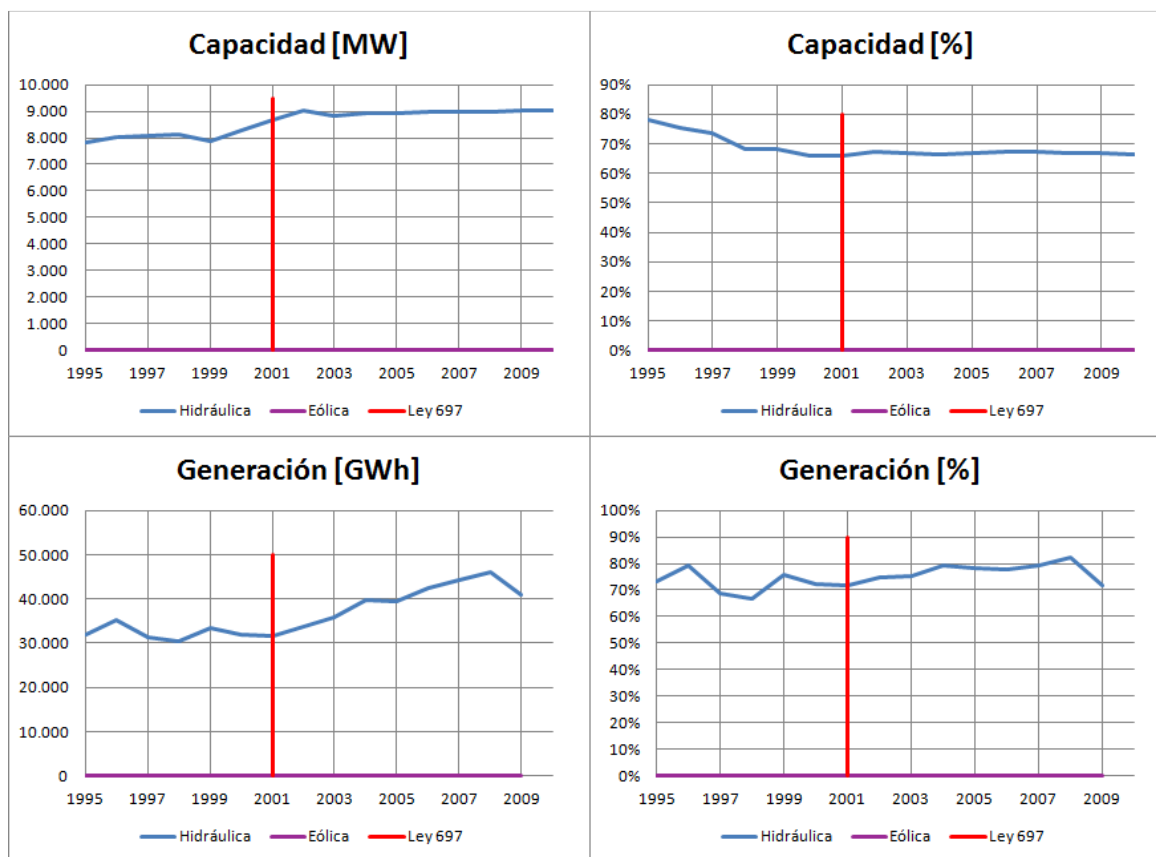


Figura 24: Evolución energías renovables en Colombia.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39 y 40).

En la Figura 24, se puede apreciar como la energía hidráulica básicamente se ha mantenido, aumentando lentamente en el tiempo, tanto en capacidad como en generación. En ambos casos, se puede entender este aumento como necesario para cubrir la creciente demanda del país. En el caso de la capacidad, el crecimiento ha sido muy poco, logrando que en porcentaje comience a disminuir su presencia a nivel nacional, mientras que en generación ha sido un poco mayor su crecimiento (un tercio del valor inicial en el año 1995), lo cual se debe a la necesidad de esta energía para satisfacer la demanda, por esta razón el porcentaje de la energía hidráulica en la generación total se ha mantenido bastante constante.

Por último, no se logra apreciar un efecto de la ley 697 en la evolución de la energía hidráulica, lo cual es esperable ya que esta ley no afecta a esta fuente de energía.

Al ser la energía hidráulica tan superior en cantidad instalada y generada a la eólica, es imposible ver cómo evoluciona esta última, por lo tanto en la Figura 25 se muestra solo la evolución de la energía eólica.

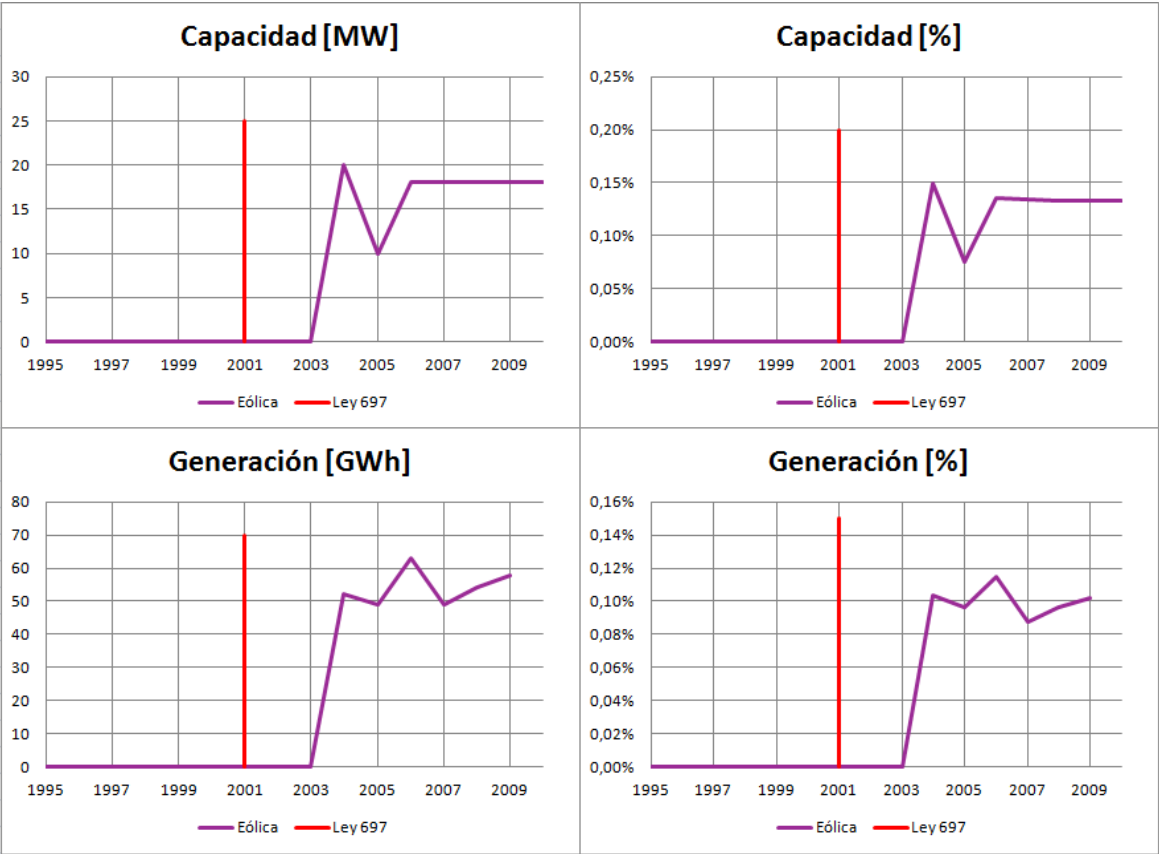


Figura 25: Evolución energías renovables en Colombia, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

En la Figura 25, se puede apreciar cómo tanto la capacidad como la generación en base a energía eólica aumentaron en una muy pequeña cantidad desde el año 2003, claramente los comportamientos en porcentaje son muy parecidos a los de cantidad al partir ambas cantidades desde cero.

Como conclusión, se puede apreciar que la ley 697 no fue de gran ayuda para aumentar la presencia de las energías renovables en el país, ya que aunque se instaló energía eólica después de la aparición de la ley, fue una cantidad muy baja ni siquiera llegando a un 0.2% de

la capacidad total nacional, además no se llegó a generar ni un 0.15% de la generación total. Además, esto se refuerza si se toma en cuenta que no existen proyectos de ningún otro tipo de energía renovable.

Por otro lado es de esperar, como se mencionó al analizar esta ley, que con la nueva resolución 180919 se comiencen a ver nuevos proyectos renovables (al ser implementada recién en Junio del 2010, todavía no es posible analizarla con estos datos), de la misma fuente eólica y también de otras fuentes renovables, ya que en esta regulación si se dan metas y obligaciones claras sobre la participación de las energías renovables. Por esta razón, todavía no es posible apreciar cómo ha afectado un incentivo del tipo Obligación de Cuotas en Colombia.

3.6 Ecuador

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico ecuatoriano, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.6.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Ecuador

En Ecuador, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que el Estado incentivará el uso de los recursos energéticos no convencionales. Además, el artículo 64 establece que CONELEC establecerá las normas para el despacho de la electricidad a partir de estas fuentes, asimismo el artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece que CONELEC dictará las reglamentaciones para la operación de las centrales de generación que utilicen estas fuentes.

Por esta razón, CONELEC dicta regulaciones periódicamente (normalmente cada 2 o 3 años) en las cuales establece las reglamentaciones para las centrales renovables que se instalen a partir de la fecha de entrada de la nueva regulación, así como otros que se deben cumplir en la operación de todas las centrales renovables (incluso las anteriormente instaladas).

Ecuador usa como mecanismo de incentivo a las energías renovables una política del tipo *Feed-In Tariff* de precio fijo, es decir se impone un precio consolidado al cual se debe pagar la generación de energía a partir de las diferentes fuentes renovables. Por esta razón, las regulaciones de CONELEC establecen precios fijos para las diferentes fuentes de energía renovable, estos precios van cambiando en cada nueva regulación.

Los precios actualmente vigentes, según la Regulación No. CONELEC - 004/11, son los siguientes:

Tabla 9: Precios para energías renovables en Ecuador.

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	9.13	10.04
Fotovoltaicas	40.03	44.03
Biomasa y Biogás <5 MW	11.05	12.16
Biomasa y Biogás >5 MW	9.6	10.56
Geotérmicas	13.21	10.56

Fuente: CONELEC, “Regulación CONELEC 004/11” [37]

Tabla 10: Precios para centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW en Ecuador.

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)
Centrales hidroeléctricas hasta 10 MW	7.17
Centrales hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW	6.88
Centrales hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW	6.21

Fuente: CONELEC, “Regulación CONELEC 004/11” [37]

Además, esta última regulación (CONELEC 004/11) estipula las siguientes reglamentaciones: [37]

- Los posibles desarrolladores de proyectos de energía renovable pueden solicitar el tratamiento preferencial con los precios mencionados anteriormente y el resto de los beneficios. Estos desarrolladores son habilitados por CONELEC, previo una verificación y se acogen a todos los beneficios estipulados en la regulación.
- Los precios establecidos por esta regulación se garantizan y estarán vigentes por 15 años. Una vez se cumpla esta vigencia, los nuevos precios de las centrales se deberán determinar con respecto a la normativa del momento. A los generadores que se acogen a una determinada regulación se le mantienen los precios de esta regulación por el período de vigencia.
- El CENACE debe despachar de manera preferencial la energía que usan recursos renovables no convencionales, hasta que se llegue a un límite del 6% de la capacidad instalada de los generadores del Sistema Nacional Interconectado.

- El CENACE debe considerar el cargo correspondiente, en la liquidación a los distribuidores y grandes consumidores, para remunerar a los generadores renovables con los precios establecidos en esta regulación.
- Los generadores menores a 1 MW deben registrarse y entregar su energía a los distribuidores, y la energía se liquidará a los precios establecidos en esta regulación facturándole a la correspondiente empresa distribuidora.

3.6.2 Evolución de las Energías Renovables en Ecuador

En la Figura 26, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Ecuador. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso, Ecuador ha explorado las fuentes hidráulicas, solares, eólicas y de biomasa. Por otro lado, cabe mencionar que los datos solo existen desde el año 1999, a diferencia de los otros países (donde se contaba con datos desde el año 1995). Asimismo, se incluye el año de entrada de la primera regulación que afectó a las renovables con precios fijados por CONELEC (CONELEC 004/04), para poder apreciar cómo ha influido este incentivo (el *Feed-In Tariff*) en la evolución de las energías renovables.

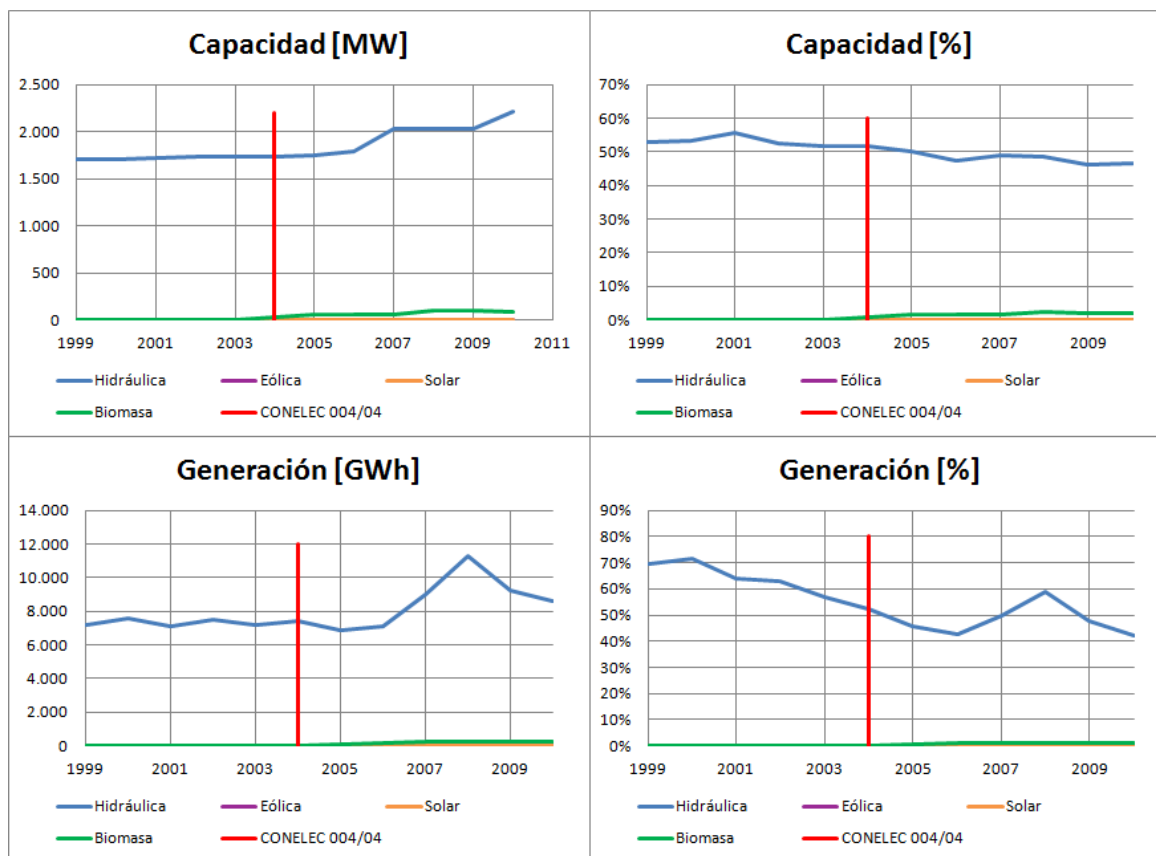


Figura 26: Evolución energías renovables en Ecuador.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39 a 42).

En la Figura 26, se puede apreciar como la energía hidráulica básicamente se ha mantenido en el tiempo, tanto en capacidad como en generación.

En el caso de la capacidad se puede apreciar como esta ha ido aumentando lentamente, buscando poder cumplir con el crecimiento de la demanda en estos años, por esta razón su valor en porcentaje ha disminuido lentamente (debido al crecimiento lento), ya que también han crecido otro tipo de fuentes, como las térmicas y en menor medida las otras renovables para poder sostener el crecimiento de la demanda.

En el caso de la generación, esta se mantenido en el tiempo muy constante con una leve subida en los últimos dos o tres años, es por esto que su valor en porcentaje se ha visto disminuido, ya que el resto de las energías han tenido que soportar el crecimiento de la demanda aumentando su generación, también es visible en este gráfico el crecimiento de los últimos años.

Con respecto al incentivo de precios de CONELEC, no es apreciable a simple vista con estos gráficos si estas regulaciones afectaron de alguna forma al aumento de la capacidad y generación a partir de energía hidráulica en los últimos años, ya que esto ocurre seguramente debido a una necesidad de satisfacer la demanda. Por otro lado, la regulación solo afecta a las centrales mini-hidráulicas y al no poseer la estadística de este tipo de fuente (diferenciada al resto de las centrales hidráulicas), no es posible saber cómo afectó esta regulación a esta fuente en particular.

Al ser la energía hidráulica tan superior en cantidad instalada y generada al resto, es imposible ver cómo evoluciona el resto de las energías, es por esto que en la Figura 27 se muestra la evolución de estas mismas fuentes sin considerar a la energía hidráulica.

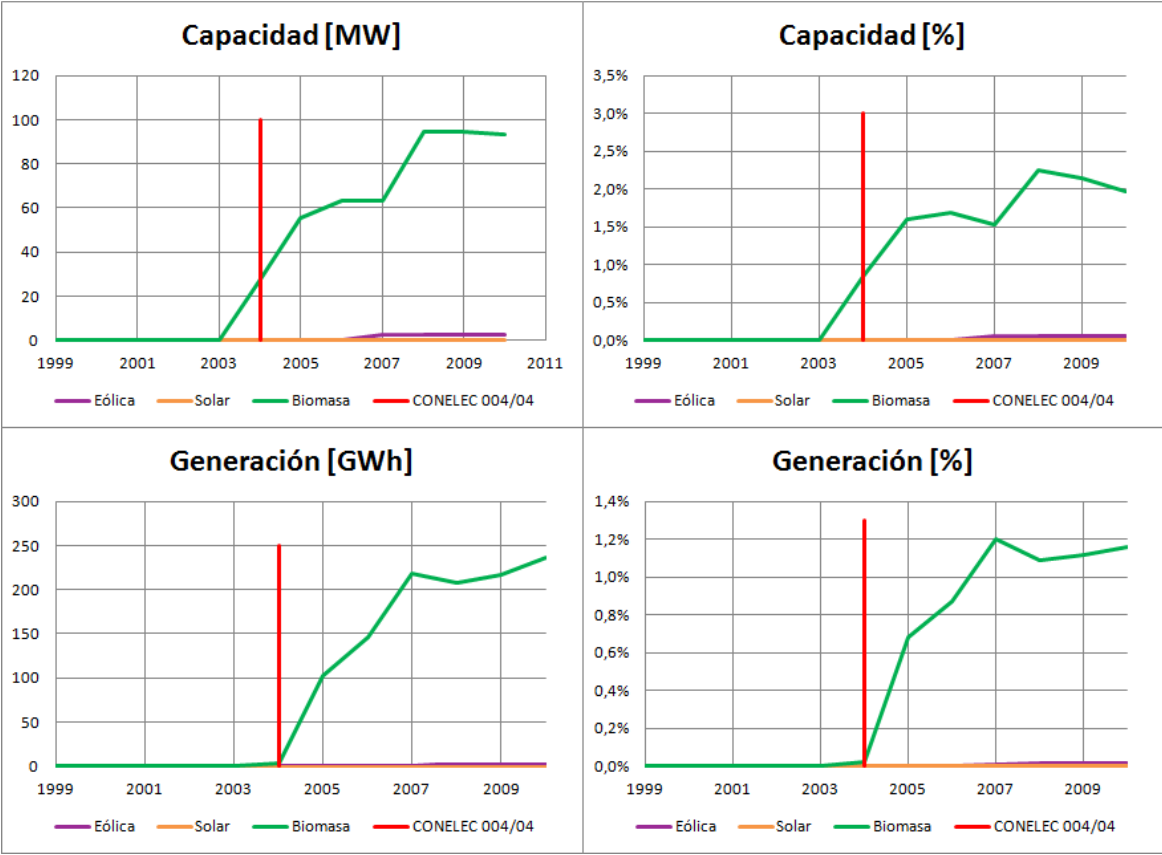


Figura 27: Evolución energías renovables en Ecuador, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40 a 42).

En la Figura 27, se puede apreciar un crecimiento sostenido de la capacidad instalada y generación a partir de la energía de biomasa. Asimismo se aprecia un crecimiento en la

energía eólica en los últimos años, aunque todavía muy bajo, que es apenas visible en estos gráficos. Lo mismo se puede apreciar para la energía solar, ya que ha crecido, pero en valores muy bajos, tales que ni siquiera se pueda apreciar tal crecimiento en los gráficos. Por otro lado, los crecimientos de la generación y capacidad en porcentaje con respecto al total tienen la misma forma que los gráficos de cantidad, debido a que estas tecnologías parten de cero.

Por otro lado, si consideramos el año de entrada del incentivo *Feed-In Tariff* fijado por CONELEC, se puede apreciar que a partir de este año la capacidad y generación a partir de biomasa comenzó a incrementarse en gran medida. Asimismo, se puede considerar que el incremento de las energías eólicas y solares se debe a este incentivo, el cual ha ido cambiando los precios a lo largo de las diferentes regulaciones que surgen cada 2 años. Sin embargo, este crecimiento todavía es muy bajo y es de esperar que comiencen a aumentar en mayor medida o se deberán considerar nuevos cambios en la regulación y quizás algún nuevo tipo de incentivo para complementar al existente.

3.7 Paraguay

A continuación se analiza cómo han evolucionado en Paraguay las energías renovables en los últimos 15 años, y cómo ha afectado en este país el hecho de que no exista un incentivo directo para la generación con energías renovables.

Sin embargo cabe considerar que según la referencia [38], con la ayuda del “Programa De Las Naciones Unidas Para El Desarrollo” (PNUD), se está estudiando la generación con fuentes no convencionales. Sin embargo, no existe hasta la fecha ningún incentivo claro hacia las energías renovables en el país.

Evolución de las Energías Renovables en Paraguay

En la Figura 28 se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes hidráulicas en Paraguay, la cual es la única fuente renovable explotada en el país. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

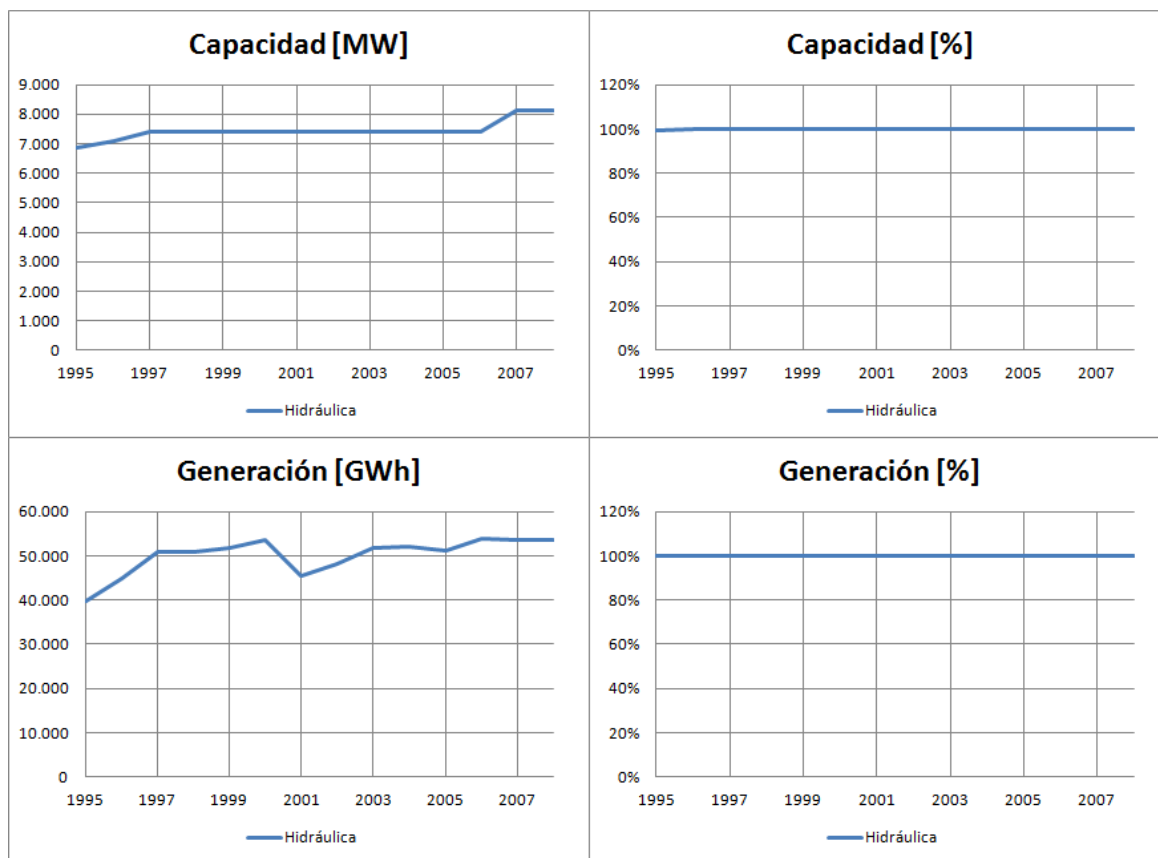


Figura 28: Evolución energías renovables en Paraguay.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

En la Figura 28, se puede apreciar cómo tanto la capacidad como la generación en base a energía hidráulica se han ido manteniendo a lo largo de los años en el país y además como con esta fuente se abastece la totalidad de la demanda. Existe una pequeña diferencia que es producida en base a fuentes térmicas.

Es claro que en este país no es necesario por el momento crear una política de incentivo directo para las energías renovables, ya que con las centrales hidroeléctricas instaladas sobra energía para abastecer al país. Sin embargo, se debería comenzar a estudiar una política de incentivo adecuada para que en el futuro cuando se necesite incrementar la capacidad, esto se pueda lograr en base a este tipo de fuentes.

3.8 Perú

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico peruano, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.8.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Perú

El principal incentivo a las energías renovables en Perú se creó a través del decreto legislativo 1002, el cual declaró el interés nacional por las energías renovables y además puso un objetivo de participación de estas energías de un 5% del consumo eléctrico para el año 2013, sin considerar a las centrales hidroeléctricas dentro de este porcentaje.

La medida más importante de este decreto es la incorporación de un sistema de subastas para la asignación de primas a los generadores renovables. En las subastas competirán las inversiones completas de los proyectos renovables incluyendo las líneas de transmisión necesarias para su conexión al SEIN. Los ganadores de estas subastas, obtendrán el derecho a una prima que garantice una rentabilidad mínima de 12%, en caso que no se logre este porcentaje con el precio de mercado.

Asimismo, este decreto incorpora prioridad, de los generadores renovables, en el despacho diario de carga y en la conexión a los sistemas de transmisión y distribución del SEIN. Por último, según este decreto, el Ministerio de Energía y Minas elaborará un Plan Nacional de Energías Renovables con programas y proyectos. [39]

Por otro lado, existen dos leyes y otro decreto que afectan a los generadores renovables, estos son:

- El decreto legislativo 1058 otorga un régimen de depreciación acelerada a los generadores renovables, la cual afectara al impuesto a la renta de estos. [40]
- La ley 28.876 incluye a los generadores renovables al Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (establecido en el Decreto Legislativo N° 818 y normas modificatorias y reglamentarias), el cual consiste en la devolución del

impuesto pagado (Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal) por la empresa. [41, 42]

- La ley 28.546 estipula que la autoridad promoverá el uso de las energías renovables no convencionales para la electrificación de zonas rurales, aisladas y de frontera. Para esto desarrollara proyectos de investigación que exploren este fin y elaborarán un Plan de Energías Renovables No Convencionales. [43]

En conclusión, el mecanismo principal para incentivar a las energías renovables en Perú, es del tipo: “Subastas Competitivas” (*Competitive Bidding Process*).

3.8.2 Evolución de las Energías Renovables en Perú

En la Figura 29, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Perú. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Por último, todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso solo se han explorado las fuentes hidráulicas y eólicas. Asimismo, se incluye el año de entrada del Decreto 1002 anteriormente mencionado y analizado, para poder apreciar cómo ha influido este en la evolución de las energías renovables.

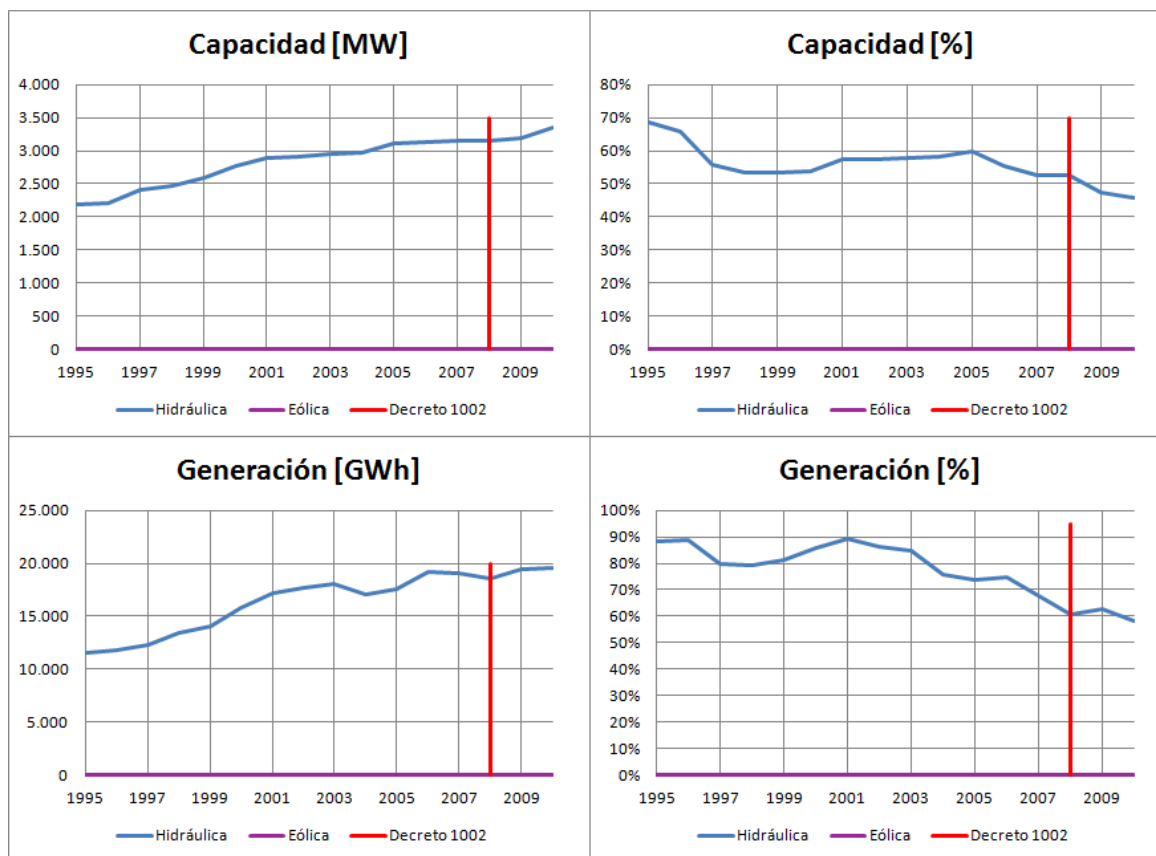


Figura 29: Evolución energías renovables en Perú.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39 y 40).

En la Figura 29, se puede apreciar como la energía hidráulica ha ido aumentando lentamente en el tiempo, tanto en capacidad como en generación. En ambos casos, se puede entender este aumento como necesario para cubrir la creciente demanda del país. Sin embargo, este crecimiento ha sido menor al del resto de las energías, en especial las térmicas (que no están incorporadas en los gráficos), logrando que en porcentaje comience a disminuir su presencia a nivel nacional.

Por último, no se logra apreciar un efecto del decreto 1002 en la evolución de la energía hidráulica, lo cual es esperable ya que este decreto afecta solo a las pequeñas centrales hidráulicas (cuyos datos no se encuentran separados de la energía hidráulica en general) y a otras renovables.

Al ser la energía hidráulica tan superior en cantidad instalada y generada a la eólica, es imposible ver cómo evoluciona esta, por lo tanto en la Figura 30 se muestra solo la evolución de la energía eólica.

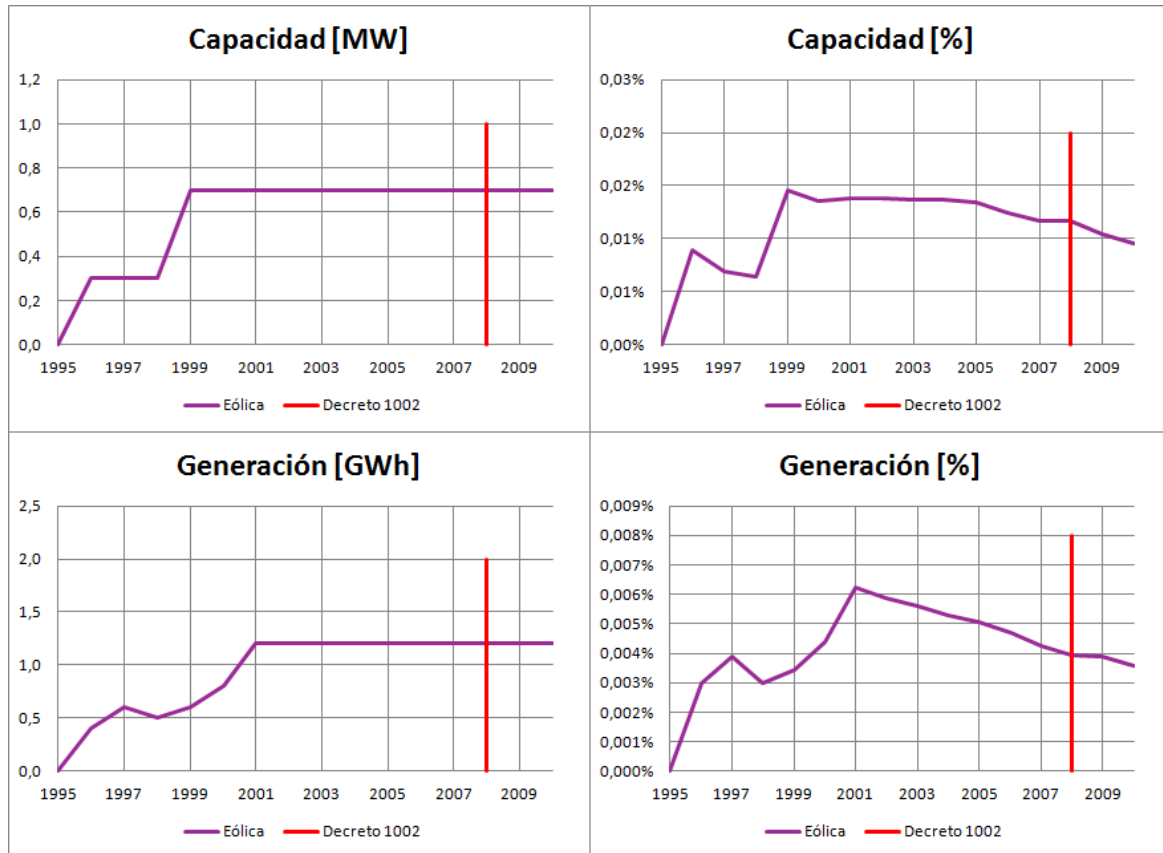


Figura 30: Evolución energías renovables en Perú, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

Se puede apreciar en la Figura 30, que la energía eólica no ha podido despegar en el país, ni siquiera con el incentivo del decreto 1002, el cual no logró aumentar, ni la capacidad ni la generación de esta fuente ni de ninguna otra renovable no convencional. Como se puede ver en el gráfico de la capacidad, solo se han instalado dos centrales muy pequeñas que dan un total de 0.7 MW de potencia total eólica en el país, lo cual no representa ni un 0.02 % del total instalado, y solo logra generar valores cercanos al 0.01% del total generado al año en Perú.

Por lo tanto, el incentivo del tipo subastas (creado con el decreto 1002) no ha logrado mostrar resultados positivos hasta la fecha estudiada, pero se debe considerar que solo existe desde el año 2008, por lo que para sacar conclusiones finales sobre la efectividad de este, habría que

esperar unos años más para ver qué sucede. En caso que se siga en la misma situación se debería replantear el incentivo existente y buscar nuevas fórmulas o modificaciones para mejorar la participación de las fuentes renovables en el país. Además, esto se hace más urgente si nos fijamos que en la Figura 29 se puede observar que la generación hidráulica está perdiendo terreno frente a las centrales térmicas, lo que genera más contaminación, bajando desde un 90% de la generación total y 70% de capacidad instalada en el año 1995 hasta un 58% y 45% respectivamente, en el año 2010.

3.9 Uruguay

A continuación se detallan las políticas de incentivo a las energías renovables más importantes que se han aplicado en el sector eléctrico uruguayo, para luego analizar cómo han evolucionado estas energías en los últimos 15 años, en especial una vez se aplicó el incentivo principal anteriormente analizado.

3.9.1 Políticas de incentivo a las Energías Renovables en Uruguay

En Uruguay existen incentivos a la generación de renovables enfocados a la pequeña escala. El principal incentivo es el decreto 77/06, junto con los decretos 397/007 y 299/08, lo cuales modifican al primero. Este decreto busca que UTE firme contratos de compraventa de energía con generadores que usen como fuentes la energía eólica, de biomasa y mini-hidráulica, los cuales deben estar instalados en el territorio nacional (incrementando la potencia instalada del país). Este decreto busca solo contratar un total de 60 MW de potencia instalada, repartiendo 20 MW entre cada una de estas fuentes. Además, los contratos con las centrales renovables, no pueden ser mayores a los 10 MW y estas centrales no pueden tener una potencia instalada mayor a los 20 MW. [44, 45, 46]

Para celebrar el contrato entre UTE y la central renovable, este último debe participar de una subasta competitiva, en la cual se considerarán entre otros los siguientes datos:

- Precio ofertado por unidad de energía.
- Porcentaje de componente nacional dentro del total de la inversión.
- Plazos de entrada en servicio.

Las características más importantes de los contratos de las centrales con UTE, son las siguientes:

- Los contratos pueden durar hasta 20 años como máximo, dependiendo del criterio del oferente. Esto da una gran seguridad a la inversión y es uno de los mejores beneficios de este incentivo.
- El generador no pagará los cargos correspondientes por el uso de líneas de transmisión y distribución.

- Los generadores no pueden vender energía de las centrales asociadas a los contratos hacia terceros.
- UTE en acuerdo con el generador, podrá sacar a la central de servicio en momentos en que el costo de la energía del sistema sea muy bajo, determinando previamente una compensación al generador.
- UTE incluirá los costos asociados a estos contratos en las tarifas a los clientes.

Por otro lado, el decreto 354/09 exonera del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas a los generadores renovables en diferentes porcentajes dependiendo de cuando inicien sus actividades. [47]

Además, Uruguay en la Política energética 2005-2030 (apreciable en la referencia [48]) se puso como meta a mediano plazo, que un 15% de la energía eléctrica provenga de fuentes renovables no tradicionales para el 2015.

En conclusión, el mecanismo principal para incentivar a las energías renovables en Uruguay, es del tipo: “Subastas Competitivas” (*Competitive Bidding Process*), pero orientado a pequeñas centrales.

3.9.2 Evolución de las Energías Renovables en Uruguay

En la Figura 31, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes renovables en Uruguay. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

Todas las evoluciones se muestran separadas por tipo de fuente de generación renovable, en este caso, se han explorado las fuentes hidráulicas, eólicas y de biomasa. En el caso de la biomasa solo se cuenta con los datos de la capacidad instalada. Además, en el caso de la generación solo se cuenta con los datos a partir del año 2000.

Asimismo, se incluye el año de entrada del decreto 77 anteriormente mencionado y analizado, para poder apreciar cómo ha influido este en la evolución de las energías renovables.

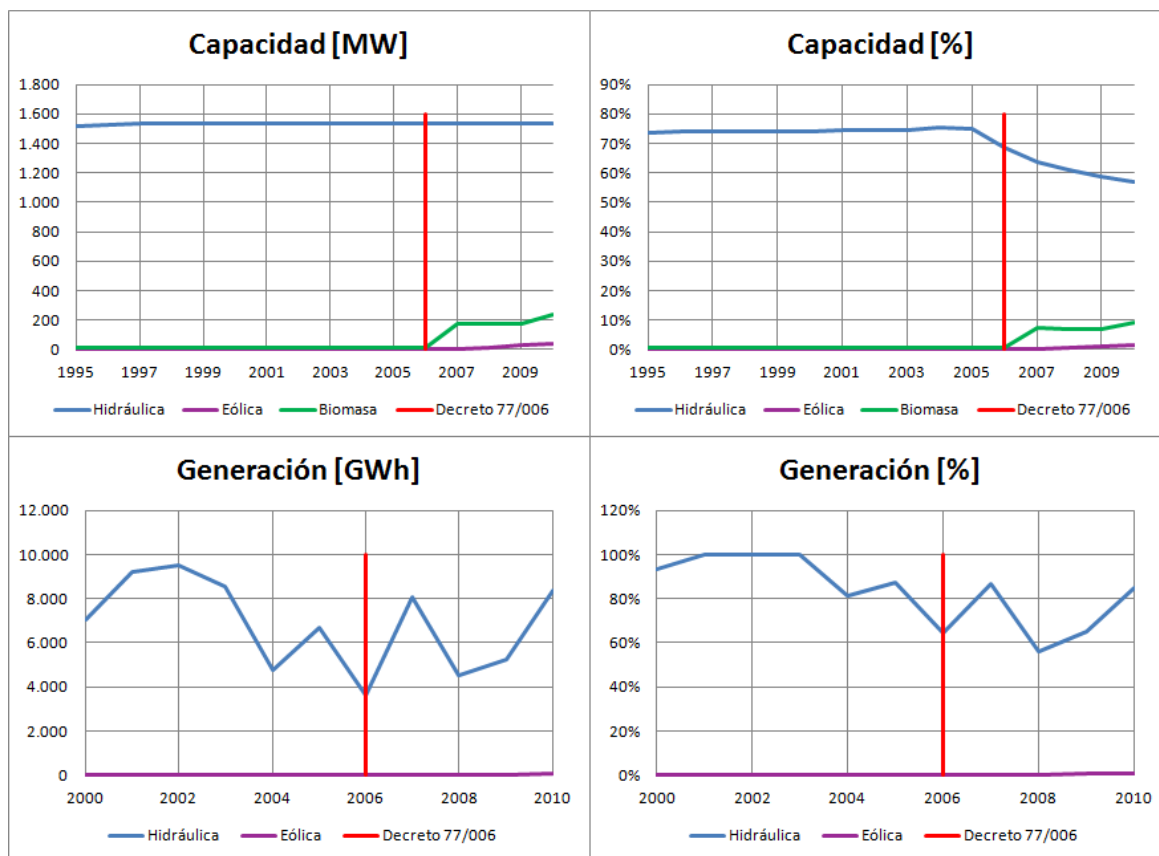


Figura 31: Evolución energías renovables en Uruguay.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 39, 40 y 42).

En la Figura 31, se puede apreciar como la energía hidráulica básicamente se ha mantenido, en el tiempo en capacidad y también en generación como promedio (con varias variaciones entorno al mismo valor durante los últimos 10 años).

Al mantenerse la capacidad instalada, el porcentaje que esta representa del total ha comenzado a disminuir su presencia a nivel nacional durante los últimos 5 años. Mientras que en generación el porcentaje que este valor representa se ha mantenido más o menos constante con algunas variaciones y una pequeña disminución en el valor promedio de esta, lo que se debe al aumento de la presencia del resto de las energías (no mostradas en estos gráficos), como las térmicas convencionales, para cubrir los aumentos de demanda típicos de un país en crecimiento como Uruguay.

Por último, el único efecto del decreto 77 que se logra apreciar en estos gráficos es el aumento de la capacidad de biomasa y la disminución en el porcentaje instalado de energía

hidroeléctrica, el cual se debe justamente al aumento de la biomasa o de otras fuentes térmicas convencionales, las cuales no son afectadas por la ley. Por lo tanto, no es posible sacar una conclusión en cómo ha afectado este decreto a la energía hidráulica, al no tener los datos de las centrales mini-hidráulicas por separado. Sin embargo, a continuación se muestra una figura con la evolución de las energías renovables sin considerar la hidráulica, para poder apreciar mejor el comportamiento de estas fuentes, debido a que en la Figura 31 no se puede lograr esto por la superioridad de la energía hidráulica.

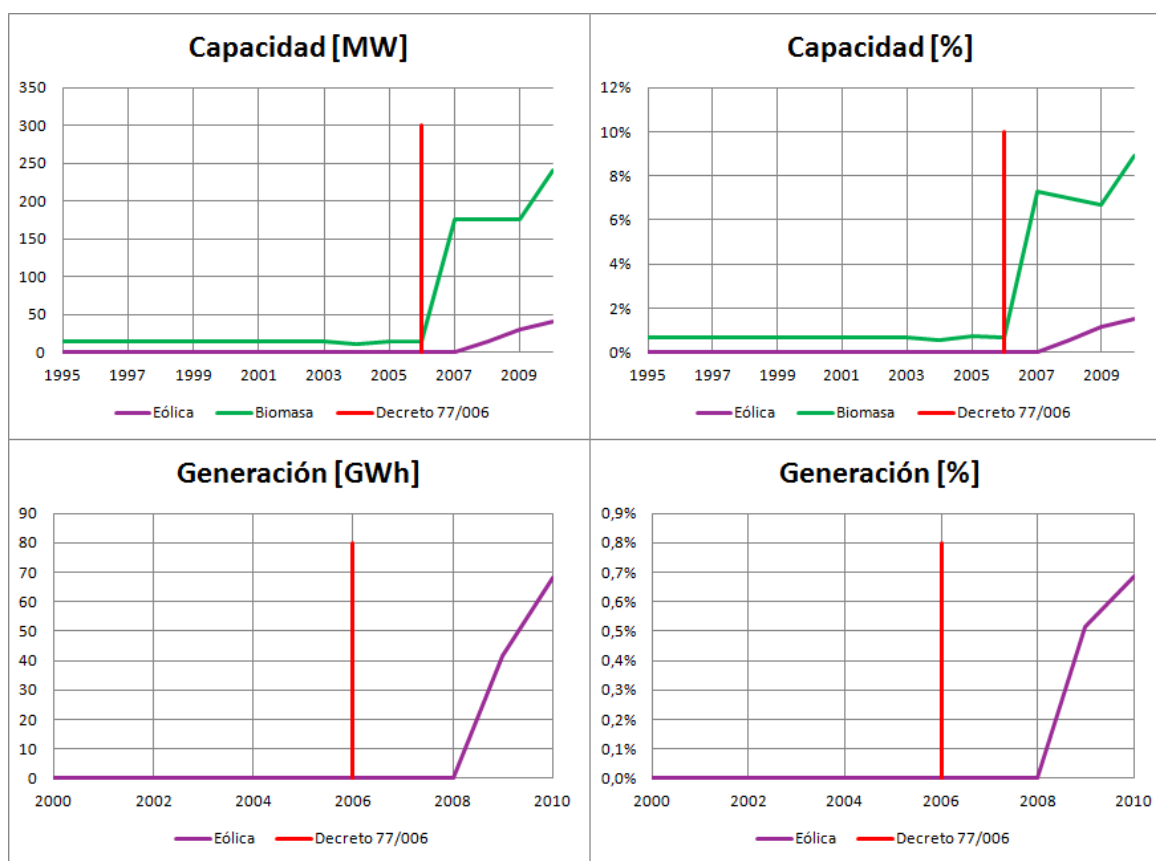


Figura 32: Evolución energías renovables en Uruguay, sin considerar la energía hidráulica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tablas 40 y 42).

En la Figura 32, se puede apreciar un crecimiento sostenido de la capacidad instalada y generación a partir de la energía eólica en los últimos 3 y 2 años respectivamente. Asimismo se puede apreciar un crecimiento en la capacidad instalada de centrales que usan energía de biomasa. Ambos crecimientos coinciden con la entrada en vigencia del decreto 77 y el resto de los decretos mencionados anteriormente, ya que una vez aparece este decreto, comienzan a

instalarse centrales que usan estas dos fuentes, por lo tanto el incentivo del tipo subastas ha cumplido muy bien con su objetivo de fomentar a estas fuentes. Por otro lado, los valores de las potencias instaladas están por sobre lo planeado en el decreto (60 MW instalados entre fuentes eólicas, mini-hidráulicas y de biomasa, 20 MW de cada fuente), por lo tanto en este crecimiento no solo influyó este decreto si no que otros factores.

Por lo tanto, se concluye que el incentivo de subastas (aplicado mediante el decreto 77), es una buena herramienta para fomentar a baja escala a las energías renovables, pero claramente es posible instalar en el país una mayor cantidad de energía de lo pensado en este decreto, y de hecho así lo demuestra la realidad donde la cantidad instalada supera largamente a los 60 MW (sin considerar todavía la potencia instalada en base a centrales mini-hidráulicas).

3.10 Venezuela

A continuación se analiza cómo han evolucionado en Venezuela las energías renovables en los últimos 15 años, y cómo ha afectado en este país el hecho de que no exista un incentivo directo para la generación con energías renovables.

Evolución de las Energías Renovables en Venezuela

En la Figura 33, se muestra como ha crecido la capacidad instalada y la generación de energía a partir de fuentes hidráulicas en Venezuela, la cual es la única fuente renovable explotada en el país. La evolución de la capacidad se muestra en MW instalados por año y también en porcentaje con respecto al total de la capacidad instalada al final de cada año. En el caso de la evolución de la generación, esta se muestra en GWh generados por año y también en el porcentaje que esto representa con respecto al total de electricidad generada en cada año.

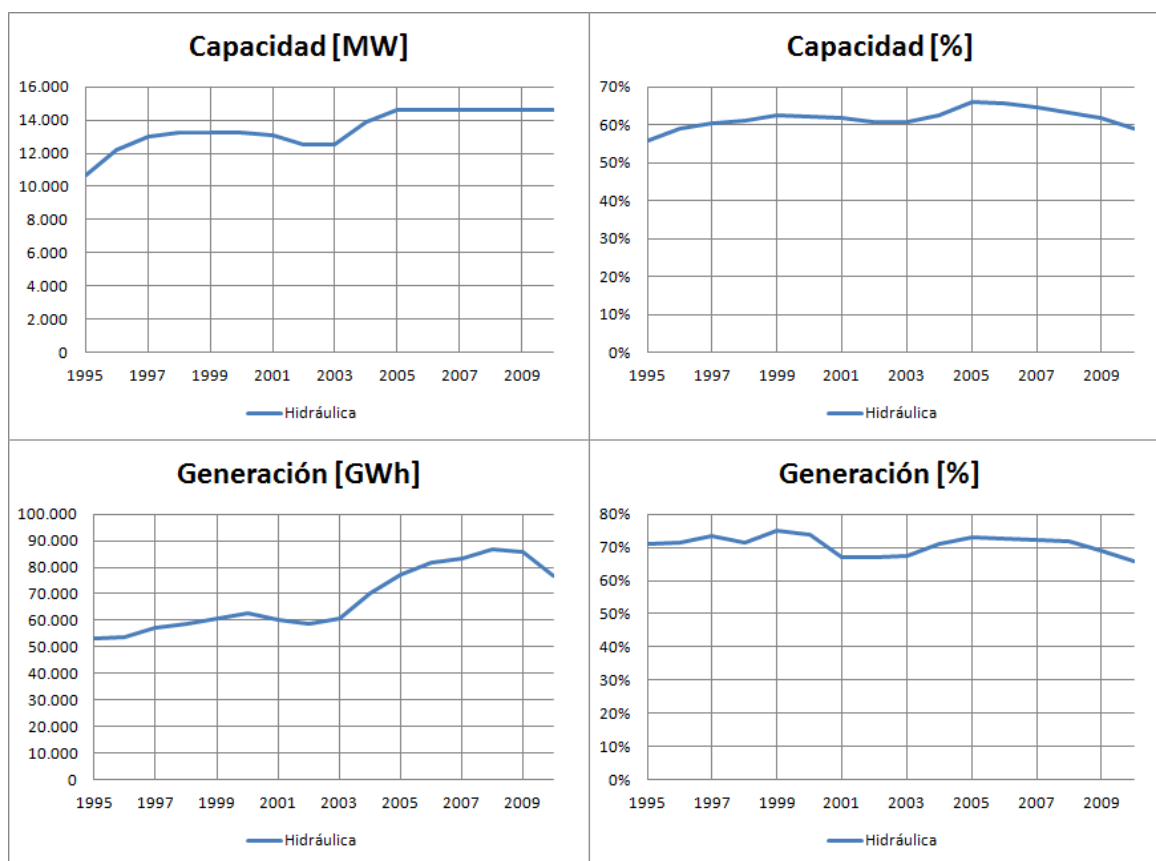


Figura 33: Evolución energías renovables en Venezuela.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

En la Figura 33, se puede apreciar cómo tanto la capacidad como la generación en base a energía hidráulica se han ido manteniendo a lo largo de los años en el país. El resto de la energía se produce en base a fuentes térmicas, las cuales como se puede ver en los gráficos de porcentajes tienen una menor presencia en el país.

Al igual que en el caso de Bolivia es necesario crear una política de incentivo directo para las energías renovables, para que se desarrollen proyectos con otras fuentes renovables, y así se comience a reemplazar la generación en base a fuentes térmicas, mejorando las condiciones ambientales del país.

3.11 Comparación de políticas de incentivo para la energía renovable en Latinoamérica

A continuación se comparan las evoluciones de capacidad y generación de las diferentes energías renovables por país. Ambas variables se comparan en cantidad (MW para la capacidad y GWh para la generación) y en porcentaje del total del país. Además se indica el año de entrada del incentivo renovable aplicado en cada país con una recta vertical punteada del mismo color que la curva de evolución del país respectivo (según se señala en la leyenda de cada gráfico).

De esta forma podremos comparar los incentivos aplicados en los diferentes países latinoamericanos y concluir que incentivos (por país y por tipo) han tenido los mejores resultados en la región, y cuales han fracasado y por lo tanto es necesario perfeccionarlos.

3.11.1 Evoluciones de energía hidráulica

En las Figuras 34 y 35, se presenta la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía hidroeléctrica entre los países latinoamericanos estudiados anteriormente.

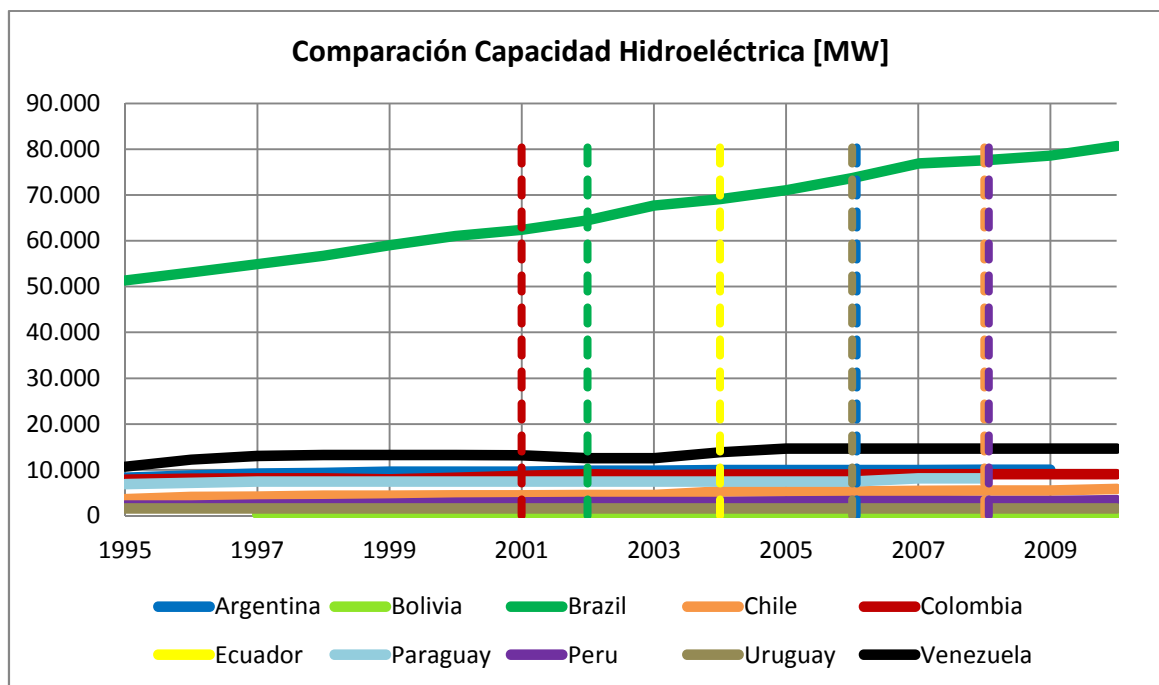


Figura 34: Comparación latinoamericana de capacidad Hidroeléctrica en MW.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

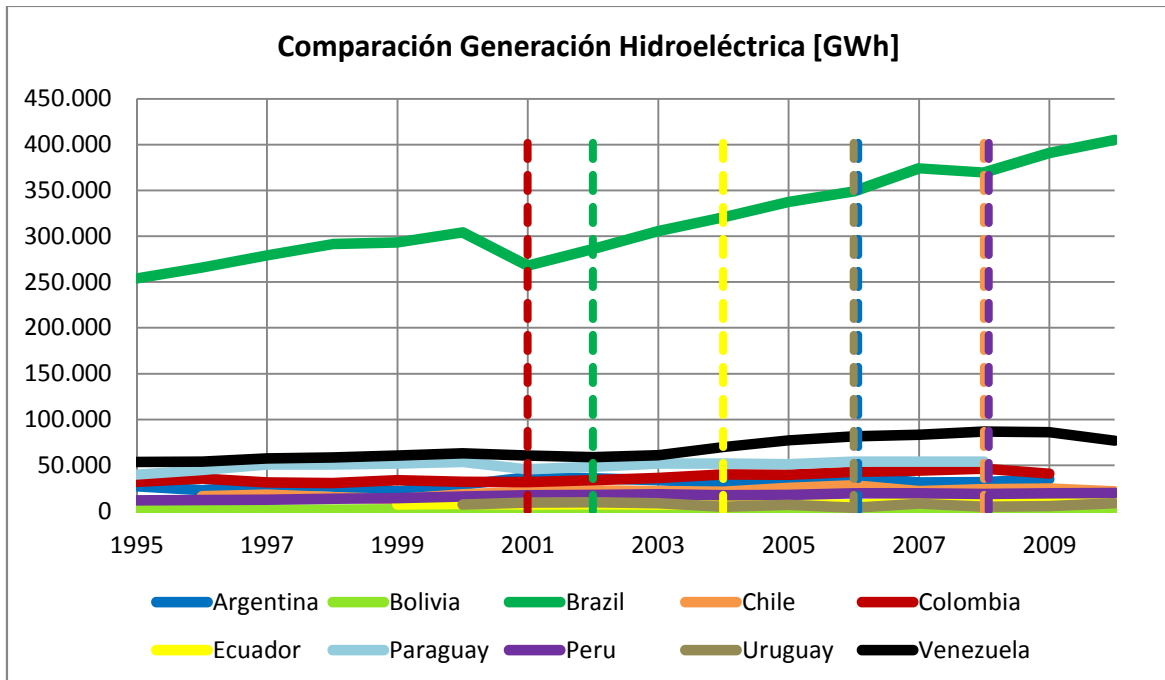


Figura 35: Comparación latinoamericana de generación Hidroeléctrica en GWh.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

En las Figuras 34 y 35, se puede apreciar que Brasil tiene una enorme capacidad instalada de energía hidroeléctrica y asimismo genera inmensas cantidades de electricidad en base a esta fuente, esto para poder cumplir con las grandes cantidades que el país demanda. Sin embargo, no es posible analizar al resto de los países debido a que sus curvas son mucho menores, por lo que en las siguientes imágenes se muestra la capacidad y generación en base a esta fuente, pero en el porcentaje que corresponde al total del país.

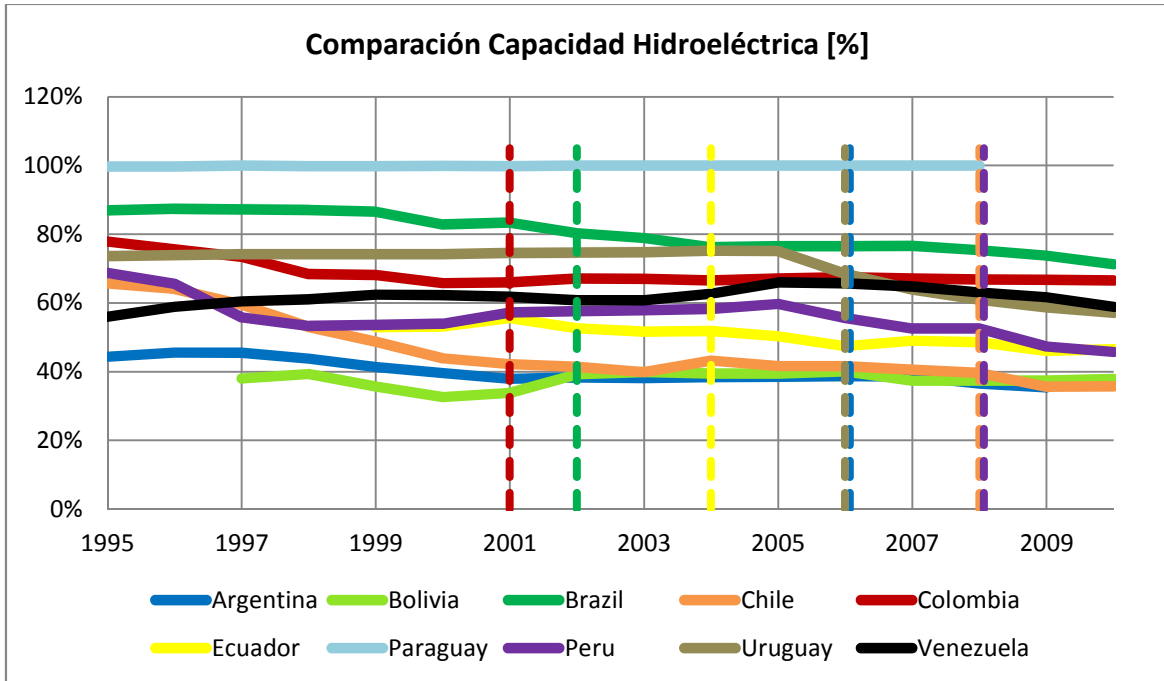


Figura 36: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad Hidroeléctrica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

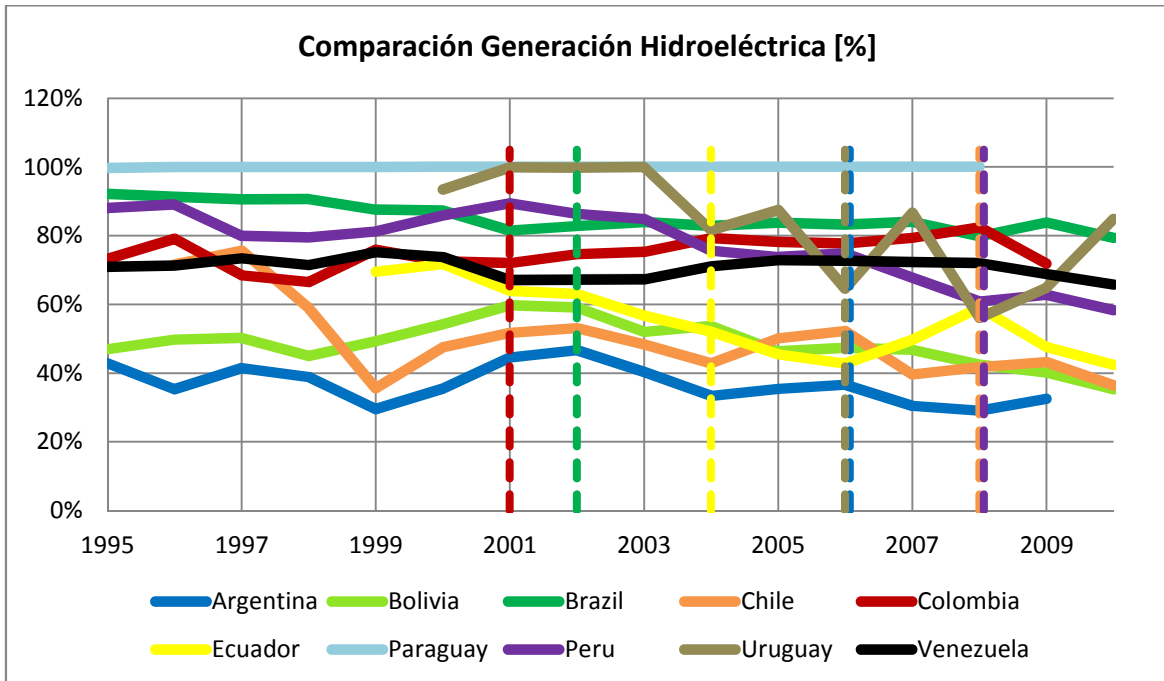


Figura 37. Comparación latinoamericana de porcentaje de generación Hidroeléctrica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 39).

En la Figuras 36 y 37, se puede apreciar que la mayoría de los países cubre una gran parte de sus necesidades (demanda) con este tipo de energía, inclusive existen países que cubren casi o toda su demanda con este tipo de energía como es el caso de Paraguay, Uruguay y Brasil (por sobre el 80%).

La energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía usada en Latinoamérica, ya que en 6 o 7 de los 10 países analizados el uso de su energía está por sobre el 50% del total. Además es apreciable que la energía hidráulica se desarrolla de manera independiente a la promulgación de los incentivos a las energías renovables que se han aplicado en cada país. Por lo tanto, no es necesario incentivar este tipo de energía por sobre el resto de la fuentes.

Por otro lado, este análisis no diferencia a las mini centrales hidráulicas del total hidráulico, las cuales sí podrían necesitar de incentivos para desarrollarse en una mayor cantidad que las grandes centrales de embalse, las cuales tienen mayores consecuencias medioambientales.

3.11.2 Evoluciones de energía eólica

En esta sección se compara la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía eólica entre los países latinoamericanos, para eso se presentan las Figuras 38 y 39 que muestran estas evoluciones.

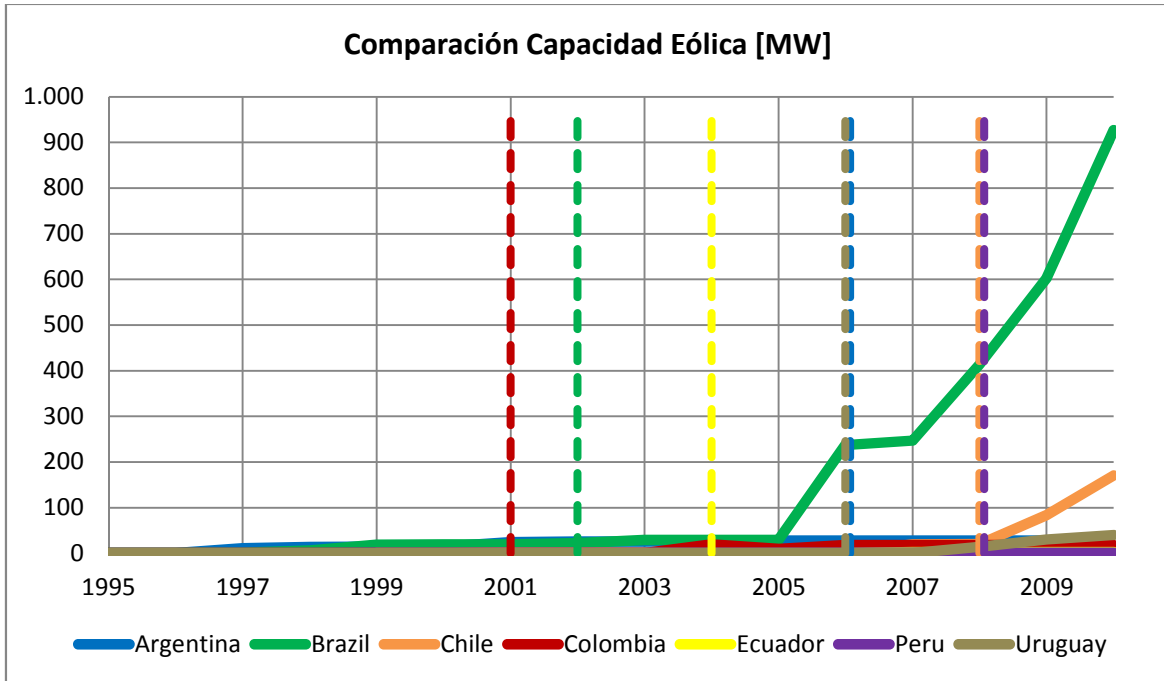


Figura 38: Comparación latinoamericana de capacidad eólica en MW.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

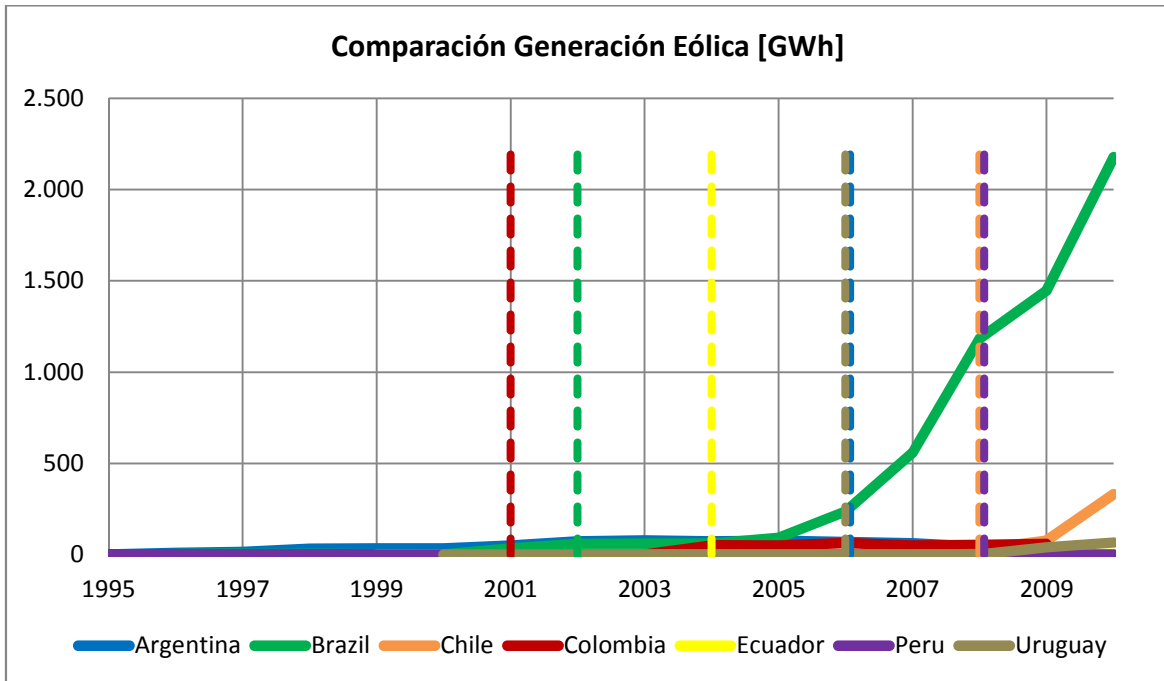


Figura 39: Comparación latinoamericana de generación eólica en GWh.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

En las Figuras 38 y 39, se puede apreciar un leve incremento del uso de la fuente eólica para producir electricidad. Sin embargo, al igual que en el caso de la energía hidroeléctrica, las cantidades correspondientes a Brasil (de capacidad y generación) son muy superiores a las del resto de los países, por lo que en la siguientes figuras se muestran las evoluciones, pero mostrando los valores de capacidad y generación en el porcentaje que corresponde al total del país.

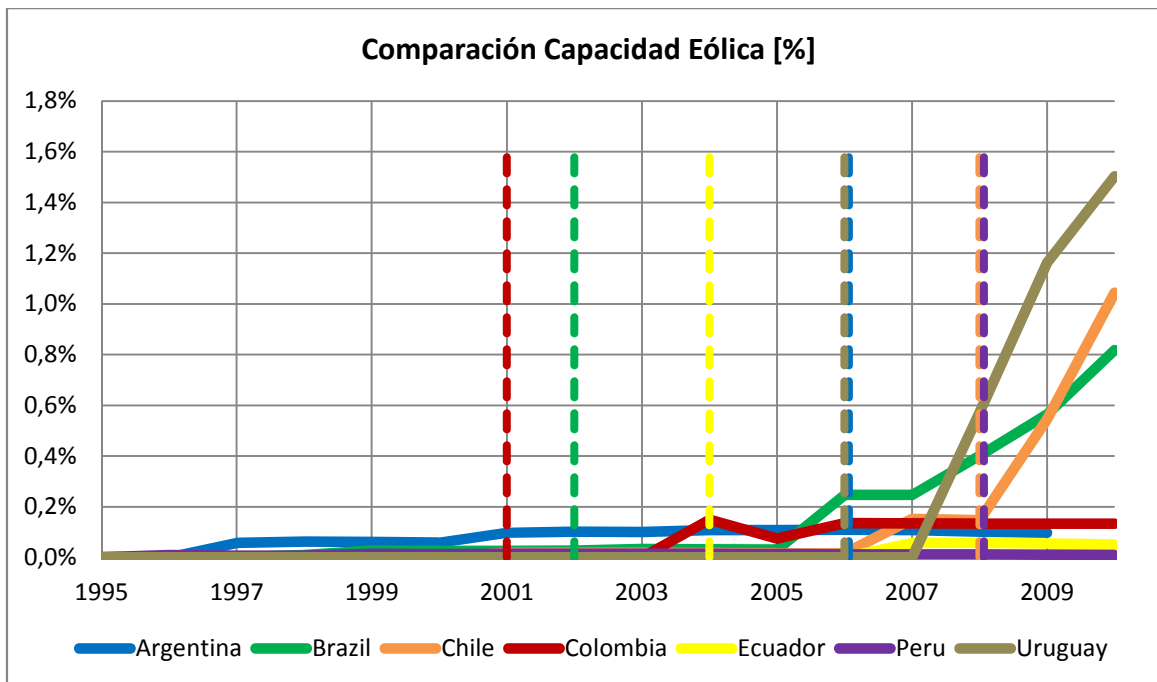


Figura 40: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad eólica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

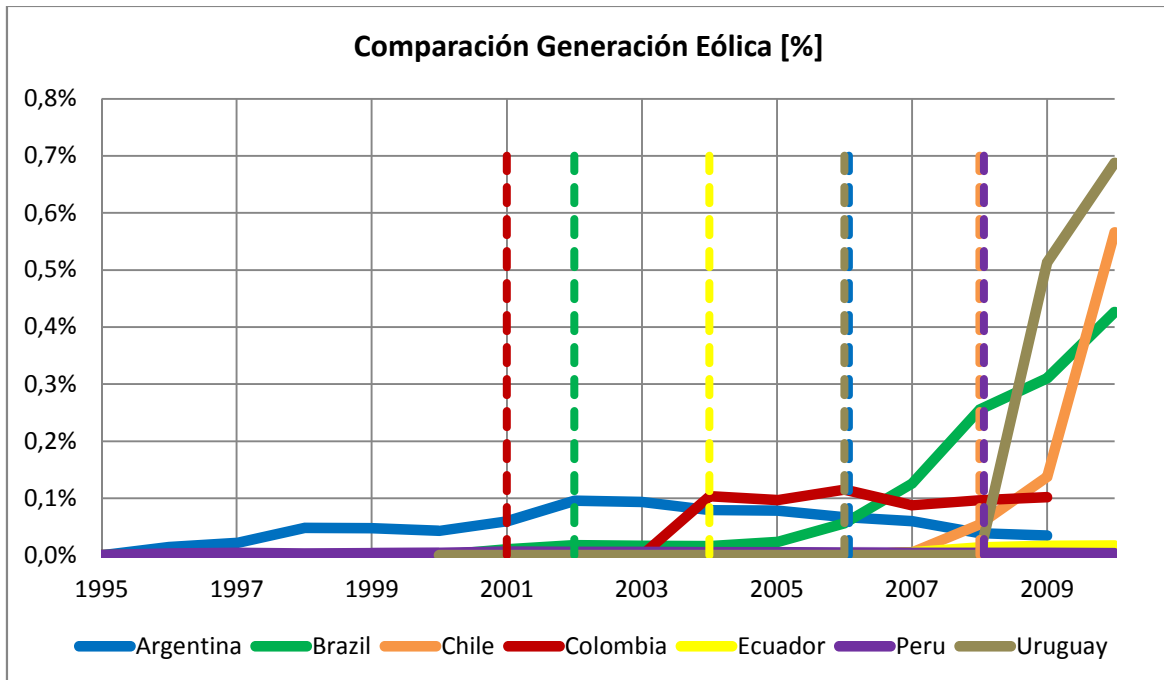


Figura 41: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación eólica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 40).

En las Figuras 40 y 41, se puede observar que en la mayoría de los países el uso de la energía eólica se ha ido aumentando en gran medida en los últimos años. Aunque aún no se logran valores ni del 2% de la capacidad instalada ni 1% del total de generación, notable es el avance de tres países: Uruguay, Brasil y Chile; los cuales tienen los mayores porcentajes en capacidad y generación en base a energía eólica en Latinoamérica. Por otro lado, Ecuador, Argentina, Perú y Colombia son los países más rezagados en nivel de uso de energía eólica, dentro de los que cuentan con una política de incentivo, ni siquiera llegando al 0.15% de la capacidad instalada total o el 0.1% de la generación total. Por último, Bolivia, Paraguay y Venezuela no son incluidos en este análisis, porque no cuentan con un incentivo renovable y tampoco han explotado fuentes renovables diferentes a la energía hidráulica.

Por último se puede apreciar que la mayoría de los países comenzó a aumentar el uso de la energía eólica una vez que se puso en efecto su respectivo incentivo a las energías renovables (alternativas), excepto quizás Argentina, el cual aumentó su capacidad y generación en una pequeña cantidad mucho antes de la aplicación de la ley 26.190 (incluso antes de la aplicación de la ley 25.019 - 1998), además su nivel no se vio aumentado después de la aparición de esta

ley. Por otro lado, en Perú y Colombia se puede apreciar un aumentó pequeño del uso de esta fuente después de la aparición de su incentivo, pero estos valores se quedaron más o menos constantes y además en el caso de Perú, este es demasiado pequeño, inclusive no es perceptible en la imagen.

En conclusión, los incentivos del tipo Subastas (aplicado en Uruguay con el decreto 77/006 y en Brasil con la ley 10.438) y del tipo Obligación de Cuotas (aplicado en Chile con la ley 20.257) son los únicos que han logrado estimular adecuadamente el uso de la energía eólica en la región. Sin embargo, existe un caso de incentivo del tipo subastas que aún no muestra resultados positivos en el crecimiento del uso de energía eólica (Perú con el Decreto 1002). Mientras que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* no han tenido buenos resultados en esta región como se puede apreciar en los casos de Argentina y Ecuador.

3.11.3 Evoluciones de energía solar

En esta sección se compara la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía solar entre los países latinoamericanos que han explotado esta fuente (Argentina y Ecuador), para eso se presentan las Figuras 42 y 43 que muestran esta evolución.

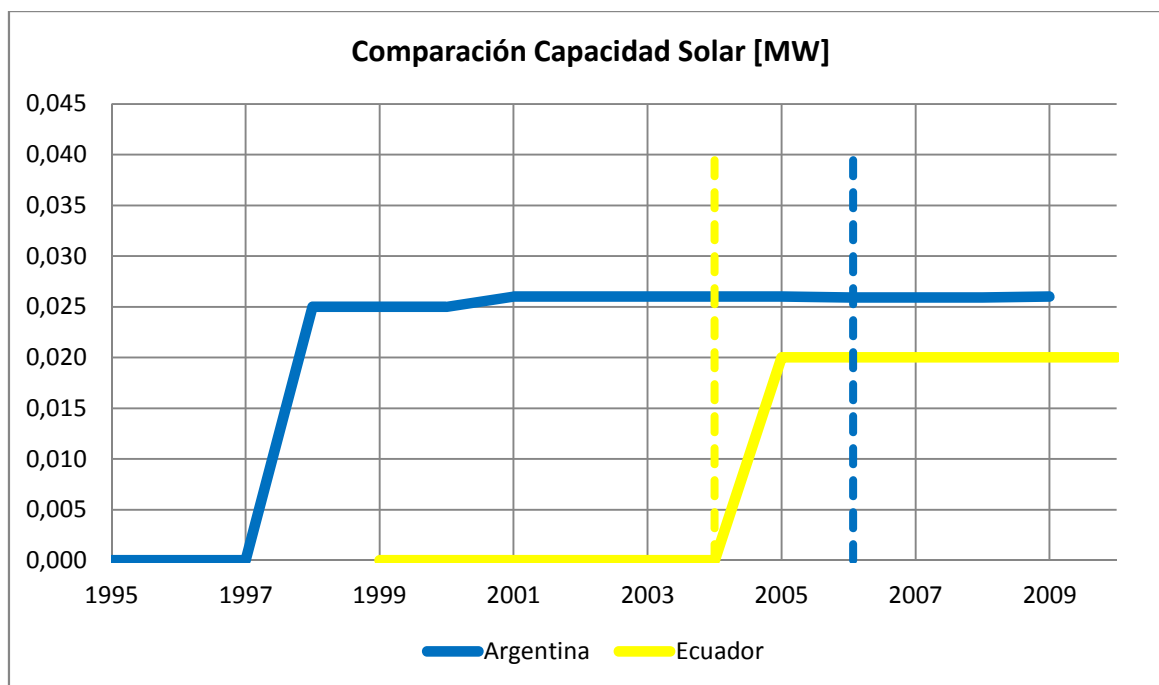


Figura 42: Comparación latinoamericana de capacidad solar en MW.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 41).

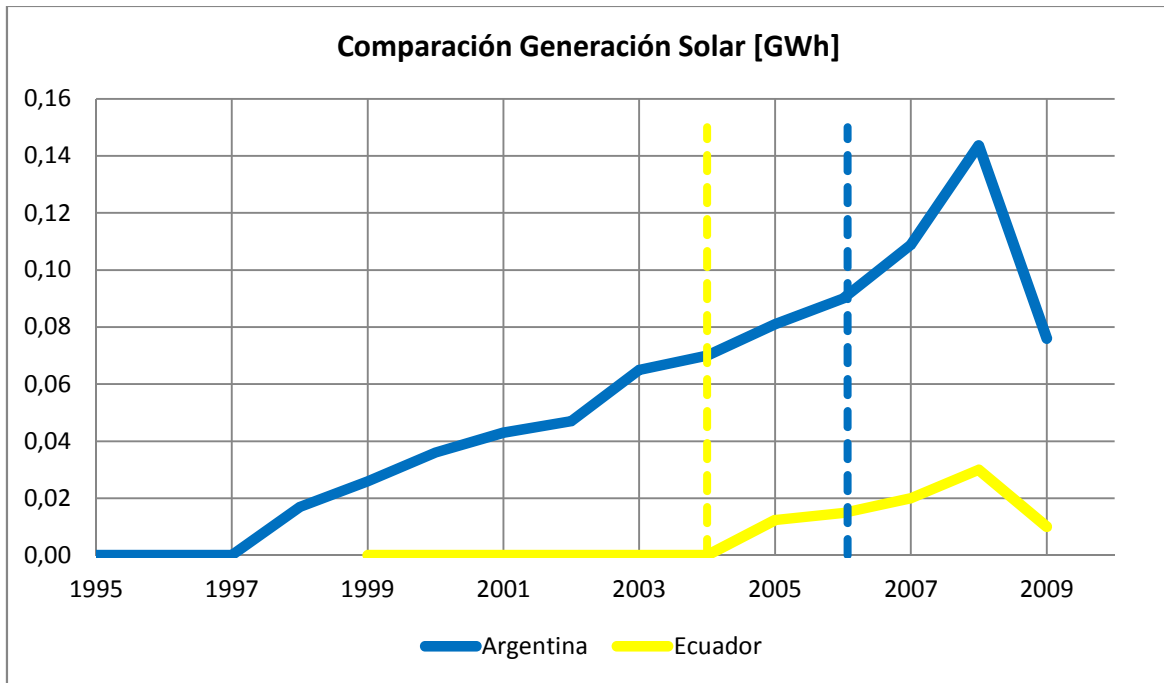


Figura 43. Comparación latinoamericana de generación solar en GWh.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 41).

En las Figuras 42 y 43, se puede observar que en ambos países se ha incrementado el uso de la energía solar en una cantidad muy pequeña, la cual no llega al 0,01% de la capacidad total del país ni de la generación total (debido a que estos valores son muy bajos no se mostrarán los gráficos de porcentajes).

Por otro lado, ambos países comenzaron a usar esta fuente una vez se aplicó el respectivo incentivo del país, en el caso de Argentina después de la ley 25.019 de 1998. Sin embargo, se puede concluir que estos incentivos no fueron lo suficientemente efectivos para lograr un real aprovechamiento de la fuente solar en ambos países. Lo mismo sucede en el resto de los países, donde los incentivos existentes no han logrado hasta el momento estimular el uso de estas fuentes, esperando que esto cambie en el futuro o será necesario replantearlos para lograr aprovechar esta fuente, la cual puede llegar a ser muy importante en ciertos países donde se tiene un gran potencial (como se puede ver en los análisis de potencial de cada país en el Anexo B).

3.11.4 Evoluciones de energía de biomasa

En esta sección se compara la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía de biomasa entre los países latinoamericanos que usan esta fuente (en el caso de Uruguay se puede ver solo en los gráficos de capacidad al no contar con los datos de generación), para eso se presentan las Figuras 44 y 45 que muestran estas evoluciones.

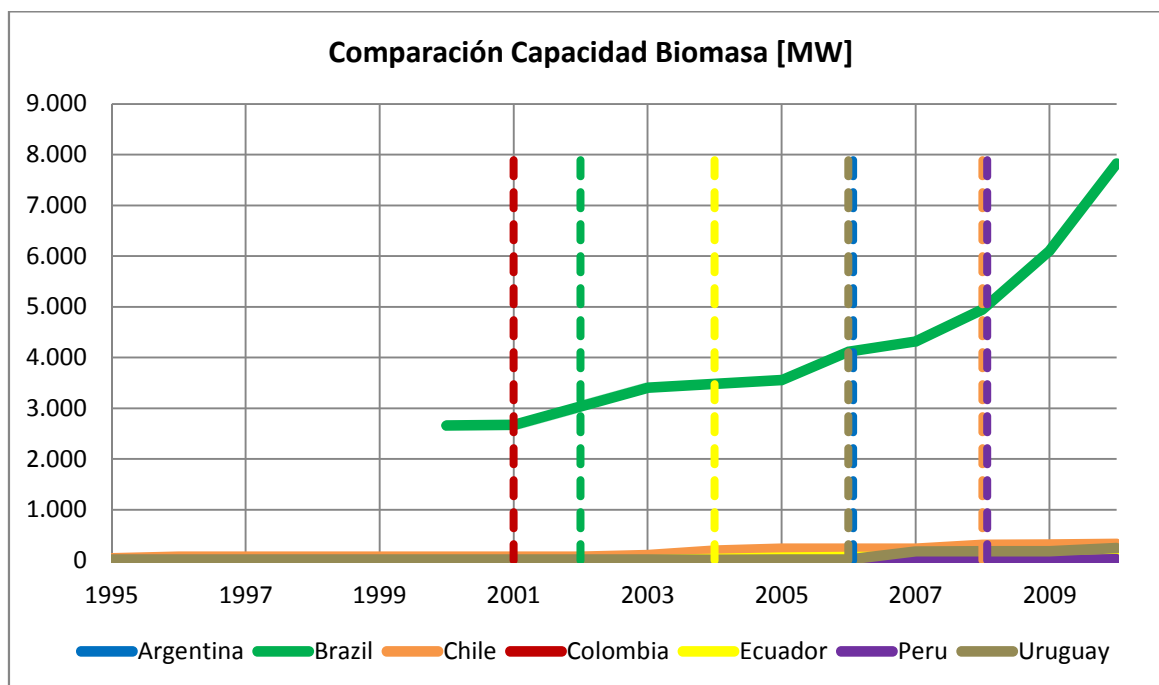


Figura 44: Comparación latinoamericana de capacidad de biomasa en MW.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 42).

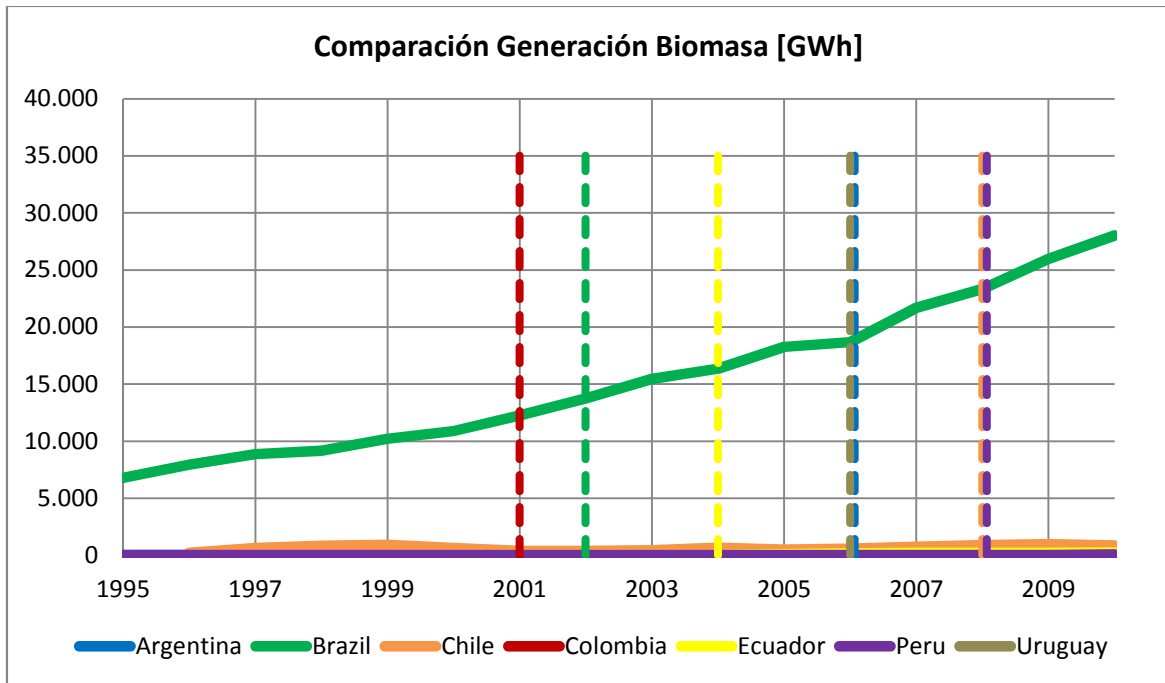


Figura 45: Comparación latinoamericana de generación a partir de biomasa en GWh.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 42).

En las Figuras 44 y 45, solo se puede observar el incremento del uso de energía a partir de biomasa en Brasil (al igual que en los casos de energía hidráulica y eólica), por lo que en la siguientes figuras se muestran las evoluciones, pero mostrando los valores de capacidad y generación en el porcentaje que corresponde al total del país.

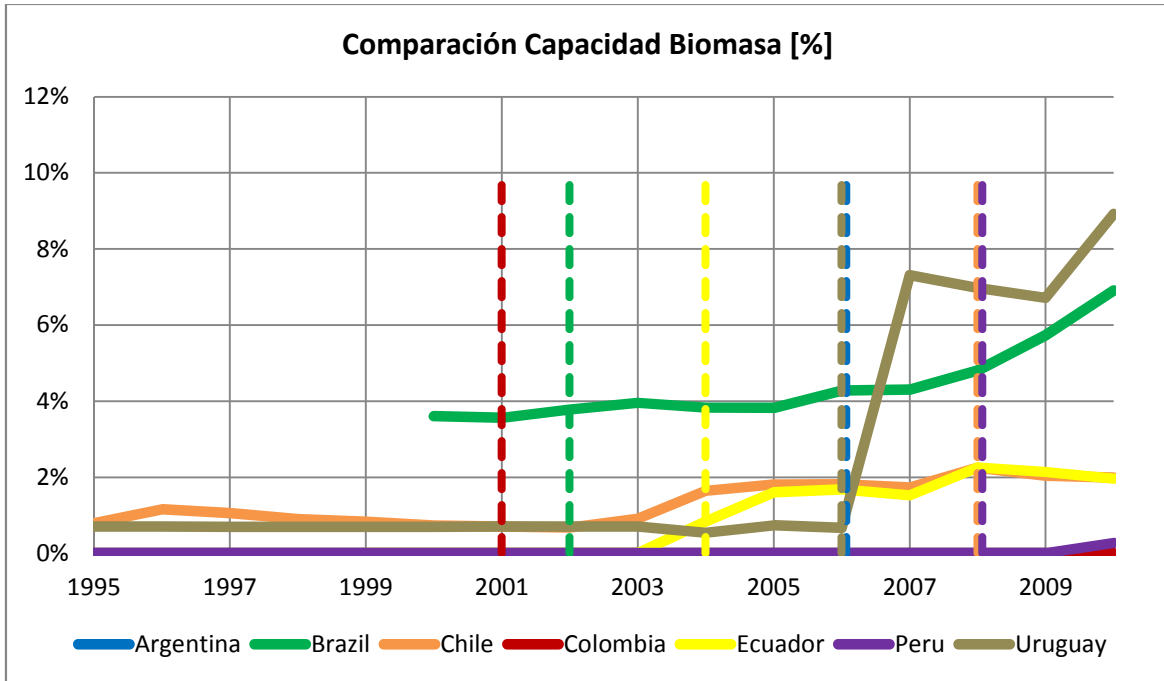


Figura 46: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad de biomasa.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 42).

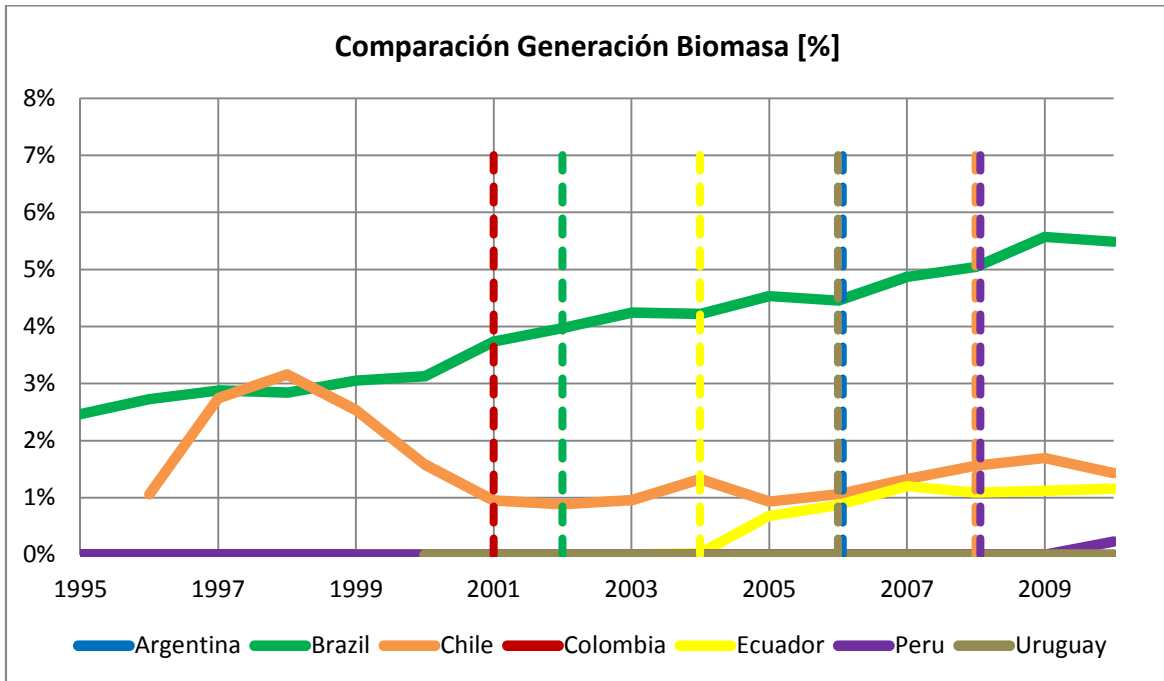


Figura 47: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación a partir de biomasa.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 42).

En las Figuras 46 y 47, se pueden apreciar los cuatro países que han comenzado a usar esta fuente en grandes cantidades, en especial destacan Uruguay y Brasil.

Además, se puede observar que la mayoría de estos países han aumentado su capacidad y generación una vez entró en vigencia su respectivo incentivo a las energías renovable. Notable es el caso de Uruguay, donde el porcentaje de la capacidad de biomasa subió de 0,7% a casi 9% en menos de 4 años. Por otro lado, países como Brasil y Chile, han aumentado su capacidad y generación a partir de biomasa desde mucho antes de tener un incentivo a las energías renovables, esto se debe a que en ambos países existe una gran disponibilidad de esta fuente. Por último, Perú solo comenzó a usar esta fuente una vez se aplicó su incentivo, pero todavía tiene un uso muy bajo de esta fuente dentro del total.

En conclusión, los incentivos renovables han servido para aumentar el uso de estas fuentes en algunos países, como Uruguay, Chile, Brasil, Ecuador y Perú. En cada uno de estos, se ha aumentado en diferentes niveles este uso. Sin embargo, los incentivos del tipo subastas ha tenido los mejores resultados en el crecimiento del uso de esta fuente.

3.11.5 Evoluciones de energía renovable

A continuación se analizará la evolución del total de las energías renovables en cada país, para eso se presentan imágenes que muestran las evoluciones de la capacidad instalada y la generación en base a energía renovable en los países latinoamericanos.

Al igual que en el caso de la evolución de la energía hidráulica, energía que predomina dentro del total de renovables, las cantidades de Brasil son muy superiores a las del resto de Latinoamérica, por lo que no es posible comparar a todos los países en cantidad de capacidad y generación (MW y GWh respectivamente), mostrándose a continuación las evoluciones de cada país solo a través de porcentajes de capacidad y generación renovable con respecto al total.

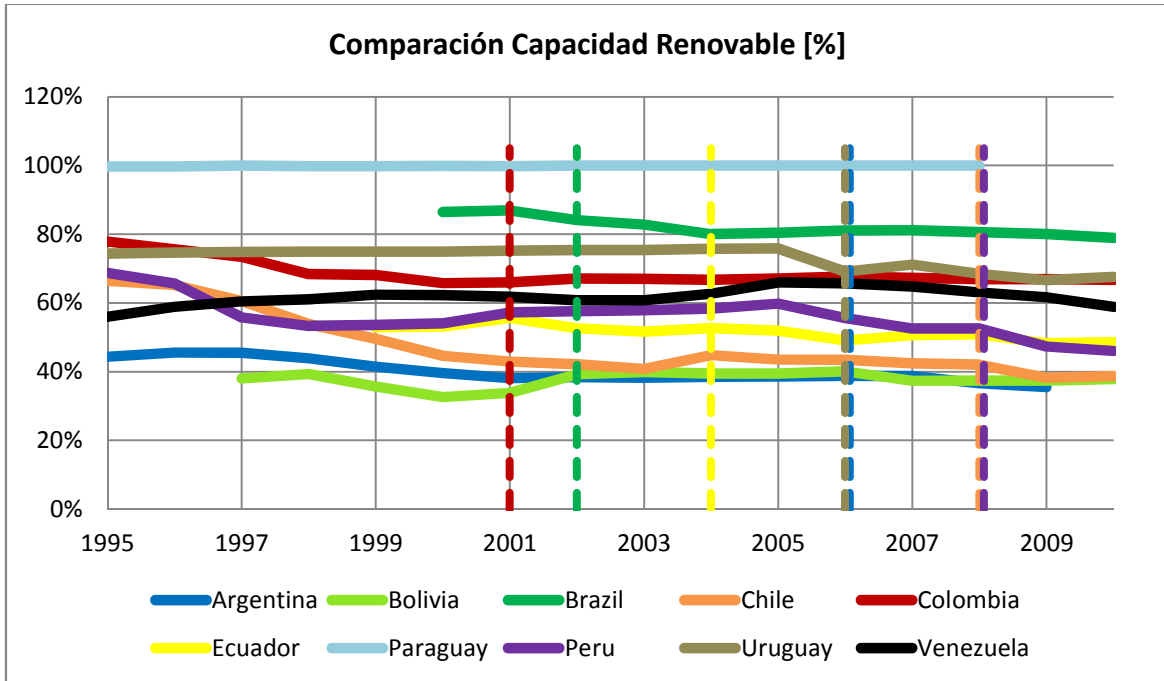


Figura 48: Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad renovable.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 43).

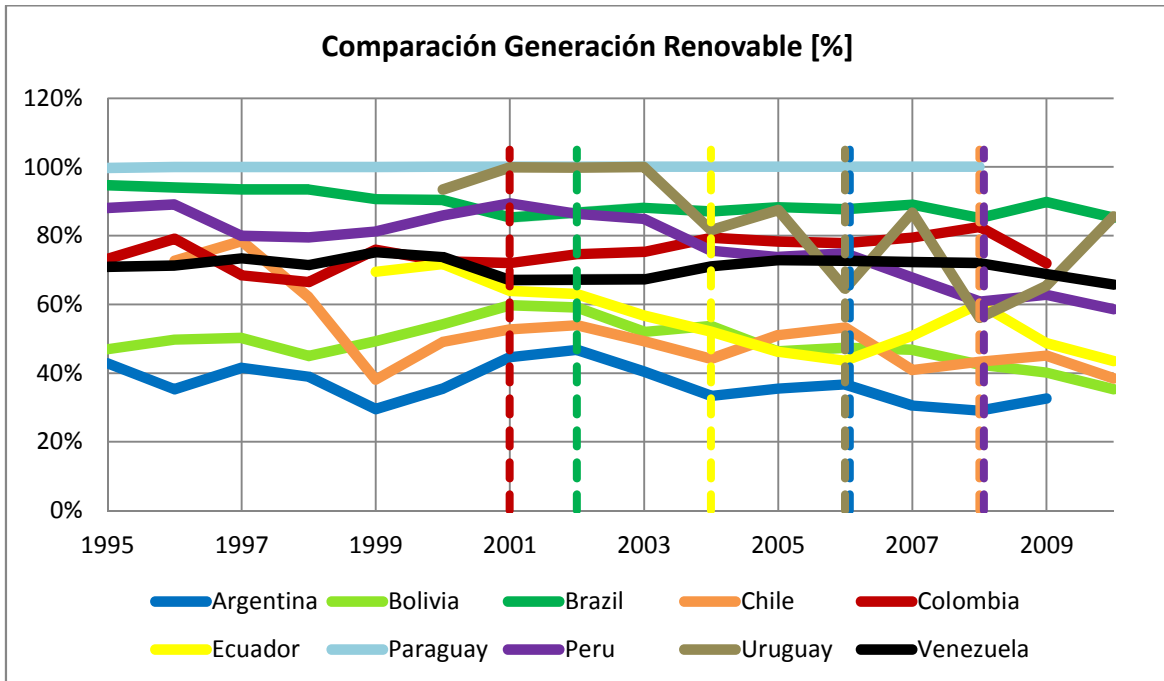


Figura 49: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación renovable.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 43).

Como era de esperar, en las Figuras 48 y 49 se puede apreciar un comportamiento muy parecido al de la energía hidráulica, porque en la mayoría de los países la energía hidráulica es la única renovable o la más importante. Por esta razón se puede observar que la mayoría de los países cubre una gran parte de su demanda con energía renovable, existiendo países que cubren más de un 80% como Paraguay, Uruguay y Brasil.

Por lo tanto se concluye que Latinoamérica, gracias a la ventaja de la cordillera de los andes y los ríos que se forman en esta, puede cubrir una gran cantidad de su demanda eléctrica gracias a centrales hidroeléctricas y por lo tanto energía renovable. Sin embargo, es necesario seguir avanzando en el uso de otras fuentes renovables, las cuales se intenta fomentar con los diversos incentivos estudiados. Por esto en el siguiente punto se analiza la evolución del resto de las energías renovables.

3.11.6 Evoluciones de energía renovable sin hidroelectricidad

Como se describió recién, la mayoría de los incentivos apuntan a las energías renovables no convencionales o alternativas, es decir, las renovables sin considerar a las grandes centrales hidráulicas. Por esta razón a continuación se presentan gráficos con la evolución de las energías renovables, sin considerar a la energía hidráulica (tampoco se agrega la energía proveniente de las mini centrales hidráulicas, ya que no se cuenta con los datos de estas centrales diferenciados del total hidráulico). Por otro lado, nuevamente se muestran las evoluciones solo a través de los porcentajes de capacidad y generación renovable con respecto al total, debido a que como se vio en los análisis de las energías por separado, las cantidades de Brasil eran muy superiores no siendo posible comparar a todos los países.

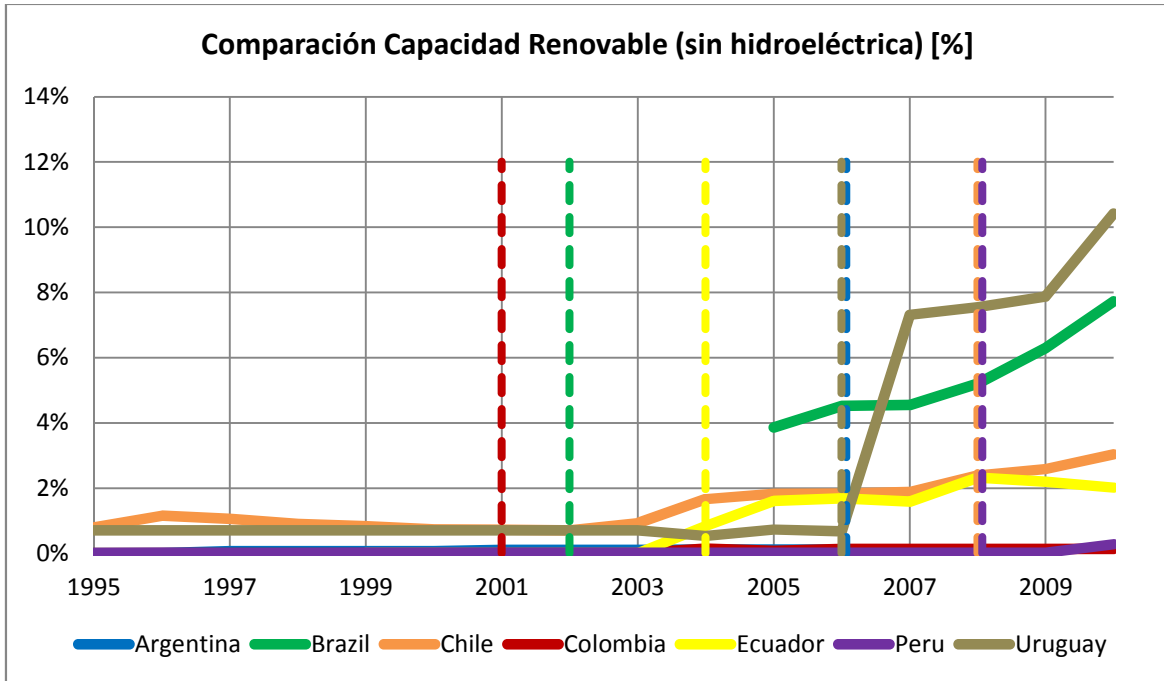


Figura 50. Comparación latinoamericana de porcentaje de capacidad renovable sin considerar la Hidroeléctrica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 44).

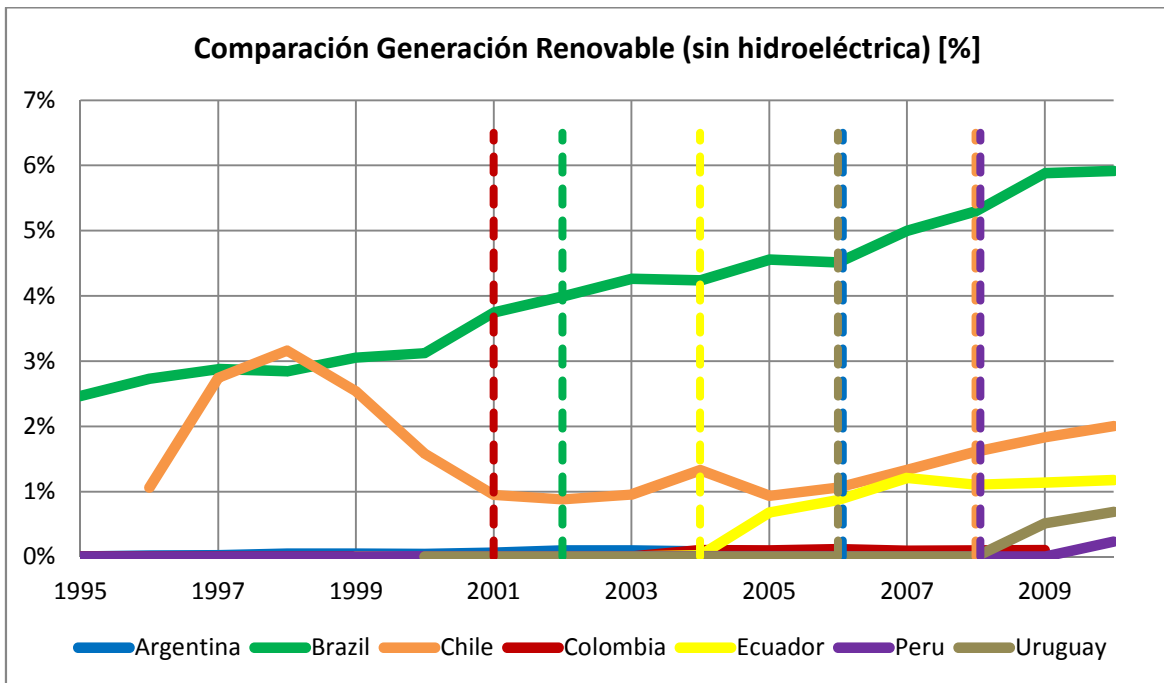


Figura 51: Comparación latinoamericana de porcentaje de generación renovable sin considerar la Hidroeléctrica.

Fuente: Elaboración Propia (Datos: ver Tabla 44).

En las Figuras 50 y 51, se puede apreciar como el uso de energías renovables sin considerar a la energía hidroeléctrica se ha ido incrementando en grandes cantidades en los últimos años.

En el caso de Brasil, Chile y Uruguay se puede observar como el comportamiento de las curvas mostradas más arriba es el mismo que el mostrado en el caso de la energía de biomasa, más un mayor incremento después de aplicado el incentivo respectivo, lo cual claramente se debe a la entrada de nuevas centrales eólicas que se vieron beneficiadas por este incentivo como se observó en la evolución de este tipo de energía (hay que considerar en la generación de Uruguay que no se cuenta con los datos de la generación en base a energía de biomasa).

Por otro lado, el resto de los países muestran un comportamiento parecido al mostrado en sus evoluciones de energía eólica. La mayoría de los países muestra un incremento del uso de energías renovables sin considerar a la energía hidroeléctrica justo después de que se aplican los incentivos en cada país.

Analizando ambas curvas, se puede concluir que los mejores incentivos aplicados en Latinoamérica para incentivar a las energías renovables no convencionales, incrementando su capacidad instalada y la generación en base a estas, son los incentivos del tipo Subastas (Brasil y Uruguay), pero con una aplicación con malos resultados como es el caso peruano (es necesario esperar un tiempo para sacar mejores resultados de esta aplicación, ya que es relativamente nuevo). Después destaca el incentivo del tipo Obligación de Cuotas, que solo posee Chile en este análisis (no se alcanza a considerar el caso colombiano, donde se aplicó este tipo de incentivo en el 2010). Por último, las aplicaciones del tipo Feed-In Tariff (Ecuador, y Argentina) no han sido efectivas para estimular la aparición de nuevas centrales renovables no convencionales y por lo tanto la generación en base a estas fuentes, y en conclusión deben ser replanteados los diseños de estos incentivos para incrementar su efectividad.

3.11.7 Comparación del crecimiento promedio de renovables durante la aplicación de los diferentes incentivos

En este análisis, se compara el crecimiento promedio que han tenido las energías renovables no convencionales, una vez aplicado el incentivo renovable en cada país.

Para esto, se han considerado solo los datos de capacidad y generación en base a estas fuentes desde el año de entrada de cada incentivo, es decir si miramos los gráficos anteriormente analizados, esto correspondería a las curvas de cada fuente desde que se cruza con la vertical que corresponde al año del incentivo correspondiente. A estos datos se les calculó la pendiente promedio, en otras palabras, cuánto crecieron en promedio durante los años que lleva activo cada incentivo, con esta pendiente se hizo una proyección a partir de un año cero, que indica el año de entrada de cada incentivo, y partiendo desde cero capacidad o generación según el caso. Es decir las curvas se extendieron hacia el futuro con la pendiente calculada. Se podría decir, que se estimó como evolucionarían las energías renovables, en base al crecimiento promedio mostrado durante los años que lleva activo el incentivo.

Por esta razón, mientras más años tiene el incentivo en el país, más acertado será este análisis. Sin embargo, para fines de este análisis no importa el tiempo que lleva cada incentivo sino que solo como ha funcionado en esos años, es decir cuánto ha estimulado a cada fuente.

Por otro lado, hay que dejar en claro que los valores a los que llegan las curvas (o rectas) no son importantes, solo lo es el comportamiento de estas (o entre estas), es decir, al comparar las pendientes de crecimiento de renovables de cada país, lo importante será cual tiene la mejor pendiente y por lo tanto, cual incentivo (correspondiente a un determinado país) ha sido más efectivo en estimular cierta fuente de energía renovable, lo que se mostrará como la curva que llega a un mayor valor. Asimismo, si en algún caso se tiene una pendiente negativa (llegando a valores menores a cero), esto solo implicaría que este incentivo no solo fue insuficiente para estimular al uso de la correspondiente fuente renovable, sino que además el uso de esta se vio disminuido desde el momento en que se aplicó el incentivo, siendo este el peor caso posible, e implicando directamente que se necesita un cambio en el diseño de este incentivo.

En esta comparación de incentivos se considerará la evolución de cada energía renovable y además de mostrar estas fuentes por separado, se presentará el comportamiento conjunto de las energías renovables sin considerar a la energía hidráulica. La energía hidráulica no será considerada, porque como se vio en los análisis de evolución de cada país, los incentivos solo afectan a las centrales mini-hidráulicas y no se cuenta con los datos de capacidad y generación separada de este tipo de central, no consiguiendo analizar el efecto de los incentivos solo en este tipo de centrales.

Además, con los incentivos se intenta promocionar a las energías renovables no convencionales; y entre estas, la energía a partir de centrales mini-hidráulicas suelen ser más competitiva y despegan sin problemas. Además, en la mayoría de los casos el uso de esta fuente existe desde antes de cualquier promulgación de ley para incentivar a las energías renovables. Por lo tanto, el resto de las energías necesita más la existencia de estos incentivos y es más importante analizar cómo las afecta a ellas, porque si no logra estimularlas, será necesario replantear el incentivo. En conclusión, la energía a partir de mini-hidráulicas podría no necesitar de un incentivo para seguir creciendo por su nivel de competitividad, a diferencia del resto de las energías renovables.

3.11.7.1 Energía Eólica

En esta sección se compara como sería la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía eólica entre los países latinoamericanos, si se mantuviera el crecimiento promedio mostrado en cada país durante la aplicación del incentivo respectivo. Además, se muestran las evoluciones a través de los valores de capacidad y generación en el porcentaje que corresponde al total del país.

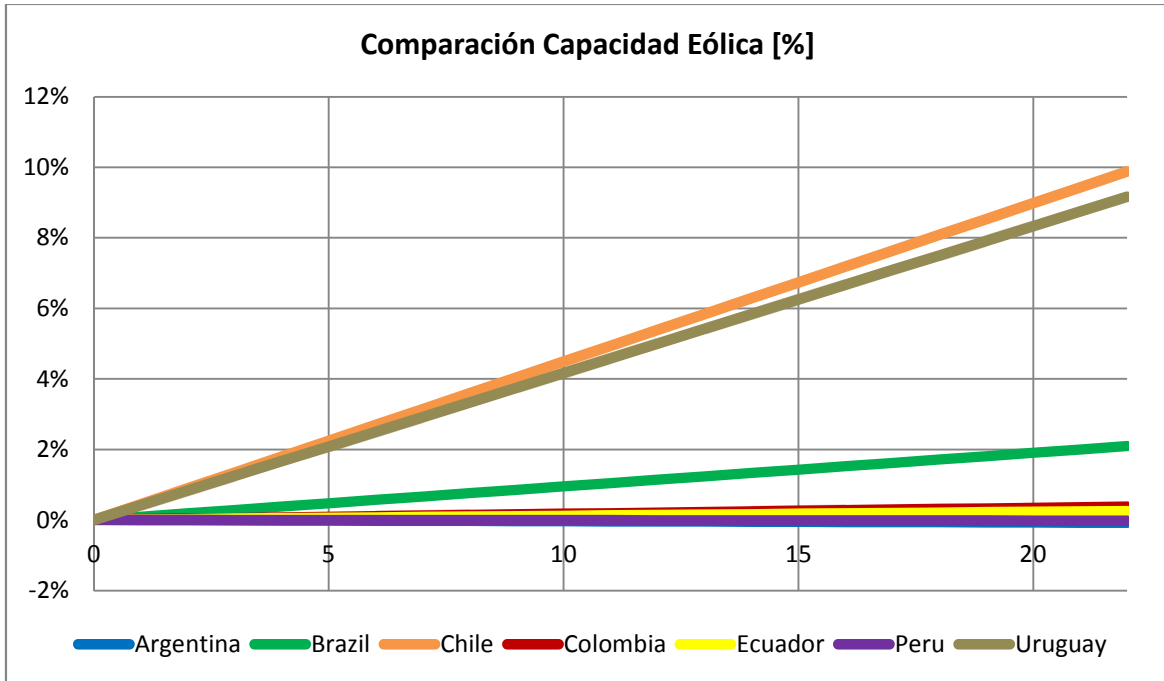


Figura 52: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de capacidad de energía eólica.
Fuente: Elaboración Propia.

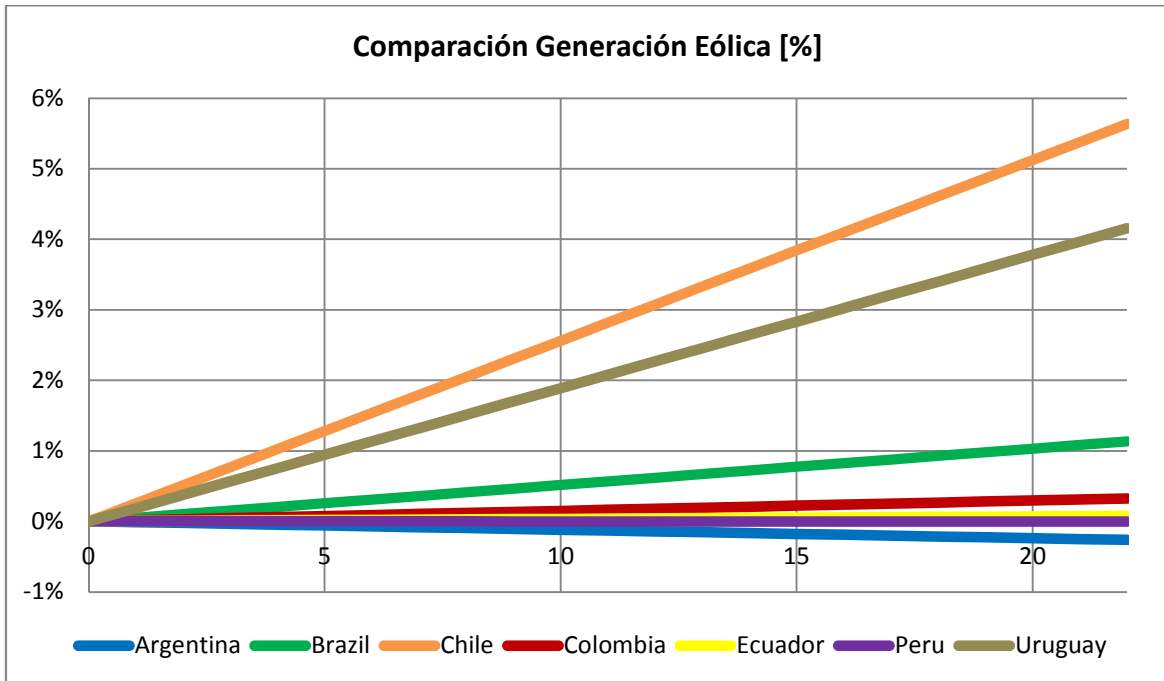


Figura 53: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de generación de energía eólica.
Fuente: Elaboración Propia.

En las Figuras 52 y 53, se puede apreciar que los incentivos que más han servido para estimular a la energía eólica, tanto en capacidad como en generación, han sido los de Obligación de Cuotas (en Chile con la ley 20.257) y el de Subastas (en Uruguay y Brasil con el decreto 77/006 y la ley PROINFA respectivamente). El resto de los incentivos no han sido lo suficientemente efectivos.

3.11.7.2 Energía Solar

En esta sección se compara como sería la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía solar, si se mantuviera el crecimiento promedio mostrado en cada país durante la aplicación del incentivo respectivo, entre los dos países latinoamericanos que han explotado la energía solar, es decir Argentina y Uruguay. Además, en este caso se muestran las evoluciones a través de capacidad en MW y generación en GWh, debido a que los valores son muy bajos como para mostrarlos en porcentajes como en el caso anterior.

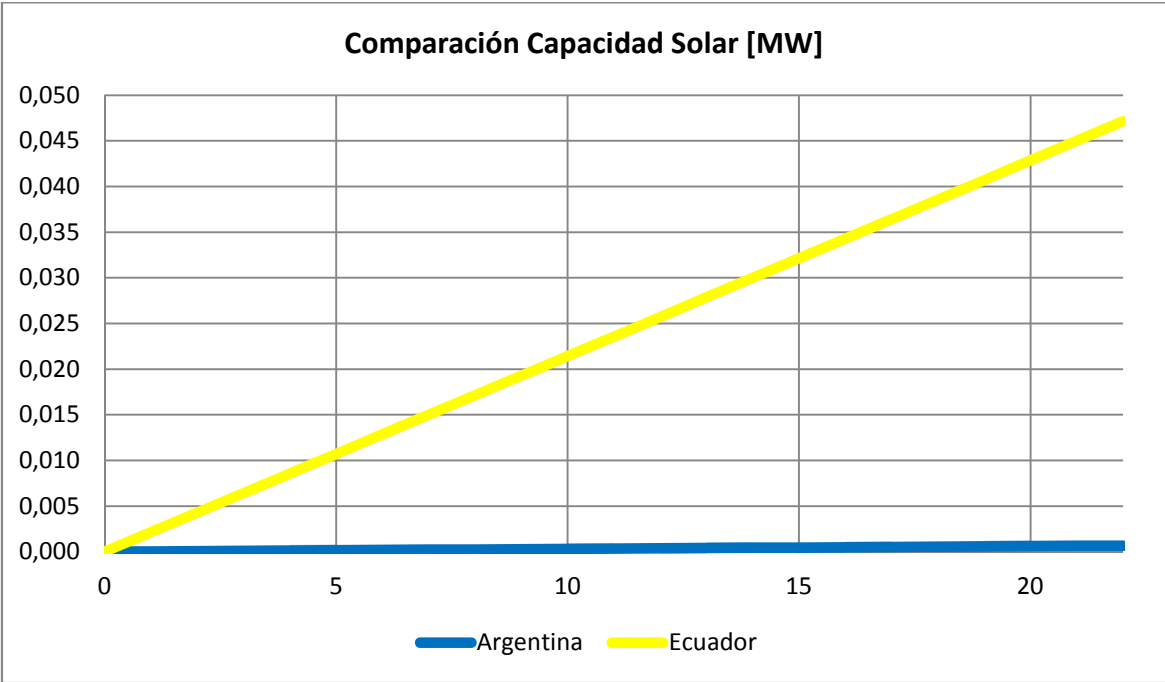


Figura 54: Comparación latinoamericana de la proyección de capacidad de energía solar, en MW.

Fuente: Elaboración Propia.

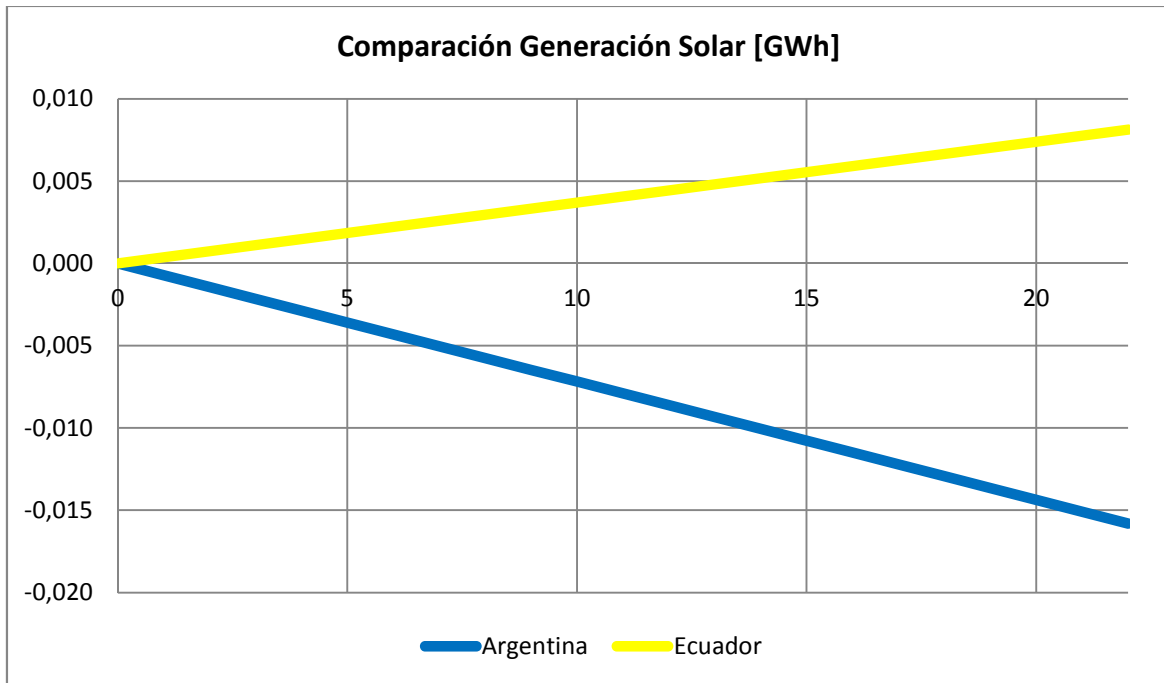


Figura 55: Comparación latinoamericana de la proyección de generación de energía solar, en GWh.

Fuente: Elaboración Propia.

En las Figuras 54 y 55, se puede apreciar que ambos países prácticamente mantienen sus niveles, por ejemplo Ecuador aumenta su capacidad instalada solo en 0,045 MW en 20 años (siempre considerando que son solo referencias) y Argentina disminuye en generación, pero solo 0,015 GWh en 20 años. Por lo tanto los niveles de capacidad y generación de ambos países se siguen manteniendo bastante bajos en general, y es necesario modificar los incentivos, para que estimulen de mejor forma el crecimiento de esta energía, no solo los de estos dos países, sino que también los del resto que ni siquiera alcanzan a aparecer en este análisis.

Por último, cabe destacar que solo la capacidad de Ecuador sube, porque en el caso de Argentina, las únicas dos subidas que existieron en el nivel de potencia solar, fueron antes de la aplicación de la ley 26.190. En cambio, las instalaciones de centrales en Ecuador fueron hechas después de aplicar la regulación CONELEC 004/04, por lo que seguramente fueron estimuladas por este incentivo.

En conclusión, un incentivo del tipo *Feed-In Tariff* ha sido el único en lograr algún nivel de uso de la fuente solar (como son los casos de Argentina y Ecuador). Sin embargo, los valores

son demasiado bajos, por lo que es necesario replantear los diseños de estos incentivos en ambos países si se busca estimular el uso de esta fuente, por ejemplo aumentando los precios o primas de estos incentivos (considerando todas las consecuencias que tiene esto, como el aumento de precios).

3.11.7.3 Energía de biomasa

En esta sección se compara como sería la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía de biomasa entre los países latinoamericanos, si se mantuviera el crecimiento promedio mostrado en cada país durante la aplicación del incentivo respectivo. Nuevamente se muestran sus evoluciones a través de los valores de capacidad y generación en el porcentaje que corresponde al total del país.

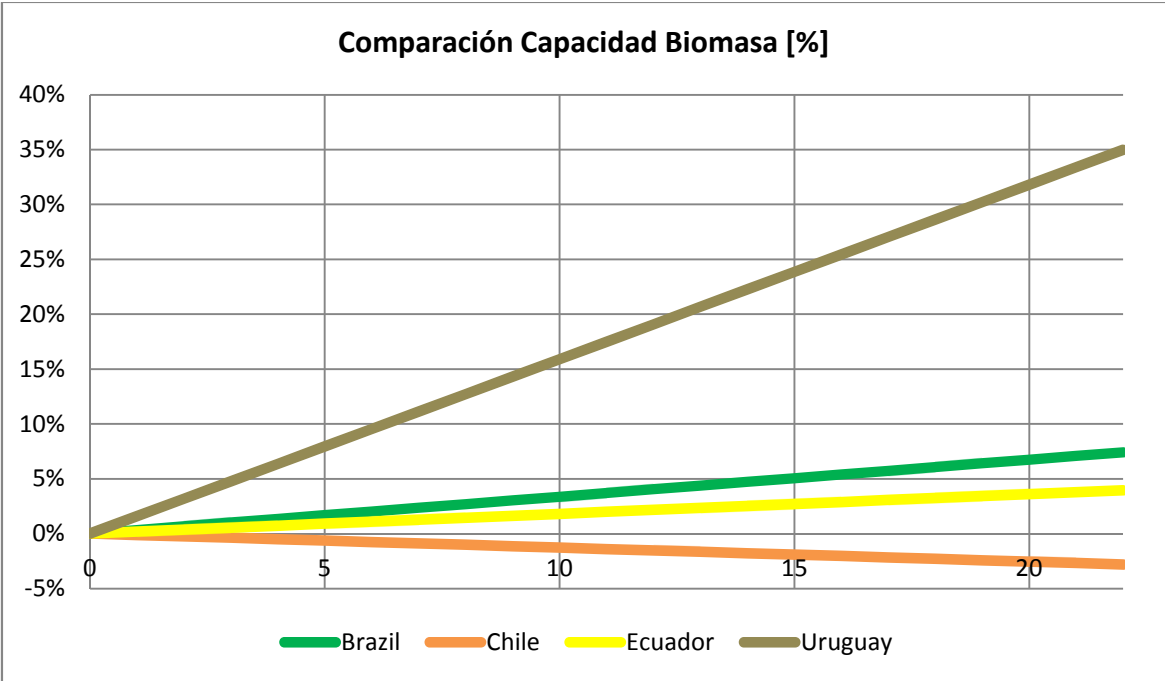


Figura 56: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de capacidad de energía de biomasa. Fuente: Elaboración Propia.

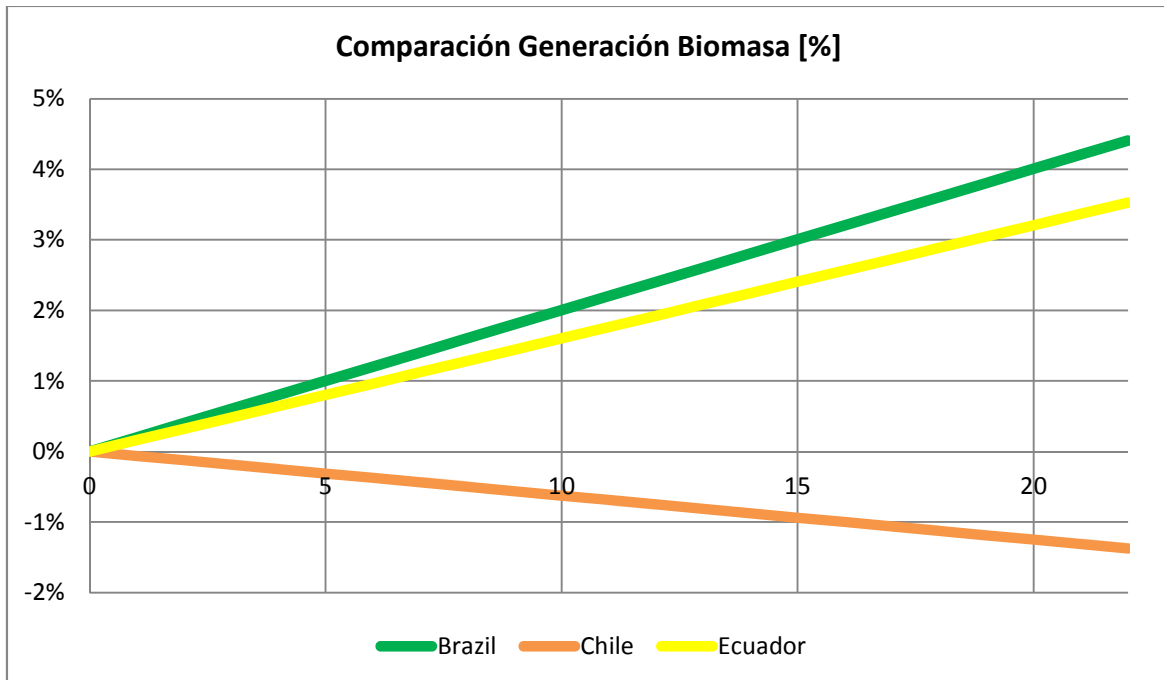


Figura 57: Comparación latinoamericana de la proyección del porcentaje de generación a partir de biomasa.

Fuente: Elaboración Propia.

En las Figuras 56 y 57, se puede observar que el incentivo que más ha servido para estimular en capacidad a la energía de biomasa en Latinoamérica, es el de Uruguay (decreto 77/006), luego PROINFA de Brasil, el cual también obtuvo una mayor pendiente de crecimiento en generación (Uruguay no es considerado en generación, porque no se cuenta con los datos).

Por otro lado, se puede apreciar que el incentivo de Ecuador ha servido para estimular lentamente a la energía de biomasa.

Y por último, en el caso de Chile se puede observar que la ley 20.257 no ha estimulado en gran medida a este tipo de energía, mostrándose de hecho una pendiente negativa en la evolución de esta energía una vez aplicada la ley. Esto se puede entender porque, la energía de biomasa ha ido aumentando su presencia desde antes de la aparición de esta ley en Chile, y claramente se puede ver ahora que esta participación disminuyó después de la ley, quizás entre otras cosas por la aparición de otras fuentes, como la eólica y la mini-hidráulica.

En conclusión, los incentivos del tipo Subastas han tenido los mejores resultados en el uso de esta fuente, seguidos por la aplicación *Feed-In Tariff* de Ecuador y el incentivo del tipo Obligación de Cuotas de Chile. Sin embargo, se deben ajustar los incentivos de Chile y los

países que no aparecen en este análisis (también el de Ecuador) para que estimulen de mejor manera el crecimiento de esta energía, la cual tiene la ventaja de estar presente libremente en los procesos productivos de distintas industrias y por lo tanto podría aprovecharse fácilmente.

3.11.7.4 Energía renovable (sin hidroeléctrica)

En esta última sección se compara como sería la evolución de la capacidad instalada y la generación en base a energía renovable sin considerar la hidroeléctrica entre los países latinoamericanos, si se mantuviera el crecimiento promedio mostrado en cada país durante la aplicación del incentivo respectivo. Se muestran las evoluciones a través de los valores de capacidad y generación en el porcentaje que corresponde al total del país.

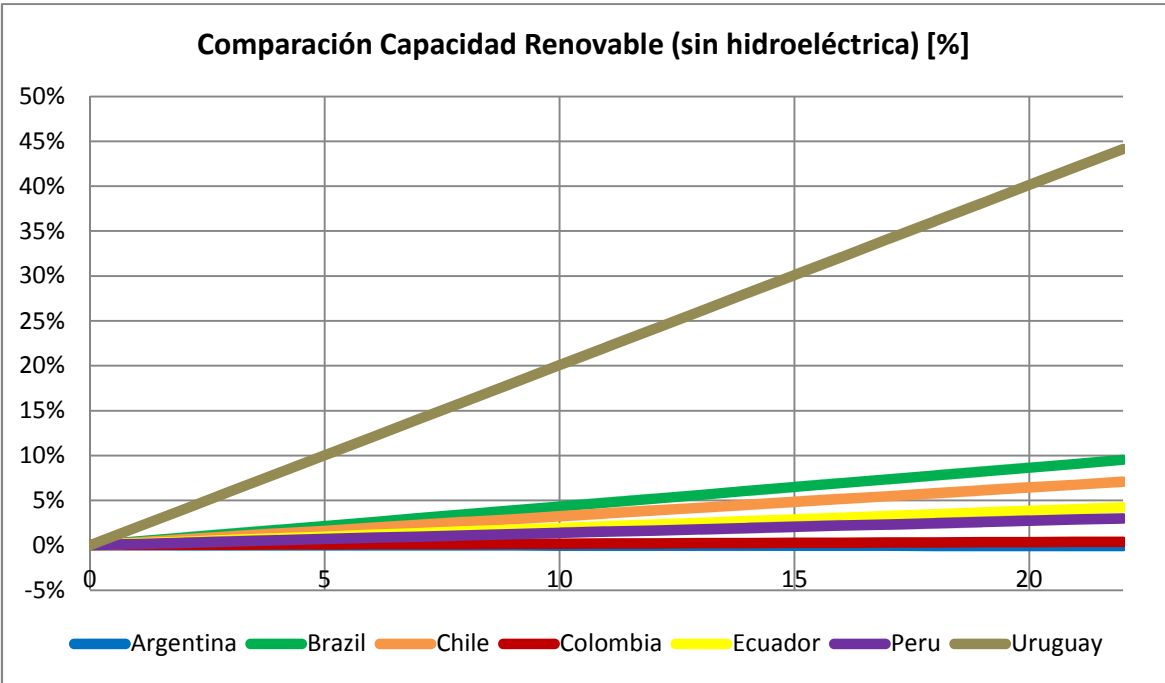


Figura 58: Comparación latina de la proyección del porcentaje de capacidad de energía renovable (sin Hidro).
Fuente: Elaboración Propia.

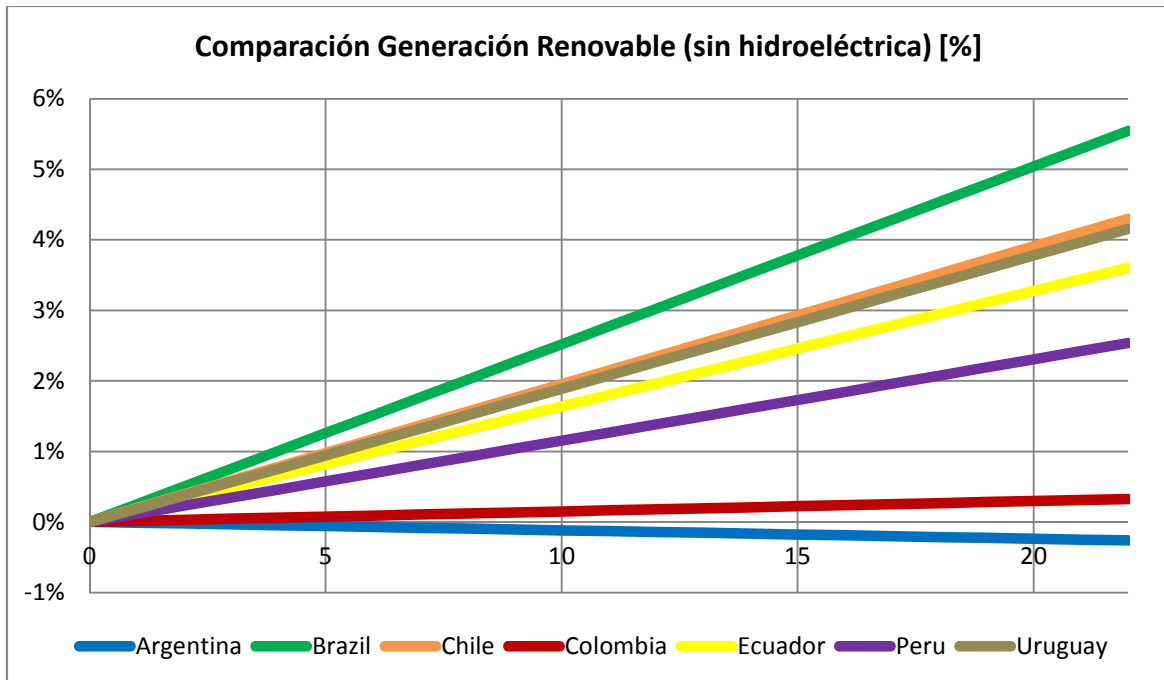


Figura 59: Comparación latina de la proyección del porcentaje de generación de energía renovable (sin Hidro)
Fuente: Elaboración Propia.

Al analizar en conjunto las Figuras 58 y 59, se puede llegar al mismo análisis que se ha obtenido en las partes anteriores al analizar las energías por separado, la cual es que los incentivos de Uruguay, Brasil y Chile resultan ser los mejores incentivos para las energías estudiadas.

En primer lugar se encuentra el incentivo de Uruguay, cuya curva de capacidad se despega del resto en gran medida al analizar la pendiente del crecimiento de esta, pero en la generación no se logra ver esto debido simplemente a la falta de datos de generación en base a biomasa. Luego se encuentran las curvas de Brasil y Chile en ambas figuras como las más destacadas.

Por otro lado, los incentivos de Colombia y Argentina resultan ser los que han tenido peores resultados, siendo necesario modificarlos para poder mejorar en el futuro.

3.12 Análisis comparación Latinoamericana de incentivos

En conclusión, los incentivos del tipo Subastas han tenido los mejores resultados a nivel Latinoamericanos, aunque en Perú no se ha dado de esta forma. Luego se encuentra la aplicación del incentivo del tipo Obligación de Cuotas en Chile, el cual también ha tenido muy buenos resultados en este corto periodo de tiempo que lleva aplicado. Por último, los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* no han tenido buenos resultados en los países Latinoamericanos, seguramente por un mal diseño, aunque destaca el caso ecuatoriano, donde se modifica constantemente este incentivo (en particular los precios) para lograr mejores resultados.

Estos resultados no implican que aplicando un incentivo del tipo Subastas se tendrán buenos resultados en cuanto crecimiento, ni que al aplicar un incentivo del tipo *Feed-In Tariff* se tendrán bajos incrementos, pues como veremos en los próximos capítulos con estos incentivos se han obtenido buenos resultados en varios países. A pesar de lo anterior, hasta el momento a nivel latinoamericano, los incentivos del tipo Subastas son los superiores en crecimiento del uso de renovables y los *Feed-In Tariff* los inferiores.

Además, siendo la idea principal de un incentivo a las energías renovables lograr estimular el uso de la mayor cantidad de fuentes renovables disponibles en el país, se puede observar que ninguno de los incentivos ha logrado este objetivo a cabalidad, por lo cual es necesario modificar estos incentivos para que logren estimular el desarrollo de resto de las fuentes. Por otro lado, también es necesario dar tiempo a algunos de estos incentivos para poder realizar un mejor análisis, ya que algunos de estos llevan solo 3 o 4 años instaurados.

Capítulo 4 Comparación Internacional de Incentivos

En el capítulo anterior se concluyó que los incentivos del tipo Subastas y Obligación de Cuotas han tenido los mejores resultados en Latinoamérica, mostrando los mayores crecimientos del uso de energía renovable en los países donde se han aplicado estos tipos de incentivo. Por otro lado, el incentivo del tipo *Feed-In Tariff* ha mostrado el crecimiento más bajo en los países que han aplicado este incentivo. Sin embargo, se concluyó que ninguno de los incentivos aplicados en Latinoamérica cumple con incentivar, como se esperaba de un buen incentivo, el uso de todas las fuentes renovables disponibles.

En este capítulo, se mostrará cómo es el comportamiento de los incentivos renovables anteriormente estudiados en países más desarrollados, particularmente en algunos miembros de la Unión Europea. De esta forma, se podrá obtener una visión más general de qué tipo de incentivo tiene mejores resultados en crecimiento, demostrando o refutando los resultados que se dieron en el estudio del capítulo anterior.

Además de comparar los crecimientos del uso de renovables, se compararán otro tipo de resultados que se han dado en los distintos países al haber aplicado un determinado incentivo, como el desarrollo de los precios y de emisiones de CO₂. De esta forma, podremos comparar los incentivos por sus costos y otros beneficios (aparte del crecimiento del uso de renovables).

4.1 Comparación de crecimientos de uso renovables

En esta sección se comparará el crecimiento del uso de renovables (sin considerar a la energía hidroeléctrica, para coincidir con el análisis del capítulo anterior) mostrado por diversos países que han aplicado alguno de los tres incentivos principales en un determinado período de tiempo. En particular, la mayoría de los países considerados son Europeos.

En la Tabla 11 se muestran los países escogidos para evaluar el crecimiento del uso de energías renovables, separados por el incentivo principal que cada uno de estos han aplicado. Estos países son los mismos que se usan en el capítulo cinco, en el cual se explica porque se eligieron.

Tabla 11: Países usados para caracterizar cada tipo de incentivo.

<i>Feed-In Tariff</i>	Cuotas	Subastas
Alemania	Bélgica	Australia
Austria	Polonia	Francia
Eslovaquia	Reino Unido	Irlanda
Eslovenia	Rumania	Reino Unido
España	Suecia	Brasil
Estonia		
Hungría		
Irlanda		
Lituania		
Republica Checa		

Fuente: Elaboración Propia

Cabe destacar que el Reino Unido e Irlanda han aplicado dos tipos de incentivos principales en distintos períodos de tiempo, cada uno de estos períodos de tiempo sirve para evaluar el crecimiento del uso de renovables mostrado en la aplicación de dos incentivos.

En la Tablas 12 y 13 se muestran las cantidades promedio en que crecieron las generaciones de renovables (sin considerar a la hidroelectricidad) en los países mencionado en la Tabla 11 junto con Chile.

Tabla 12: Crecimiento promedio de la generación de energías renovables sin la hidroelectricidad en GWh.

<i>Feed-In Tariff</i>	Crecimiento Promedio (GWh)	Cuotas	Crecimiento Promedio (GWh)	Subastas	Crecimiento Promedio (GWh)
Alemania	7.104	Bélgica	588	Francia	236
Austria	538	Polonia	594	Irlanda	74
Eslovaquia	113	Reino Unido	1.672	Reino Unido	319
Eslovenia	25	Suecia	1.374	Brasil	2.023
España	4.031	Chile	130	Australia	203
Estonia	66				
Hungría	366				
Irlanda	360				
Lituania	39				
Republica Checa	225				
Promedio <i>Feed-In Tariff</i>	1.287	Promedio Cuotas	872	Promedio Subastas	571

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 13: Crecimiento promedio de la generación de energías renovables sin la hidroelectricidad en porcentaje del total.

Feed-In Tariff	Crecimiento Promedio (%)	Cuotas	Crecimiento Promedio (%)	Subastas	Crecimiento Promedio (%)
Alemania	1,12%	Bélgica	0,65%	Francia	0,04%
Austria	0,77%	Polonia	0,38%	Irlanda	0,29%
Eslovaquia	0,44%	Reino Unido	0,45%	Reino Unido	0,09%
Eslovenia	0,14%	Suecia	0,99%	Brasil	0,25%
España	1,25%	Chile	0,20%	Australia	0,06%
Estonia	0,73%				
Hungría	0,96%				
Irlanda	1,23%				
Lituania	0,27%				
Republica Checa	0,26%				
Promedio Feed-In Tariff	0,72%	Promedio Cuotas	0,53%	Promedio Subastas	0,15%

Fuente: Elaboración Propia.

En las Tablas 12 y 13 es apreciable que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* obtienen mayores crecimientos en general, mientras que los incentivos del tipo Subastas han tenido los resultados más bajos en crecimiento. Sin embargo existen casos con bajo crecimiento entre los países que tienen *Feed-In Tariff*.

En el capítulo anterior se concluyó que Chile ha tenido un buen crecimiento de la presencia de energías renovables con respecto al resto de los países de Latinoamérica. Sin embargo, los valores alcanzados hasta ahora están muy lejos de acercarse al de países desarrollados. Esto se puede apreciar en las Tablas 12 y 13, donde se observa que Chile, a pesar de haber comenzado a desarrollar proyectos eólicos en los últimos años, no puede ser comparado con las grandes cantidades de potencia instalada en países desarrollados como Alemania y España.

Como se puede ver en las Tablas 12 y 13, los porcentajes de uso de renovables en Chile son muy bajos en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, aunque es de esperar que Chile siga aumentando estos porcentajes en el futuro, mientras la política chilena de incentivo toma efecto, también es muy importante revisar otras posibilidades de incentivo tanto principales (cambiando el sistema actual de cuotas) como secundarios para complementar los puntos débiles del primario.

Por último, como se mostraba en el capítulo anterior el incentivo chileno solo se ha mostrado un estímulo en algunas fuentes renovables (mini-hidráulica, biomasa y eólica), por lo que falta complementar el incentivo para que logre llegar a otras fuentes como la solar o la geotérmica.

4.2 Comparación de costos y beneficios

4.2.1 Comparación de aumento de precios

Cuando se adopta cualquier tipo de incentivo, es necesario destinar fondos para financiarlo, por ejemplo un incentivo *Feed-In Tariff* de tarifa fija, necesita financiar la diferencia entre el precio de mercado y el precio fijo. Normalmente estos costos se traspasan a los consumidores a través de un incremento en los precios de la energía. Por esta razón, compararemos como aumentan los precios en los distintos países de la Tabla 11 durante el periodo de tiempo en que ha estado activo (o estuvo) el incentivo estudiado. De esta forma podremos relacionar los crecimientos del uso de energía renovable con el de precios y además podremos tener una primera idea de qué tipo de incentivos conlleva un mayor incremento de costos o precios. Esto es particularmente relevante para países en desarrollo, donde los incentivos, dependiendo de los montos involucrados, pueden no ser socialmente atractivos.

Para esto se presenta la Tabla 14, la cual contiene los crecimientos promedios por año del precio de la energía en cada país y durante el período de tiempo en que estuvo aplicado el incentivo. Luego, se entrega un promedio simple del conjunto.

Tabla 14: Comparación del crecimiento promedio de los precios de la energía durante la aplicación de cada incentivo.

<i>Feed-In Tariff</i>	Crecimiento Promedio (€/MWh)	Cuotas	Crecimiento Promedio (€/MWh)	Subastas	Crecimiento Promedio (€/MWh)
Alemania	3,1	Bélgica	4,6	Francia	-1,2
Austria	2,6	Polonia	3,2	Irlanda	0,0
Eslovaquia	10,9	Reino Unido	7,7	Brasil	14,0
Eslovenia	5,9	Suecia	3,1		
España	4,6				
Estonia	2,3				
Hungría	8,6				
Irlanda	12,0				
Lituania	6,9				
Republica Checa	8,2				
Promedio <i>Feed-In Tariff</i>	6,5	Promedio Cuotas	4,7	Promedio Subastas	4,3

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla 14, se puede apreciar que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff*, si bien han sido los más efectivos en lograr una mayor penetración de las energías renovables, han implicado el mayor incremento de precios durante el período de tiempo en que han estado activos en cada país, mientras los incentivos del tipo Subastas han implicado los menores incrementos de costos. Sin embargo, este resultado se da al calcular el promedio, ya que existen países con bajos crecimiento en los precios y con incentivos del tipo *Feed-In Tariff*, así como Brasil, que teniendo un incentivo del tipo Subastas, tiene el mayor incremento de precios durante el período estudiado.

Tampoco es apreciable una linealidad entre el crecimiento de generación renovable con el incremento de los precios, ya que por ejemplo existen casos como el de Alemania y España, donde a pesar de su gran incremento de generación renovable (mostrado en las Tablas 12 y 13) no existe un incremento de precios superior al del resto de los países estudiados.

Los mayores costos de los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* han sido asumidos por los países involucrados, particularmente los europeos, en coherencia con objetivos globales de reducción de emisiones de CO₂ y de lograr una mayor independencia energética.

4.2.2 Comparación del crecimiento de las emisiones de contaminantes locales y de CO₂

Un beneficio importante que se obtienen al incentivar las energías renovables, es que este tipo de energía emite una menor cantidad de contaminantes locales y de gases de efecto invernadero (como CO₂), en comparación a otro tipo de centrales térmicas como las de carbón o petróleo. Obteniéndose una retribución a nivel medio ambiental, tanto en la salud de las personas que potencialmente se podrían ver afectadas por el incremento de contaminantes locales, como en la reducción de los gases de efecto invernadero y su impacto en el cambio climático.

En esta sección se compararán los crecimientos en la cantidad de emisiones de CO₂ que se producen en los países estudiados en la Tabla 11.

Tabla 15: Crecimiento promedio de emisiones de CO₂ durante la aplicación de cada incentivo proveniente de la generación de electricidad y calor.

<i>Feed-In Tariff</i>	Crecimiento Promedio [Million Metric Tons]	Cuotas	Crecimiento Promedio [Million Metric Tons]	Subastas	Crecimiento Promedio [Million Metric Tons]
Alemania	1,18	Bélgica	-0,21	Francia	1,30
Austria	0,52	Polonia	0,20	Irlanda	0,60
Eslovaquia	-0,79	Reino Unido	-0,02	Reino Unido	-5,28
Eslovenia	0,05	Suecia	-0,55	Brasil	2,66
España	3,58			Australia	8,21
Estonia	0,24			Uruguay	0,51
Hungría	-0,51				
Irlanda	-0,32				
Lituania	-0,08				
Republica Checa	-0,01				
Promedio Feed-In Tariff	0,39	Promedio Cuotas	-0,15	Promedio Subastas	1,33

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla 15, se puede observar que los países con un incentivo de Obligación de Cuotas tuvieron los mejores resultados en cuanto al desarrollo de las emisiones de CO₂, incluso disminuyendo sus emisiones. Por otro lado, los países que aplicaron un incentivo del tipo

Subastas tuvieron un mayor incremento en sus emisiones. Nuevamente se puede apreciar que existen discrepancias entre el promedio por tipo de incentivo y los resultados individuales de cada país.

Se puede concluir que en base a estos datos no es posible responder la pregunta de qué tipo de incentivo es el que disminuye en mayor cantidad las emisiones de CO₂ (provenientes de la generación de electricidad) o el aumento de estas. Generalmente esto depende de cómo va creciendo la demanda de cada país, si esta aumenta en demasía, se tendrá que cubrir una mayor cantidad de generación con fuentes contaminantes, a pesar de que el país cubra una gran cantidad con energías limpias (como las ERNC).

Por último, se puede observar que mientras mayor sea el aumento del uso de energías renovables, mayor es la disminución en cantidad o crecimiento de las emisiones de CO₂ (provenientes de la generación de electricidad). Debido a que se trata de energía eléctrica que si no fuera generada en base a estas fuentes limpias (renovables), probablemente tendría que ser cubierta por otras fuentes contaminantes. Por lo tanto, los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* debería tener una mayor disminución en emisiones de CO₂ por esta causa.

4.2.3 Otros beneficios

Existen otros beneficios que se pueden obtener al incentivar a las energías renovables, los más importantes son el desarrollo tecnológico y la creación de trabajos (ambos mencionados al final del capítulo 2). Sin embargo, para que esto ocurra deben incluirse ciertos aspectos al diseñar un esquema de incentivo, sin importar el tipo. Estos aspectos consideran que para beneficiar un determinado proyecto de generación con el respectivo incentivo (por ejemplo otorgarle un precio especial, considerarlo dentro de la estadística para cumplir con las obligaciones de cuota o adjudicar una subasta), este contenga componentes de origen nacional en la infraestructura de la central. Es decir, el proyecto debe comprar componentes tecnológicos (como aspas en el caso de energía eólica o baterías en el caso de proyectos solares) a fabricantes nacionales. De esta forma se incentiva el desarrollo de tecnología a nivel nacional y además la creación de puestos de trabajo, para fabricar estas piezas. Para que exista el desarrollo tecnológico es necesario que el fabricante sea nacional, porque si se compra a

empresas extranjeras con presencia a nivel nacional, no se incentivara este desarrollo tecnológico, solo la creación de trabajos.

4.3 Análisis de Costos y Beneficios

Como se apreció en el capítulo anterior, el incentivo de Obligación de Cuotas aplicado en Chile ha tenido buenos resultados a nivel latinoamericano, donde además se observó que los incentivos del tipo subastas han sido los con mayor crecimiento del uso de renovables, mientras los del tipo *Feed-In Tariff* no han dado resultado en esta región. Sin embargo, en este capítulo se concluyó que los buenos resultados obtenidos en el crecimiento de Chile, son muy inferiores a los de países más desarrollados, a los cuales quiere parecerse. De la misma forma, en este caso los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* han implicado los mayores crecimiento de ERNC entre los países internacionales estudiados, por lo cual a pesar de los casos latinoamericanos con malos resultados, este tipo de incentivo debe ser considerado y analizado con más detalle.

Debido a la dificultad que existe para concluir que tipo de incentivo puede estimular un mayor crecimiento en el uso de renovables, este trabajo se concentrará en intentar responder esta pregunta. Por lo tanto, este trabajo se concentrará (en particular en el próximo capítulo) en el principal de los beneficios antes mencionados, es decir en el crecimiento del uso de energías renovables. Dejando de lado, el tema de costos (como se mencionó en los alcances) y el resto de los beneficios.

Capítulo 5 Metodología propuesta y Resultados

En este capítulo se presenta una metodología que busca entregar un rango probable de crecimiento del uso de energías renovables en un determinado país una vez este adopta uno de los tres incentivos principales (*Feed-In Tariff*, Obligación de Cuotas o Subastas). Para esto se utilizan estadísticas de crecimiento de países que hayan adoptado uno de estos incentivos.

Además, como se vio en los capítulos anteriores, el incentivo chileno ha tenido buenos resultados si se compara con el resto de Latinoamérica, pero aún está muy lejos de los resultados obtenidos por países desarrollados. Por esta razón se usará la metodología en el caso chileno, para comparar los posibles rangos de crecimiento que se pueden tener manteniendo el incentivo de Obligación de Cuotas y los obtenidos al cambiar este incentivo por uno de los otros dos incentivos principales.

5.1 Planteamiento del Problema

Actualmente la mayoría de los países han o están implementando un determinado incentivo para incrementar la presencia de energías renovables en su matriz energética nacional. Un ejemplo de esto, son los países latinoamericanos recién estudiados, pero de la misma forma, existen otros países que buscan perfeccionar su incentivo o cambiarlo radicalmente por uno de otro tipo, por ejemplo pasar de un sistema de cuotas a un *Feed-In Tariff*, como es el caso del Reino Unido. [49]

Sin embargo, uno de los problemas importantes al momento de decidirse por uno de los tres incentivos principales (*Feed-In Tariff*, Cuotas o Subastas Competitivas), ya que normalmente se implementa uno solo, es que no existe una idea clara de cuanto puede crecer la presencia de las energías renovables en el país al implementar un determinado incentivo, se sabe que debería incrementarse, pero ¿cuánto? Cuando se piensa en el caso de los incentivos *Feed-In Tariff* inmediatamente se piensa en el gran desarrollo de las energías renovables que se ha dado en Alemania, pero ¿es posible crecer de esta forma?, ¿otros países con la misma política han logrado el mismo nivel de presencia de renovables?

Por eso, en este capítulo se pretende responder las preguntas anteriores, es decir, se aspira a entregar una idea de cómo será el crecimiento de la penetración de renovables al adoptar un

determinado incentivo principal (mecanismo de integración). Esto se llevará a cabo acotando las posibilidades (que podrían ser infinitas) a un determinado rango (ya que una cantidad precisa no es posible).

Por esto se busca crear una metodología que logre estimar un rango de crecimiento para cada país dependiendo de ciertas condiciones de este (como el PIB per cápita), las cuales dependen del momento en cual se adopte el tipo de mecanismo determinado. De esta forma se pueden evaluar las posibilidades que tiene este país de mantener este incentivo o cambiarlo por alguno de los otros dos.

Para crear esta metodología se usan datos estadísticos internacionales, como las evoluciones de capacidad instalada de diferentes fuentes durante la aplicación de un incentivo determinado, ya que esta información es la única disponible que puede dar una idea de que sucede al adoptar un determinado mecanismo de integración. Además estos datos fueron “normalizados” con el PIB per cápita del país en el año correspondiente al dato de la capacidad instalada, dividiendo las capacidades instaladas de cada fuente renovable en cada año, por el PIB per cápita del país en el año correspondiente (en miles de dólares). De esta forma, una vez que se pretende analizar la posible evolución de un país al adoptar un incentivo, se usa el PIB per cápita del país en ese momento para llevar el rango de crecimiento estimado a la realidad de este país en particular. Esto sirve para considerar la capacidad de adquisición que tiene cada país en el momento de aplicar un incentivo, siendo este un factor muy importante al momento de analizar la capacidad de inversión en energías renovables existente en ese país.

Posteriormente se validarán estos rangos usando los datos de crecimiento renovable de países que no fueron usados para crear estos mismos rangos. Por último, se analizará particularmente cual sería el crecimiento de las energías renovables en Chile, de mantener el incentivo actual o cual sería si se cambia a uno de los otros dos, para poder concluir que alternativa puede llevar a los mejores resultados en el crecimiento de las energías renovables del país.

5.2 Metodología Propuesta

El primer paso fue agrupar países entorno al incentivo principal que cada uno aplicó para incrementar su presencia de renovables. Los países escogidos son los mostrados en la Tabla 11.

Cabe destacar que el Reino Unido e Irlanda están en dos grupos por que han aplicado ambos tipos de incentivos principales en distintos períodos de tiempo, razón por la cual se consideran estos períodos por separado para la metodología.

Estos países fueron seleccionados principalmente porque se podía contar con los datos necesarios, ya sea la evolución de capacidad de las diferentes fuentes de energía renovable como también el tipo de incentivo y el año de aplicación de este. Además, en cada uno de los tres grupos de países se evaluaron que 5 datos intrínsecos de estos países fueran lo suficientemente variables como para crear un modelo bien representativo, estos datos fueron el PIB, PIB per cápita, Consumo eléctrico per cápita, población total y potenciales renovables. En todos los casos, exceptuando a los potenciales renovables, se consideró el dato del año correspondiente a la aplicación del incentivo en el país y además que los datos de Chile en el 2010 estuvieran entre estos valores para confirmar la representatividad de los grupos de países escogidos. Por otro lado se verificó que el rango de los potenciales renovables en los países escogidos fueron lo más variable posible, es decir que hubieran países con altos valores de potencial en una tecnología y también otros con un bajo potencial. Todos los datos de los países recién mencionados se pueden ver en el Anexo C.

El método comienza ordenando los datos de capacidad instalada por año, considerando el año cero como el año de aplicación del incentivo, por ejemplo en el caso de Chile el año cero es el 2008 (para la metodología no se utilizó Chile, ya que la idea es probarla y usarla en este), el año uno el 2009 y así hasta el año donde se tienen los datos, en el caso de los países usados se tenía como último año conocido el año 2009.

Luego se procedió a usar el PIB per cápita de los países para realizar una normalización de la capacidad instalada en torno a este dato, para esto se usaron los PIB per cápita correspondiente al año de cada dato de la evolución considerada, dividiendo los datos de capacidad de cada

año por el PIB per cápita correspondiente. Se utilizó el PIB per cápita porque este se relaciona con el crecimiento económico de cada país, por lo que se busca eliminar las grandes diferencias económicas que pueden existir entre los países usados para obtener los rangos y luego usando el PIB per cápita del país en estudio se llevan los rangos a la realidad económica del país estudiado.

Este método de dividir por el PIB per cápita lo podemos ver en diversos estudios económicos como por ejemplo en [50] donde se busca comparar el crecimiento económico con el crecimiento de la infraestructura de 152 países para lo cual se dividen los datos de infraestructura por el PIB per cápita, con lo cual se puede analizar la proporcionalidad entre estos factores. Otro ejemplo se da en [51], donde se mide la tasa de innovación (definida como número de desarrollos tecnológicos por año dividido por población mundial) dividiéndola por el PIB per cápita. En la referencia [52], para medir y comparar la tasa de penetración de internet entre países se usa un coeficiente igual al rango de penetración de internet dividido por el PIB per cápita del país. Un ejemplo del uso de este coeficiente es que en el año 2000 Corea tiene un PIB per cápita muy menor al de Japón, pero el coeficiente es cuatro veces mayor, lo que implica que Corea tiene cuatro veces mayor penetración de internet en relación a su propia economía que Japón.

Por esto, al dividir por el PIB per cápita se elimina la diferencia del nivel de desarrollo económico entre países y se puede hacer un análisis neutral en cuanto a desarrollo económico. Ya que un país con mayor PIB per cápita, i.e. mayor poder económico, tiene más recursos financieros disponibles para aumentar el desarrollo renovable, por lo que usando esta división se elimina esa diferencia y después al multiplicar por el PIB per cápita del país en estudio, una vez se tienen los rangos, se puede llevar el crecimiento renovable a la realidad económica de este país en particular.

El siguiente paso consistió en determinar la tasa de crecimiento de los datos normalizados de cada país. Esto se hizo mediante la obtención de la pendiente de una regresión lineal creada con los datos recientemente mencionados, de esta forma se obtiene una idea de cuánto se incrementó la capacidad (en este caso normalizada) en los años de vigencia del incentivo correspondiente. Este es el valor que mejor detalla el comportamiento de la evolución de

capacidad durante los años de vigencia del incentivo, porque se obtiene un crecimiento promedio para cada país. En el Anexo D se explica en mayor detalle la ventaja de una aproximación lineal de los datos en comparación a otras (cuadráticas o logarítmicas).

Luego con esta pendiente se obtiene una recta con extensión de 22 años para cada país y cada fuente, la cual parte de cero y representa el crecimiento de su capacidad que podría tener el país manteniendo el crecimiento mostrado en los años de vigencia del incentivo. Se considera este crecimiento para coincidir con los datos que se poseen, de otra forma se indicaría que el país usado crece más o menos de lo que ha logrado durante la aplicación del incentivo, de esta forma se tiene la mejor estimación posible con los datos disponibles sin hacer suposiciones de crecimientos que no se han dado.

Luego, estos datos ordenados por año se juntan según el tipo de incentivo y tipo de recurso renovable correspondiente para sacar una recta máxima que llamaremos estimación optimista, una promedio, y una recta mínima que llamaremos pesimista. La recta promedio se obtiene simplemente promediando los datos de cada año, la pesimista con la recta mínima y la optimista se obtiene sumando dos veces la desviación estándar de los datos disponibles a la recta promedio.

De esta forma, un país con un determinado incentivo podrá tener un crecimiento más cercano a la curva optimista dependiendo de que tan bien este diseñado su incentivo, ya que el crecimiento será mayor si se logra estimular mejor a los proyectos de las diferentes fuentes renovables, además también dependerá de los potenciales que tengan los países de esta fuentes. Por otro lado, el mínimo representa al país que en los datos tuvo un peor rendimiento en el crecimiento de una determinada fuente, por lo tanto si un país se parece más a esta recta en su crecimiento significa que su incentivo está mal diseñado y no logra los objetivos que se esperan del incentivo. Por otro lado, de los análisis de cada fuente se dejó afuera a los países que no han desarrollado proyectos con esta, por lo tanto el mínimo siempre podría ser cero, ya que quizás algunos países no tienen potencial para desarrollar proyectos de este tipo.

En las siguientes figuras podemos ver dos ejemplos de las rectas obtenidas (promedio, optimista y pesimista) para el caso de capacidad eólica en los países con incentivos del tipo *Feed-In Tariff* y cuotas (el resto se puede observar en el Anexo C).

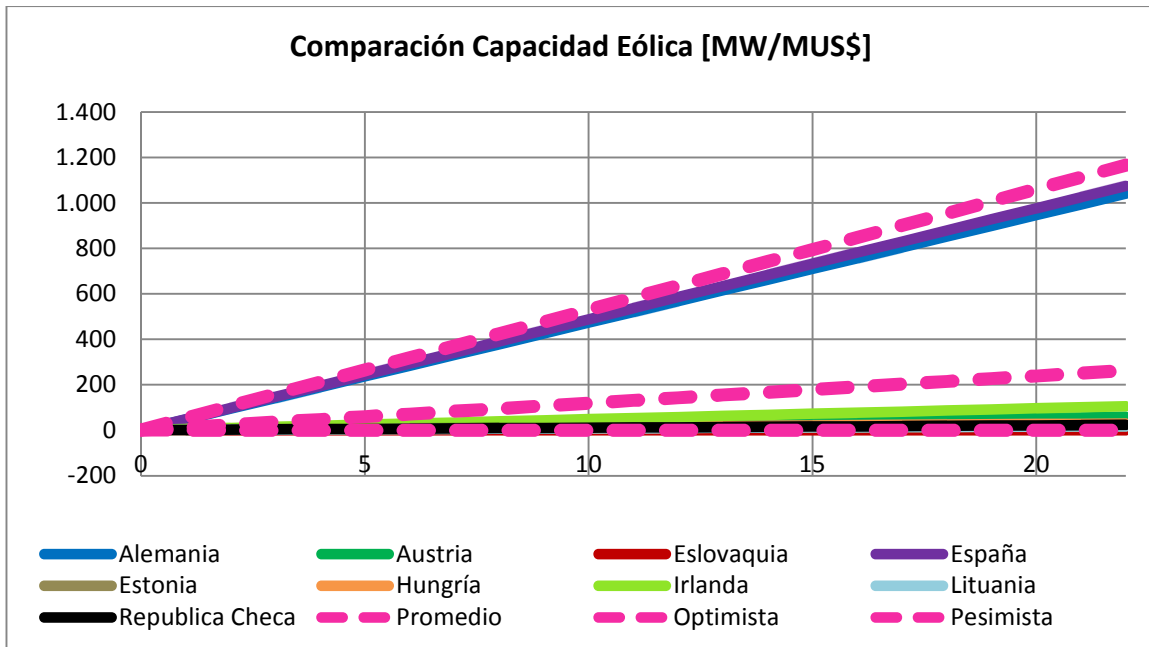


Figura 60: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo *Feed-In Tariff*.
Fuente: Elaboración Propia

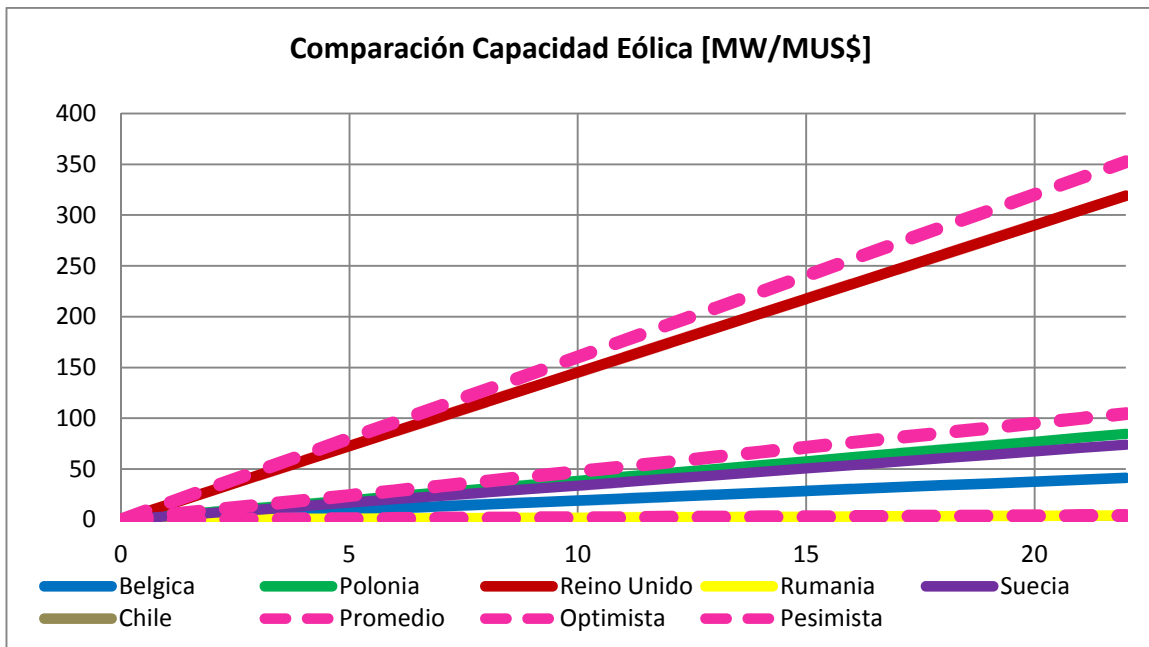


Figura 61: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de cuotas.
Fuente: Elaboración Propia

En las Figuras 60 y 61 se puede observar que el conjunto de rectas cubre a las rectas que representan las pendientes que se obtuvieron en todos los países y por lo tanto son bastante representativas del comportamiento de este grupo de países y del incentivo en general.

Por último, se tienen los datos (pendientes) de las rectas optimista, promedio y pesimista para cada fuente e incentivo, los cuales se pueden aplicar a un determinado país en estudio multiplicando el valor que se obtiene en la recta por el PIB per cápita actual de este país (en miles de dólares) y usando como dato base la potencia que tiene instalada el país en el momento que se busca aplicar el determinado incentivo. Por ejemplo, si se quisiera obtener el rango de Chile al aplicar el incentivo de cuotas en el año 2008, se usa como dato base la potencia instalada de este año y además el PIB per cápita del país en ese año para obtener las pendientes de crecimiento.

A continuación se presenta un diagrama de bloques del método descrito.

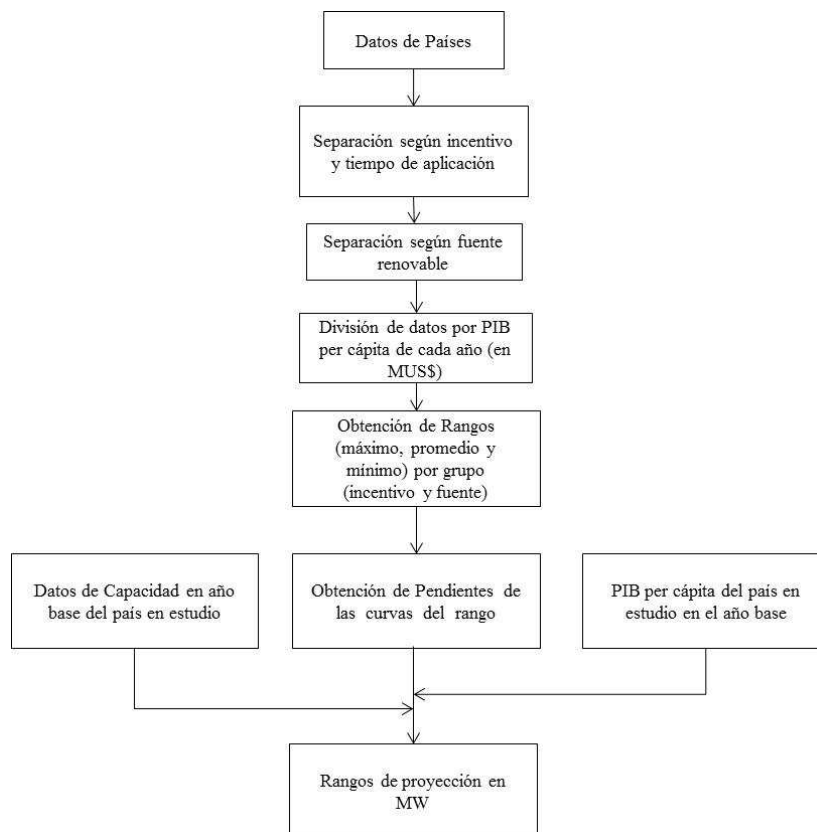


Figura 62: Diagrama de Bloques de la Metodología
Fuente: Elaboración Propia

5.2.1 Alcances de la metodología

En esta metodología solo se considera la evolución de capacidad, ya que con estos datos se tiene una idea clara del incremento de las energías renovables en el país. En particular, al

aplicar la metodología al caso chileno para obtener sus posibles rangos de crecimiento, se usarán los datos de capacidad obtenidos junto a una demanda esperada y factores de planta de cada fuente renovable correspondiente (obtenidos de las fuentes bibliográficas [53] y [54]), para obtener la cantidad de energía que se podría cubrir de esta demanda. De esta forma se obtendrá una idea general de la posible penetración de renovables en generación o consumo de energía.

Normalmente a medida que el incentivo aplicado en un determinado país va tomando forma, se van aplicando diversos cambios, los cuales pueden ser pequeños o más grandes, como por ejemplo el precio fijo considerado por fuente renovable, en un incentivo *Feed-In Tariff*. Debido a que los cambios se dan en todos los países, este estudio no los toma en cuenta, considerando todo el período en que se ha aplicado el incentivo desde el punto de inicio del incentivo original. La única excepción considerada es el caso de Alemania, ya que a pesar que se considera que el incentivo se aplicó por primera vez en el año 1990, el modelo fue completamente reestructurado en el año 2000 y es lo que hoy se conoce como *Feed-In Tariff*. Por esto, en este estudio se considera este año como el de entrada del incentivo en este país. En conclusión, se espera que los países en estudio, por ejemplo Chile, vayan adaptando sus respectivos incentivos a través de cambios como los mencionados, para poder arreglar desperfectos o tomar nuevas consideraciones. Por lo que solo se considera el año de entrada del incentivo como el año clave de esta metodología y desde este año en adelante se consideran los datos.

Cada incentivo está enfocado en las características del país, es decir, en los potenciales que se tiene de cada fuente, o el aprovechamiento que se les puede dar (disponibilidad de recursos), estimulando en mayor medida al uso de fuentes renovables que tengan una mayor disposición. De la misma forma, los precios o primas en un incentivo *Feed-In Tariff* están asociados a los costos de producción de la generación con las diferentes fuentes renovables, los cuales dependen de las condiciones locales de cada país. Por lo tanto, se considera que cada país diseña su propio incentivo, ya sea *Feed-In Tariff* u otro para equilibrar las condiciones entre el uso de las diversas tecnologías en especial ERNC con respecto a las convencionales. De esta forma, este estudio no considera las diferencias entre las diversas características de un tipo de incentivo, como los precios en un *Feed-In Tariff* que se dan en cada fuente renovable o la

cuota impuesta en un sistema de cuotas, ya que cada país crea su incentivo según sus propias condiciones renovables.

Por otro lado, es claro que algunos países lograrán un mejor resultado en la penetración de energías renovables en su sector eléctrico, porque diseñaron de mejor forma su incentivo (por ejemplo calculando de manera más acertada los precios o cuotas que se deben imponer) o por la disponibilidad de recursos que posee este país. Por esta razón, esta metodología busca obtener un rango o margen de crecimiento posible para cada tipo de incentivo (con un promedio, un máximo y un mínimo), el cual considera las diferencias que se pueden dar al aplicar un incentivo en un determinado país de estudio. Esta metodología, espera que los casos de distintos países se puedan ordenar desde el mínimo al máximo de este rango, dependiendo justamente de las condiciones mencionadas anteriormente (calidad de diseño del incentivo y recursos disponibles).

En el caso del uso de los datos de Australia para la modelación del incentivo de Subastas, solo se contaba con sus datos de capacidad eólica y solar, por lo tanto solo se pudo usar en el cálculo de las pendientes correspondientes a estas fuentes.

Esta metodología no consideró a las energías hidráulicas o mini-hidráulicas, ni a las geotérmicas. Lo ideal hubiera sido considerar a las energías mini-hidráulicas, las cuales son calificadas como ERNC en la mayoría de los países incluyendo a Chile, pero lamentablemente no fue posible encontrar las estadísticas de esta fuente separada del total hidráulico en la mayoría de los países. Por otro lado, la potencia límite a la cual se considera una central como mini-hidráulicas y no hidráulicas de gran escala varía en la mayoría de los países, por lo tanto es difícil sacar conclusiones con respecto al crecimiento del uso de esta fuente y de cómo los incentivos la afectan. En el caso de la energía geotérmica, lamentablemente solo dos de los países estudiados contaban con capacidad instalada de este tipo de fuente (Alemania y Austria) y ambos tienen un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*, por lo tanto no es posible comparar como afectan los diferentes incentivos a este tipo de fuente, ya que no se cuenta con los datos suficientes. Sin embargo, se sabe que este tipo de energía depende fuertemente de la disponibilidad de recursos que tenga cada país, más que del propio incentivo que tenga este.

Las energías solares del tipo fotovoltaicas y térmicas se consideraron como un general de manera de simplificar la metodología, además existen muy pocos países hasta el momento que han desarrollado proyectos con fuentes térmicas solares para generar electricidad. De la misma forma se agruparon todas las fuentes de biomasa y desechos, con el nombre de *biomasa*, estas incluyen:

- Desechos Municipales.
- Desechos Industriales.
- Madera, Desechos madereros y otros sólidos.
- *Landfill Gas*.
- *Sewage Sludge Gas*.
- Turba.
- *Black Liquor*.
- Otros biogases y biocombustibles.

Por último, con esta metodología se busca analizar los crecimientos que se obtienen al aplicar uno de los tres incentivos principales, por lo que no se hace cargo de la estimulación, que buscan los incentivos (en especial los del tipo *Feed-In Tariff*), en el desarrollo tecnológico del país donde se aplica este incentivo.

5.2.2 Validación del método

La validación del método se realizó comprobando que los datos de capacidad renovable de países que no fueron usados en la metodología estuvieran dentro de los rangos obtenidos por el método una vez que se aplicó en este país su respectivo incentivo.

En la Tabla 16 se muestran los países que se usaron para comprobar el método, junto con el incentivo que tuvieron o tienen, y por lo tanto el rango correspondiente que validaron.

Tabla 16: Países usados para las validaciones de rangos por incentivo.

<i>Feed-In Tariff</i>	Cuotas	Subastas
Francia	Chile	Uruguay
Italia	Italia	
Dinamarca		
Grecia		
Bulgaria		

Fuente: Elaboración Propia

En cada uno de estos países se compararon los datos reales de la capacidad después de aplicar el incentivo y mientras este estuvo vigente (si es que en la actualidad ya no lo está) con los rangos que entrega la metodología para este período (después de aplicado el incentivo). En resumen, se comprobó si las curvas de potencia reales estaban entre las rectas optimistas y pesimistas que se obtuvieron con las pendientes de cada incentivo y fuente (expresadas en MW/MUS\$) entregadas por la metodología, luego de ser multiplicadas por los valores del PIB per cápita correspondiente de cada uno de estos países al momento de aplicar el incentivo (en MUS\$).

Una importante consideración tomada en la validación, es que esta se hizo diferenciada por fuentes renovables, es decir, en algunos casos se validó una pendiente de incentivo y fuente con un país particular que solo haya estimulado alguna fuente específica con este incentivo (como el caso de Italia, donde su *Feed-In Tariff* fue dirigido solamente a los proyectos a partir de fuentes solares).

Asimismo, solo se consideraron los datos de fuentes en las cuales se hayan desarrollado proyectos en los países usados para la validación, ya que no tiene sentido verificar si están en el rango porque esta fuente no ha sido considerada para desarrollar proyectos. Esto normalmente se da en casos que no se tiene una disponibilidad de esa fuente o en los casos de energía solar, cuya tecnología es más nueva. Un ejemplo es el caso de Uruguay, donde no se han desarrollado proyectos a partir de energía solar, por lo que no se consideró esta fuente para la validación.

Por otro lado, en todos los casos considerados para la validación se logró encontrar a los datos reales dentro de los rangos esperados. En las siguientes figuras se muestra un ejemplo de esto para cada incentivo y fuente.

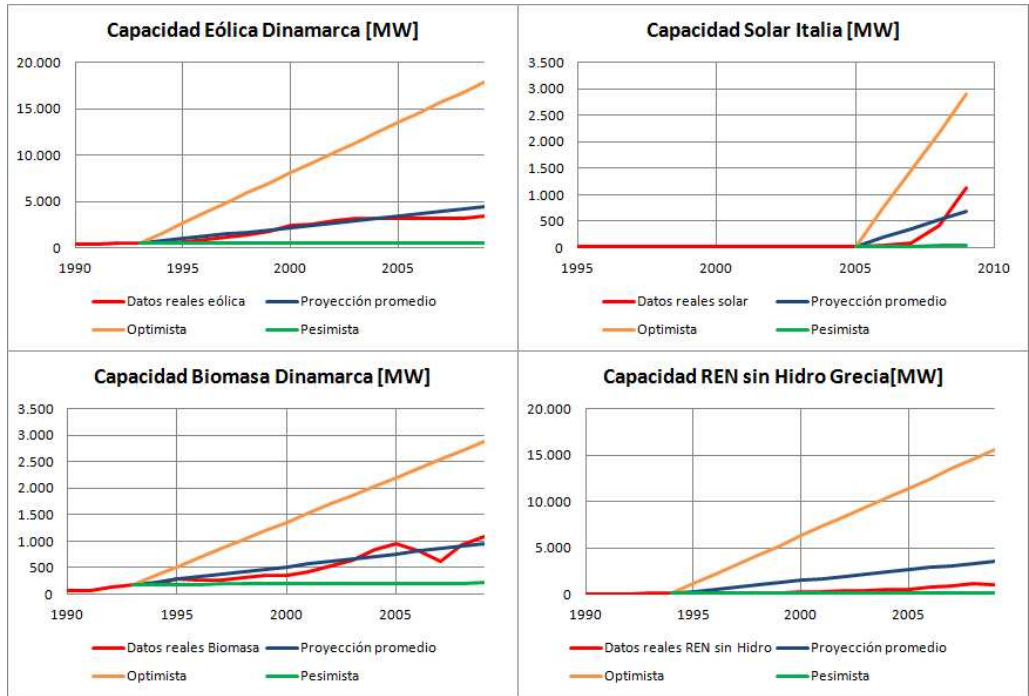


Figura 63: Validación del método en el incentivo *Feed-In Tariff*.

Fuente: Elaboración Propia

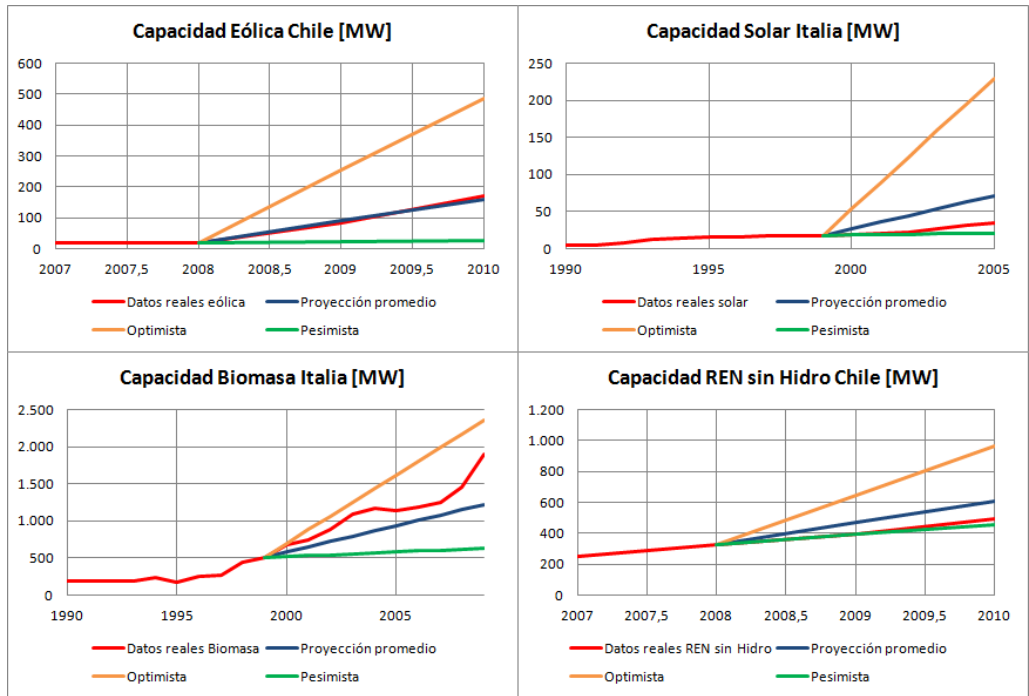


Figura 64: Validación del método en el incentivo de cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

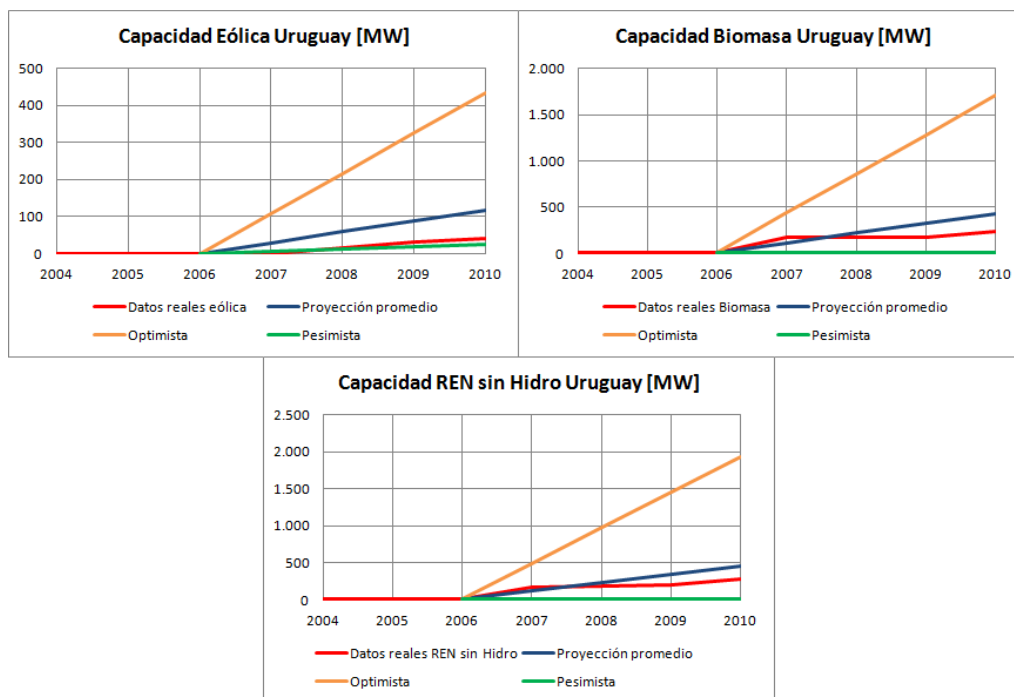


Figura 65: Validación del método en el incentivo de subastas.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede ver en las Figuras 63 a 65, los datos reales en estos casos están dentro de los rangos pronosticados para cada caso (que dependen del PIB per cápita de cada país analizado). El resto de los gráficos de los resultados de validación del método, se pueden encontrar en el Anexo C, en estos también se puede apreciar que los datos reales están dentro de los rangos pronosticados para cada caso.

Por otro lado, cabe destacar que en el caso de la validación de la metodología en el caso de subastas solo se pudo usar el caso de Uruguay por disponibilidad de datos. Esto no es un problema mayor, ya que el método es el mismo que el usado para el resto de los incentivos y por lo tanto la validación de los parámetros obtenidos en los otros incentivos, más la validación de este incentivo usando los datos de Uruguay es más que suficiente. Por esta misma razón, en la Figura 65 solo se cuenta con tres gráficos (los de capacidad eólica, biomasa y renovable sin hidroelectricidad), ya que no se consideraron los datos de Uruguay para validar el rango solar de este incentivo, como se mencionó anteriormente.

5.3 Resultados y Análisis

Como se explicó anteriormente, el método entrega como resultado tres pendientes para cada tipo de fuente renovable por incentivo, las cuales detallan el crecimiento de las curvas que describen el rango resultante (optimista, promedio y pesimista), estas curvas parten de un valor base (capacidad instalada de esta fuente en el año de aplicación del incentivo)

En particular las pendientes que entregó la metodología realizada son las presentadas en la Tabla 17.

Tabla 17: Pendientes de rectas para Rangos por Incentivo y Fuente

	Promedio	Optimista	Pesimista
	[MW/MUS\$]	[MW/MUS\$]	[MW/MUS\$]
Eólica			
<i>Feed-In Tariff</i>	11,941	53,025	-0,041
Cuotas	4,754	16,019	0,187
Subastas	2,845	10,404	0,573
Solar			
<i>Feed-In Tariff</i>	5,788	25,450	0,007
Cuotas	0,368	1,460	0,019
Subastas	0,054	0,180	0,011
Biomasa			
<i>Feed-In Tariff</i>	2,362	8,231	0,089
Cuotas	2,961	7,657	0,514
Subastas	9,888	40,691	0,001
REN sin Hidro			
<i>Feed-In Tariff</i>	16,584	73,498	0,266
Cuotas	9,516	21,869	4,358
Subastas	10,560	46,212	0,093

Fuente: Elaboración Propia

Estas pendientes se usan con la siguiente fórmula para obtener los rangos de capacidad proyectada en el futuro por incentivo y fuente.

$$Capacidad_i = Pendiente \cdot (A_i - A_b) * PIB \text{ per } cápita_b + Cap_b$$

Siendo:

$Capacidad_i$: Capacidad proyectada en el año i .

$Pendiente$: Pendiente correspondiente, resultado de la Tabla 17.

A_i : Año i .

A_b : Año base (año de aplicación del incentivo).

$PIB\ per\ cápita_b$: PIB per cápita del país para el año base (en miles de dólares).

Cap_b : Capacidad instalada de la fuente en el año base.

En el caso de Chile, los resultados en capacidad se dividieron en dos casos, uno considerando como año de partida el año 2013, para los incentivos *Feed-In Tariff* y de Subastas, suponiendo que como mínimo para este año se podría aplicar uno de estos incentivos; y el otro usando como año base el 2008, ya que en este año se aplicó un incentivo de cuotas, por lo tanto a partir de estos años se extienden los rangos posibles para cada fuente de energía según lo estipulado en la metodología.

Por lo anteriormente explicado, en los casos de *Feed-In Tariff* y Subastas se consideraron como datos reales las capacidades de cada fuente hasta el año 2013, usando los datos de centrales por instalarse en los años 2011, 2012 y 2013 según los informes de Nudo del SIC y del SING (obtenidos en [55]) y además se usó como PIB per cápita de este año el estimado por el Fondo Monetario Internacional, cuyo valor es US\$ 17.568,201 (disponible en la referencia [56]). En el caso del incentivo de cuotas se consideraron los datos reales hasta el 2010 como se muestra en los gráficos de capacidad, pero se consideraron los de 2008 como base para el cálculo de los rangos de capacidad.

Por otro lado, para analizar de mejor manera los resultados que se podrían dar a futuro se usa una proyección de demanda calculada en [57] para obtener los porcentajes de demanda de capacidad y consumo que se podrían cubrir con las energías renovables estudiadas, dependiendo del tipo de incentivo que se aplique (o se mantenga en el caso de ser cuotas). Los valores de esta demanda están por total país, considerando que el estudio se ha hecho de esta forma (con datos del SIC y SING unidos) y se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18: Proyección de Demanda hasta 2030.

Año	Demanda Máxima Total	Demanda de Energía Total
	[MW]	[GWh]
2010	9.710	61.971
2011	10.444	66.547
2012	11.004	70.346
2013	11.486	73.657
2014	12.087	77.847
2015	12.751	82.436
2016	13.367	86.672
2017	13.940	90.742
2018	14.543	95.031
2019	15.178	99.552
2020	15.845	104.318
2021	16.614	109.658
2022	17.415	114.954
2023	18.259	120.539
2024	19.173	126.586
2025	20.137	132.955
2026	21.126	139.507
2027	22.170	146.417
2028	23.272	153.707
2029	24.434	161.398
2030	25.660	169.513

Fuente: PROGEA [57]

Por último, en el caso de la potencia de biomasa los valores alcanzados con las rectas máximas de los tres incentivos e incluso con la recta promedio del incentivo de subastas sobrepasan las estimaciones de potencial técnico de capacidad de esta fuente, la cual es de 1.116 MW de biomasa y 400 MW de biogás (según lo mostrado en la información extra de Chile, en el Anexo B), es decir el máximo alcanzable es de 1.516 MW como biomasa en la metodología. Por lo que los valores por sobre 1.516 MW de biomasa deben ser reemplazados por este valor, limitándose de esta forma las curvas de biomasa por una recta. Por otro lado, se comprobó que los rangos de capacidad del resto de las fuentes están dentro de los potenciales calculados para el país, los cuales también se pueden ver en la información extra de Chile, en el Anexo B.

5.3.1 Proyecciones de Capacidad

A continuación se muestran los gráficos con los rangos de capacidad proyectados en Chile según fuente renovable e incentivo hasta el año 2030.

5.3.1.1 Caso *Feed-In Tariff*

A continuación se muestran, las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*.

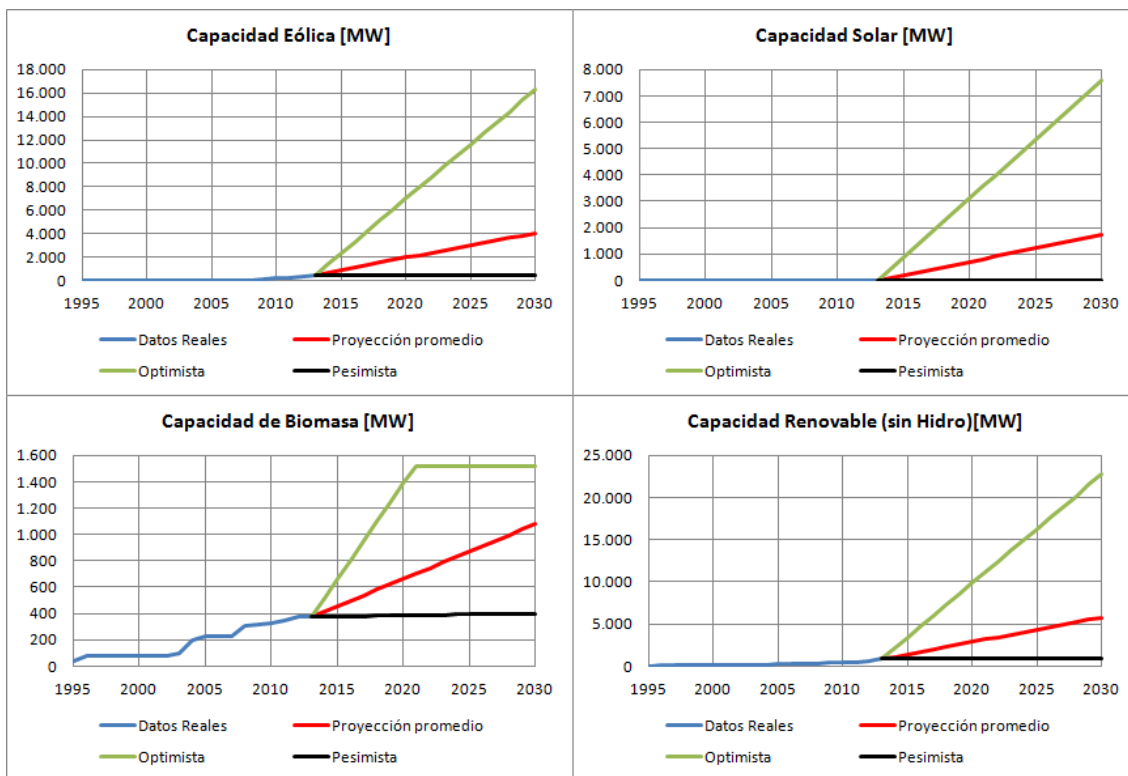


Figura 66: Proyecciones de capacidad para el caso de *Feed-In Tariff*.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede ver en la Figura 66, aplicando en Chile un incentivo del tipo *Feed-In Tariff* se podría llegar en 2030 a tener instalados como máximo 16 GW de potencia eólica, 7.6 GW de potencia solar y 1.5 GW de potencia de biomasa (límite potencial). En el caso de Potencia renovable sin hidroelectricidad se llega a un máximo de 22.8 GW, este valor es menor que la suma de los anteriores, básicamente porque se incluyen países que no poseen proyectos de alguna de estas fuentes, y por lo tanto no fueron considerados en la modelación de estas fuentes en particular. Por lo tanto, el rango de capacidad renovable sin hidroelectricidad puede

servir para una comparación más general del crecimiento de las renovables al adoptar un determinado incentivo, pero los otros rangos (por fuente) sirven para tener un conocimiento de cómo podría incrementarse el uso de cada fuente en especial al adoptar cada incentivo si es que se tienen recursos disponibles de esta fuente.

En la Figura 67 se muestra la demanda de capacidad (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de capacidad pronosticados en la Figura 66.

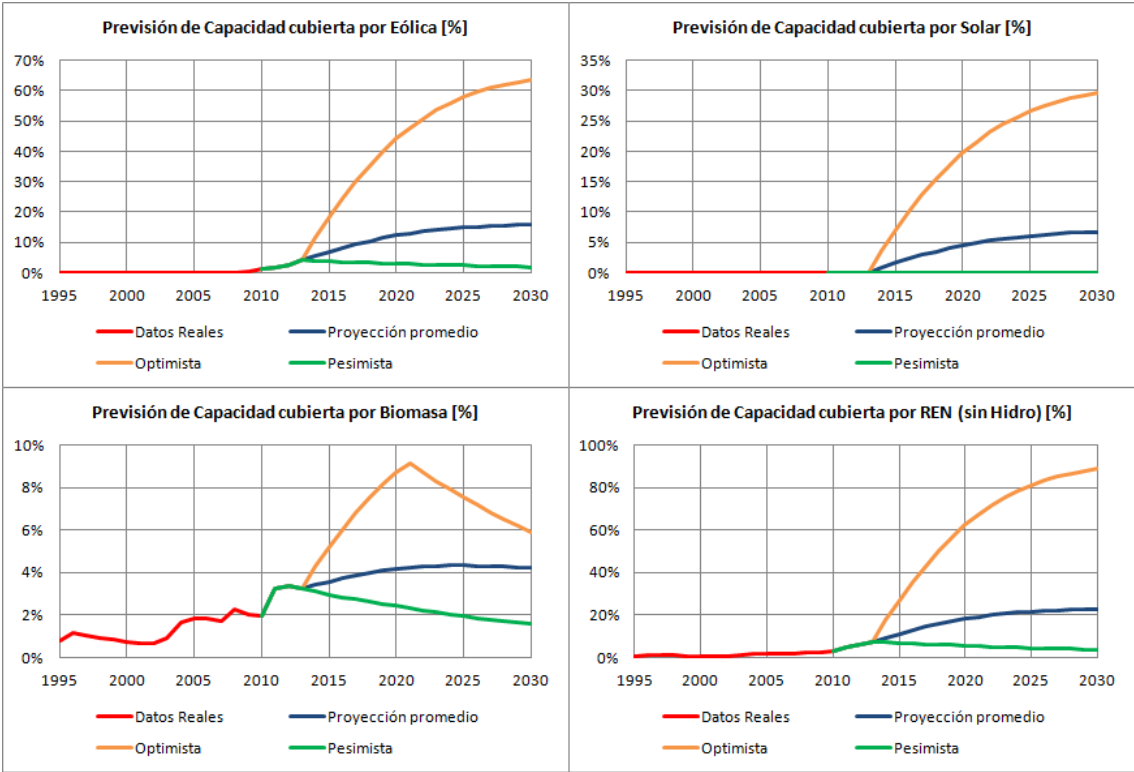


Figura 67: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones *Feed-In Tariff*.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 67 se puede observar como estos datos se comportan de forma cuadrática cóncava, esto se da porque la demanda crece en forma cuadrática (convexa), por lo que las rectas pronosticadas de capacidad pasan a tener esta forma al cubrir este tipo de demanda. La única excepción se da en el caso de la biomasa, debido al límite impuesto sobre la capacidad de este tipo de energía.

Por otro lado, se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 63.57% de la demanda de capacidad con energía eólica, un 29.62 % con energía solar y un 5.91% con energía de biomasa. Está de más decir que estos máximos son independientes, por lo tanto es muy difícil alcanzar todos los máximos al mismo tiempo, ya que están dados por las rectas de proyección de diferentes países. Por último, se estima que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 88.85% de la demanda de capacidad con potencia renovable sin hidroelectricidad, este valor es nuevamente menor que la suma de las fuentes por separado, por la razón ya explicada.

5.3.1.2 Caso Cuotas

A continuación se muestran, las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se mantiene el actual incentivo de cuotas.

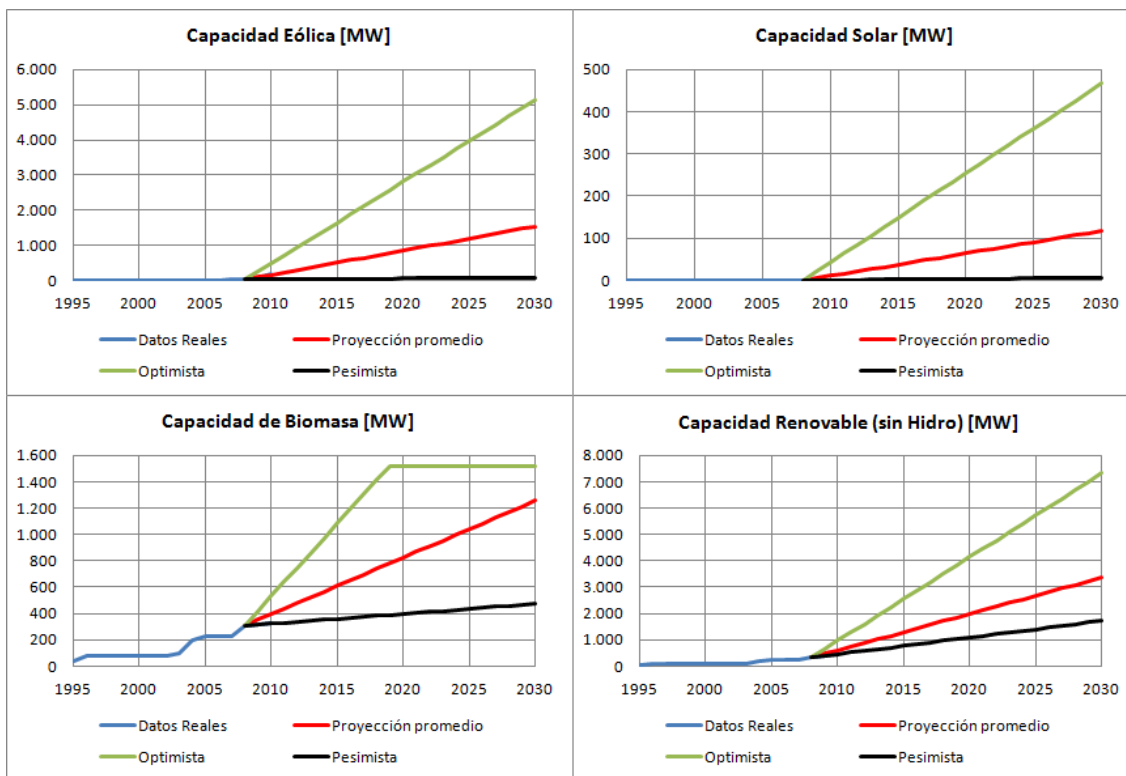


Figura 68: Proyecciones de capacidad para el caso de Cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Figura 68, manteniendo en Chile un incentivo del tipo cuotas se podría llegar en 2030 a tener instalados como máximo 5.1 GW de potencia eólica, 467 MW de potencia solar y 1.5 GW de potencia de biomasa. En el caso de Potencia renovable sin hidroelectricidad se llega a un máximo de 7.3 GW.

En la Figura 69 se muestra la demanda de capacidad (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de capacidad pronosticados en la Figura 68.

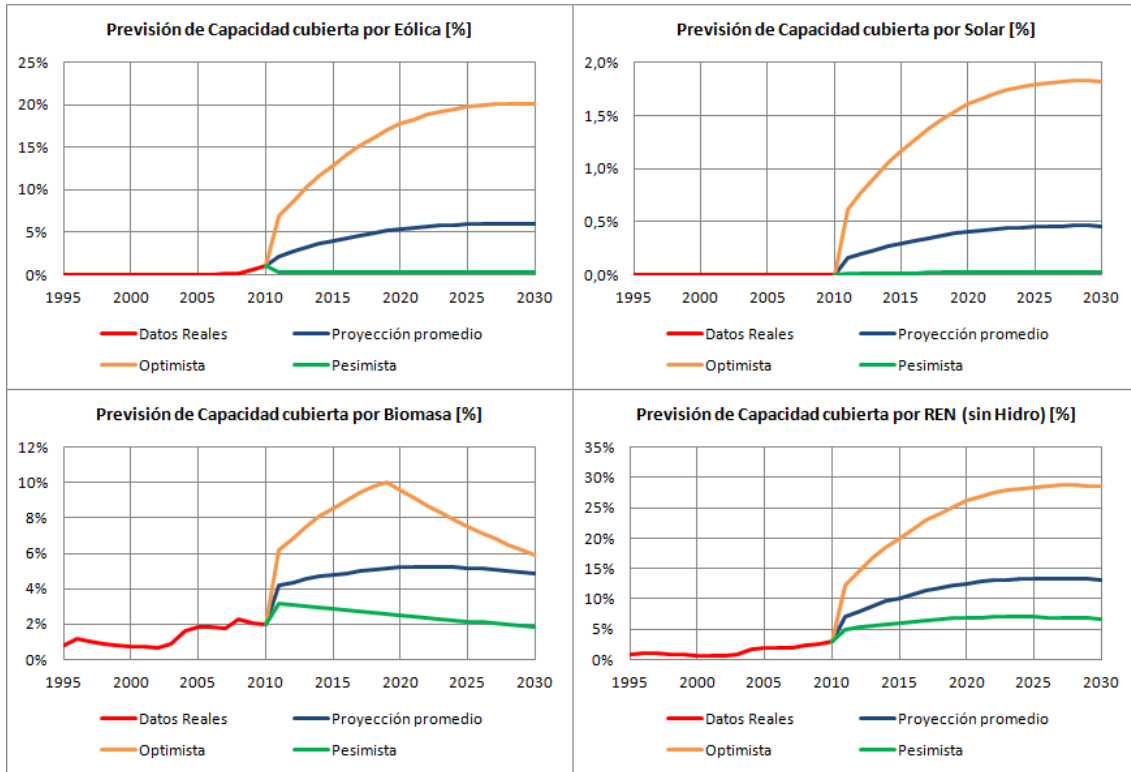


Figura 69: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso Cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 69 se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 20% de la demanda de capacidad con energía eólica, un 1.82 % con energía solar y un 5.91% con energía de biomasa. Por último, se estima que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 28.55% de la demanda de capacidad con potencia renovable sin considerar a la hidroelectricidad.

5.3.1.3 Caso Subastas

A continuación, se muestran las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo de subastas.

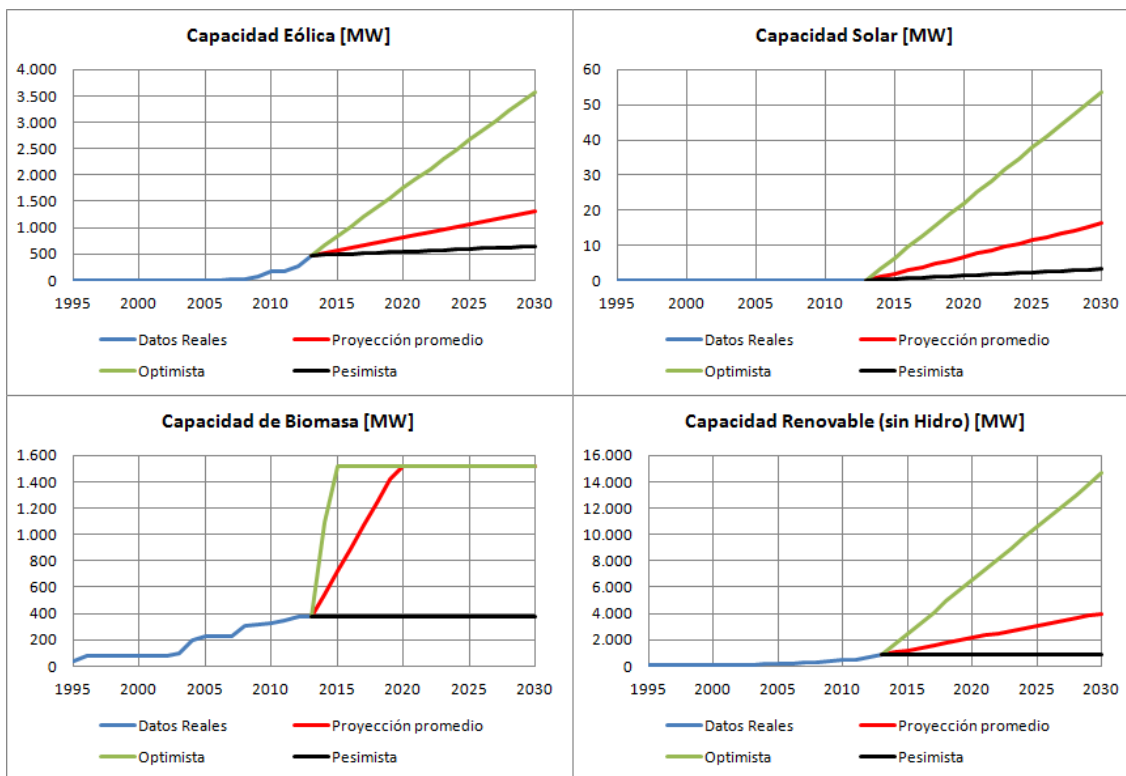


Figura 70: Proyecciones de capacidad para el caso de Subastas.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Figura 70, cambiando en Chile el incentivo existente por uno del tipo subastas se podría llegar en 2030 a tener instalados como máximo 3.6 GW de potencia eólica, 54 MW de potencia solar y 1.5 GW de potencia de biomasa (de hecho a este valor se puede llegar en el año 2015). En el caso de Potencia renovable sin hidroelectricidad se podría llegar a un máximo de 14.65 GW, este valor está sobredimensionado, porque no considera los límites de potenciales de cada tipo de energía, por lo que en el caso de biomasa no se considera su límite de potencialidad.

En la Figura 71 se muestra la demanda de capacidad (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de capacidad pronosticados en la Figura 70.

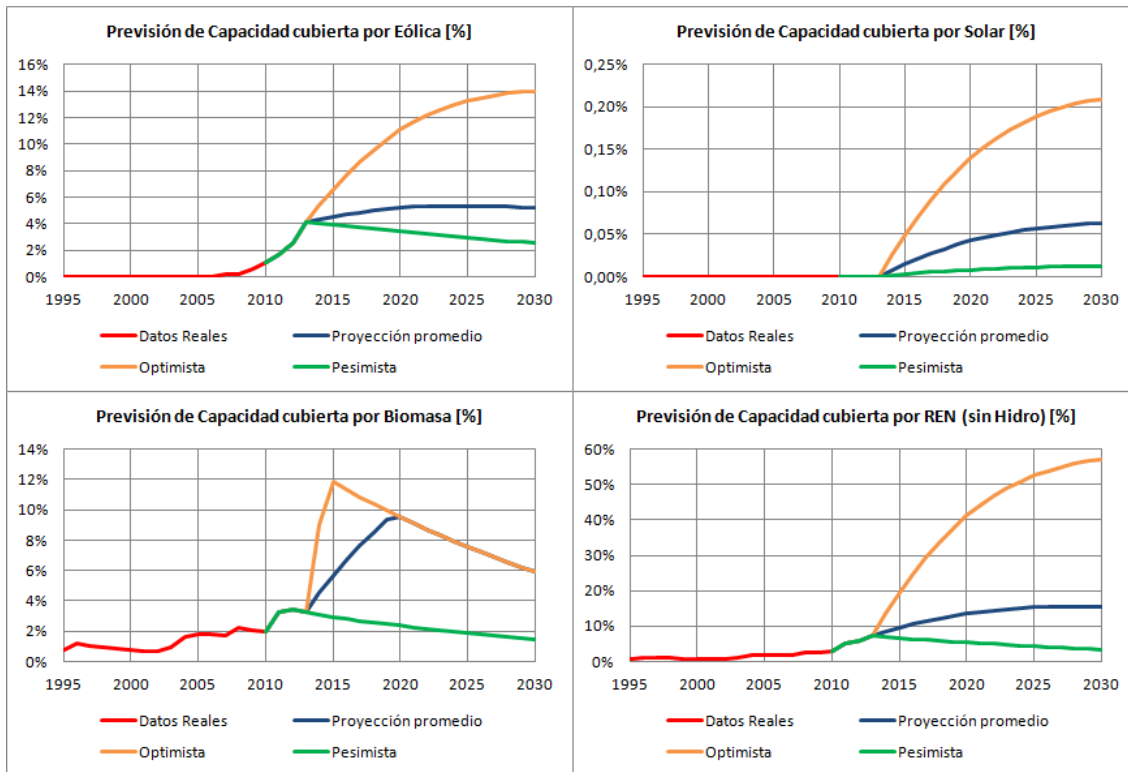


Figura 71: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso Subastas.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 71 se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 13.96% de la demanda de capacidad con energía eólica, un 0.21% con energía solar y un 5.91% con energía de biomasa. Por último, se estima que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 57.10% de la demanda de capacidad con potencia renovable sin hidroelectricidad, recordando que este valor está sobredimensionado, por lo explicado anteriormente.

Es importante destacar que en este caso, de incentivo del tipo subastas, a veces el incentivo se aplica solo a determinadas fuentes. Por ejemplo en el caso de Francia, solo iba enfocado a energía eólica y en el caso de Brasil a centrales mini-hidráulicas, eólicas y de biomasa. En el resto de los casos estudiados, es decir Irlanda, Reino Unido y Australia este incentivo está orientado a todas las tecnologías. Es por esto que la energía solar es la más perjudicada en este caso, ya que su crecimiento es notablemente bajo llegando solo a las decenas de mega watts instalados, a diferencia de los otros tipo de incentivo, en los cuales se tiene un menor crecimiento con respecto a las otras fuentes (claramente es una fuente muy nueva, por lo que

es normal que tuviera un crecimiento menor en las estadísticas), pero no se llega a estos valores tan bajos. Por otro lado, en el caso del crecimiento de biomasa, el rango pronosticado da valores muy altos debido a la incorporación del caso Brasileño en esta metodología, siendo un país donde este tipo de fuente de energía ha crecido en grandes cantidades por su gran disponibilidad.

5.3.1.4 Comparación resultados de capacidad por incentivo

En la Tabla 19 se muestran los valores de capacidad en mega watts que se alcanzan para el año 2030, con los rangos proyectados por la metodología (máximo, promedio y mínimo) para cada incentivo y divididos por fuente renovable.

Tabla 19: Comparación de rangos de cada incentivo por capacidad en MW para el año 2030.

Año 2030	Eólica	Solar	Biomasa	REN sin Hidro
Incentivo	Máximos Capacidad [MW]			
<i>Feed-In Tariff</i>	16.311	7.601	1.516	22.800
Cuotas	5.144	467	1.516	7.325
Subastas	3.582	54	1.516	14.651
	Promedios Capacidad [MW]			
<i>Feed-In Tariff</i>	4.041	1.729	1.079	5.802
Cuotas	1.541	118	1.256	3.373
Subastas	1.324	16	1.516	4.003
	Mínimos Capacidad [MW]			
<i>Feed-In Tariff</i>	462	2	401	928
Cuotas	80	6	473	1.723
Subastas	646	3	375	877

Fuente: Elaboración Propia

Además se presenta la Tabla 20, que muestra cuanto se cubre de la demanda de capacidad con los resultados de la tabla anterior.

Tabla 20: Comparación de rangos de cada incentivo por capacidad en % para el año 2030.

Año 2030	Eólica	Solar	Biomasa	REN sin Hidro
Incentivo				
Máximos Capacidad [%]				
<i>Feed-In Tariff</i>	63,6%	29,6%	5,9%	88,9%
Cuotas	20,0%	1,8%	5,9%	28,5%
Subastas	14,0%	0,2%	5,9%	57,1%
Promedios Capacidad [%]				
<i>Feed-In Tariff</i>	15,7%	6,7%	4,2%	22,6%
Cuotas	6,0%	0,5%	4,9%	13,1%
Subastas	5,2%	0,1%	5,9%	15,6%
Mínimos Capacidad [%]				
<i>Feed-In Tariff</i>	1,8%	0,01%	1,6%	3,6%
Cuotas	0,3%	0,02%	1,8%	6,7%
Subastas	2,5%	0,01%	1,5%	3,4%

Fuente: Elaboración Propia

En las Tablas 19 y 20, se puede apreciar que el incentivo *Feed-In Tariff* es el que asegura una mayor cantidad máxima y promedio de capacidad instalada a partir de las fuentes eólica, solar y también del total de renovables sin considerar a la hidroelectricidad.

Por otro lado, en el caso de las cantidades mínimas, no existe una tendencia clara de que un incentivo asegure una mayor cantidad de capacidad instalada. Sin embargo, en el caso de capacidad renovable (sin considerar a la hidroelectricidad), el sistema de cuotas resalta con una mayor cantidad mínima, siendo este un valor muy importante, ya que demuestra que al aplicar este tipo de incentivo se puede asegurar que las energías renovables aumentarán por lo menos en esta cantidad, pero no se asegura la estimulación de las fuentes por separado, para este tipo de incentivo según los resultados mostrados en esta misma tabla.

Además el incentivo de subastas es el que asegura los menores valores, salvo en el caso de biomasa, donde este resalta por sobre el resto. Esto sucede por la buena experiencia brasileña, donde se aprovecharon en gran medida los recursos disponibles de esta fuente renovable en este país. Esto se puede apreciar, ya que en el caso de subastas se llega al máximo no solo en las rectas máximas sino que también en la promedio, además en el primer caso lo hace antes que el resto de los incentivos.

En conclusión, se demuestra que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* por defecto tienden a estimular de manera más equiparada a las distintas fuentes, logrando mayores cantidades de capacidad instalada para cada fuente. Y por otro lado, los incentivos del tipo subastas demostraron ser los que han tenido peores resultados, pero no por esto se descarta de plano usar este tipo de incentivo orientado a estimular una o más fuentes específicas, considerando que el caso de Brasil demuestra que se puede tener una buena experiencia de igual forma con este incentivo, en especial con las fuentes de biomasa.

Además, debe considerarse que a pesar que el resultado es un rango y por lo tanto existe la posibilidad de que al adoptar un determinado incentivo considerando los resultados de este estudio (por ejemplo adoptando la opción de un incentivo *Feed-In Tariff*), se obtengan curvas por debajo de las esperables (al máximo o al promedio) y quizás menores a las curvas máximas de los otros incentivos. Sin embargo, debe entenderse que estos rangos entregan una idea estimativa del futuro y por lo tanto el resultado final depende mucho de que tan bien se diseñe el incentivo y los recursos disponibles de cada fuente renovable que tenga el país. Por lo tanto, para lograr superar con otro de los incentivos, los resultados obtenidos con el incentivo recomendado por esta metodología, sería necesario diseñar un gran incentivo para lograr parecerse a su curva máxima y tener una buena disponibilidad renovable. Es decir, la alternativa entregada por esta metodología seguramente tendría mejores resultados que en los otros casos.

5.3.2 Proyecciones de Generación

Para esta parte se calcularon proyecciones de generación diferenciadas por tipo de fuente e incentivo a partir de las proyecciones de capacidad anteriormente mostradas y factores de planta para cada fuente que se detallan en la Tabla 21.

Tabla 21: Factores de planta usados para calcular proyecciones de capacidad.

Fuente	Factor de Planta
Eólica	30%
Solar	20%
Biomasa	70%

Fuente: Elaboración Propia

Estos factores de planta se usan según lo considerado a nivel nacional entre los expertos, como por ejemplo [53] y [54] (los cuales pueden ser modificados según se haga un estudio más acabado a nivel nacional).

Debido a que para esta parte es necesario un factor de planta según tipo de fuente, no fue posible obtener las proyecciones de generación a partir de la capacidad de fuentes renovables sin hidroelectricidad, ya que obviamente está compuesto de diversas fuentes de energía.

De esta forma se obtuvieron los rangos de generación en Chile proyectados hasta el año 2030 que se muestran a continuación.

5.3.2.1 Caso *Feed-In Tariff*

A continuación se muestran las proyecciones de generación, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*.



Figura 72: Proyecciones de Generación para el caso *Feed-In Tariff*.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede ver en la Figura 72, aplicando en Chile un incentivo del tipo *Feed-In Tariff* se podría llegar en 2030 a generar como máximo 42.8 TWh a partir de energía eólica, 13 TWh con energía solar y 9.3 TWh con biomasa.

En la Figura 73 se muestra la demanda de energía (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de generación pronosticados en la Figura 72 y considerando un factor de pérdidas del 18% (estimación sacada de la referencia [74]).

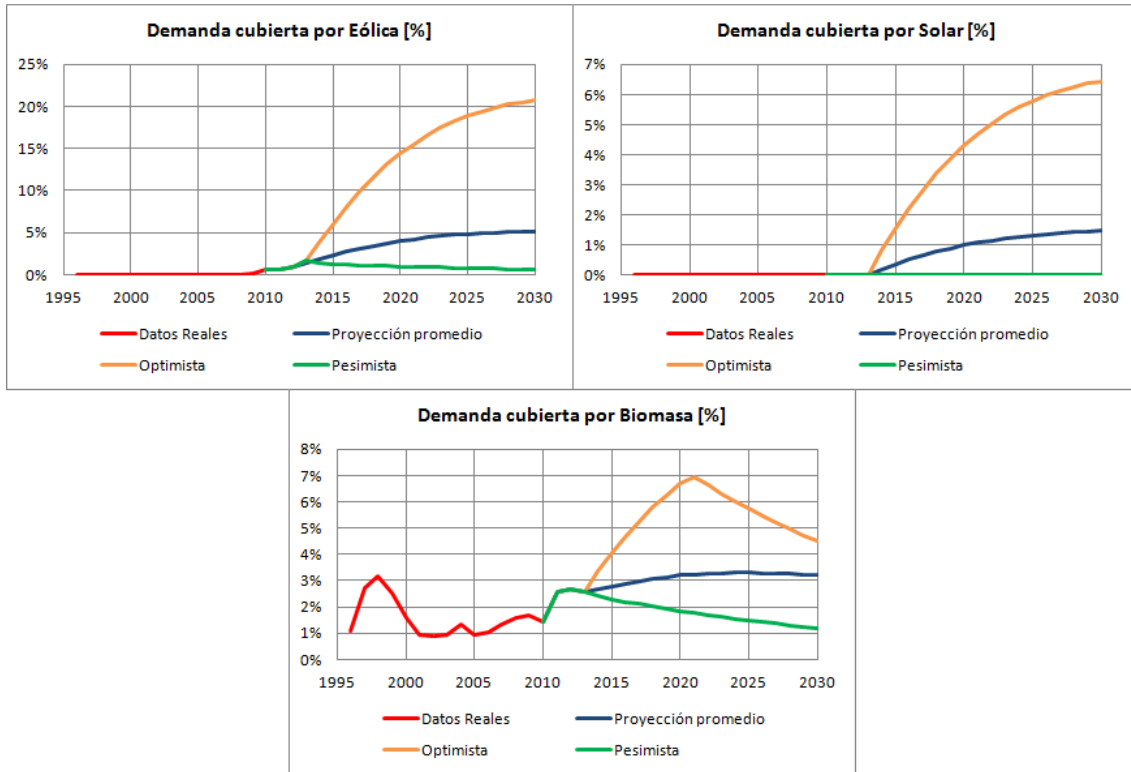


Figura 73: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso *Feed-In Tariff*.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 73, se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 20.7% de la demanda con energía eólica, un 6.4% con energía solar y un 4.5% con energía de biomasa.

5.3.2.2 Caso Cuotas

A continuación se muestran las proyecciones de generación, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se mantiene el actual incentivo de cuotas.

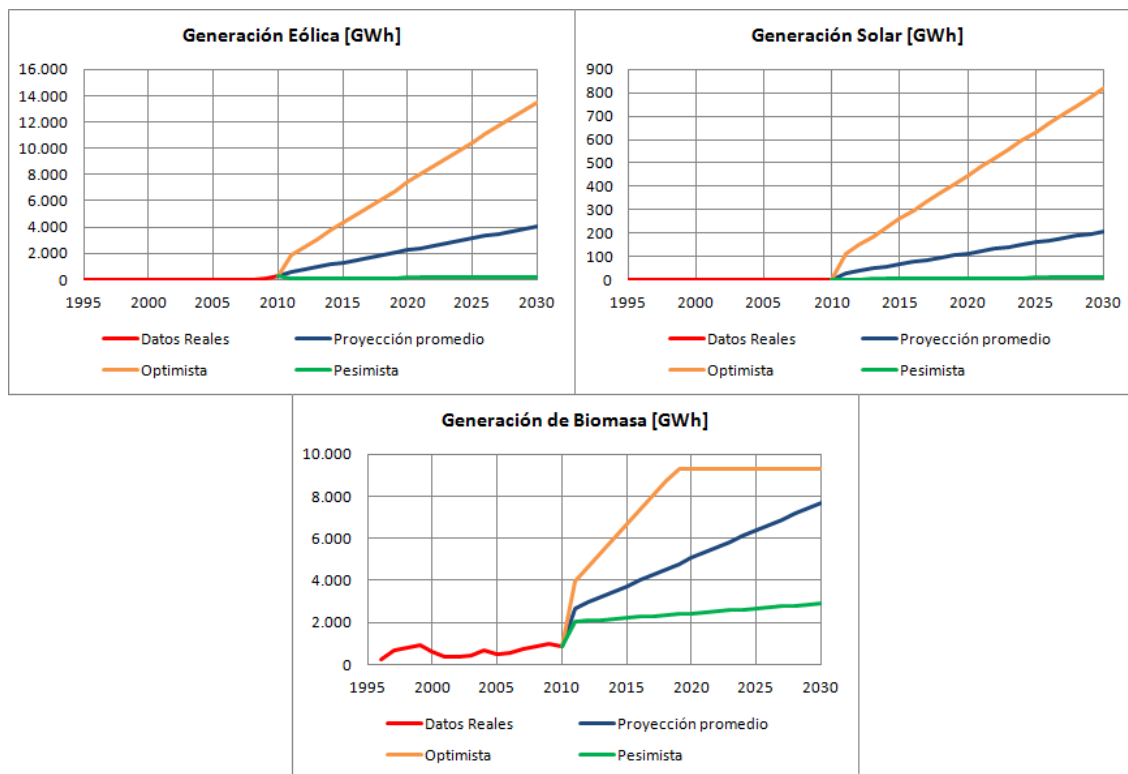


Figura 74: Proyecciones de Generación para el caso de Cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede ver en la Figura 74, manteniendo en Chile un incentivo del tipo cuotas se podría llegar en 2030 a generar como máximo 13.5 TWh a partir de energía eólica, 818 GWh con energía solar y 9.3 TWh con biomasa.

En la Figura 75 se muestra la demanda de energía (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de generación pronosticados en la Figura 74 y un factor de pérdidas del 18%.

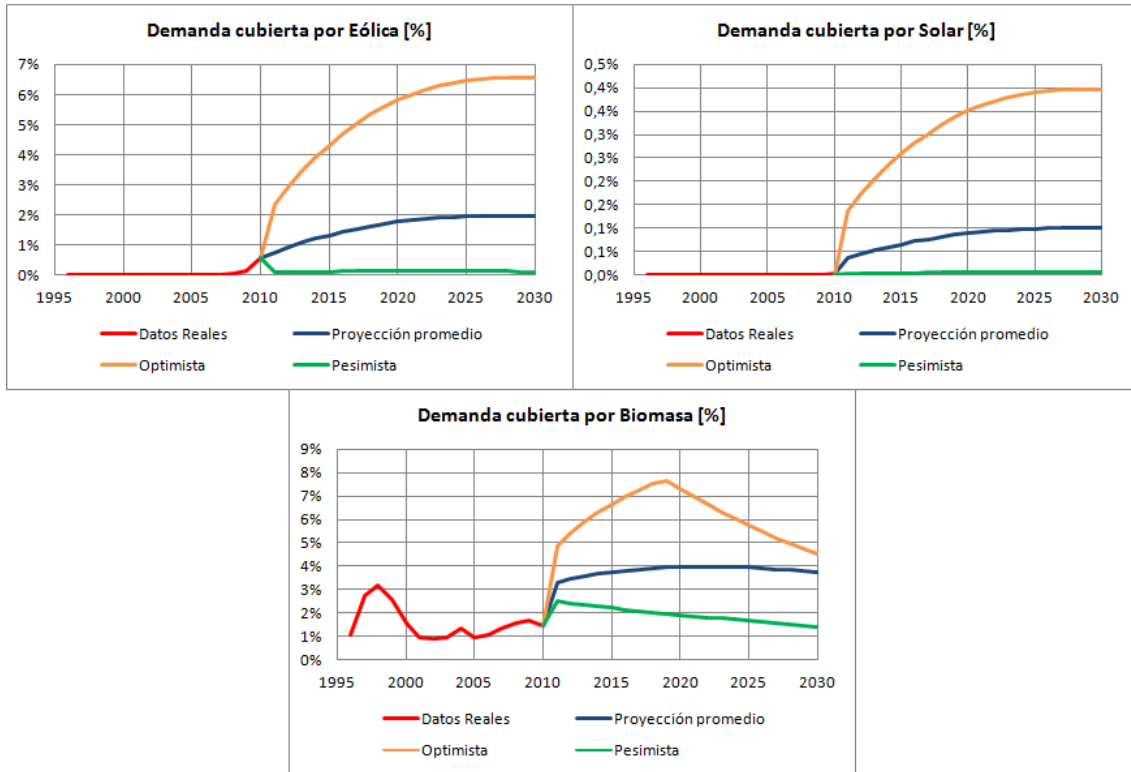


Figura 75: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso de Cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 75, se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 6.5% de la demanda con energía eólica, un 0.4% con energía solar y un 4.5% con energía de biomasa.

5.3.2.3 Caso Subastas

A continuación se muestran las proyecciones de generación, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo de subastas.

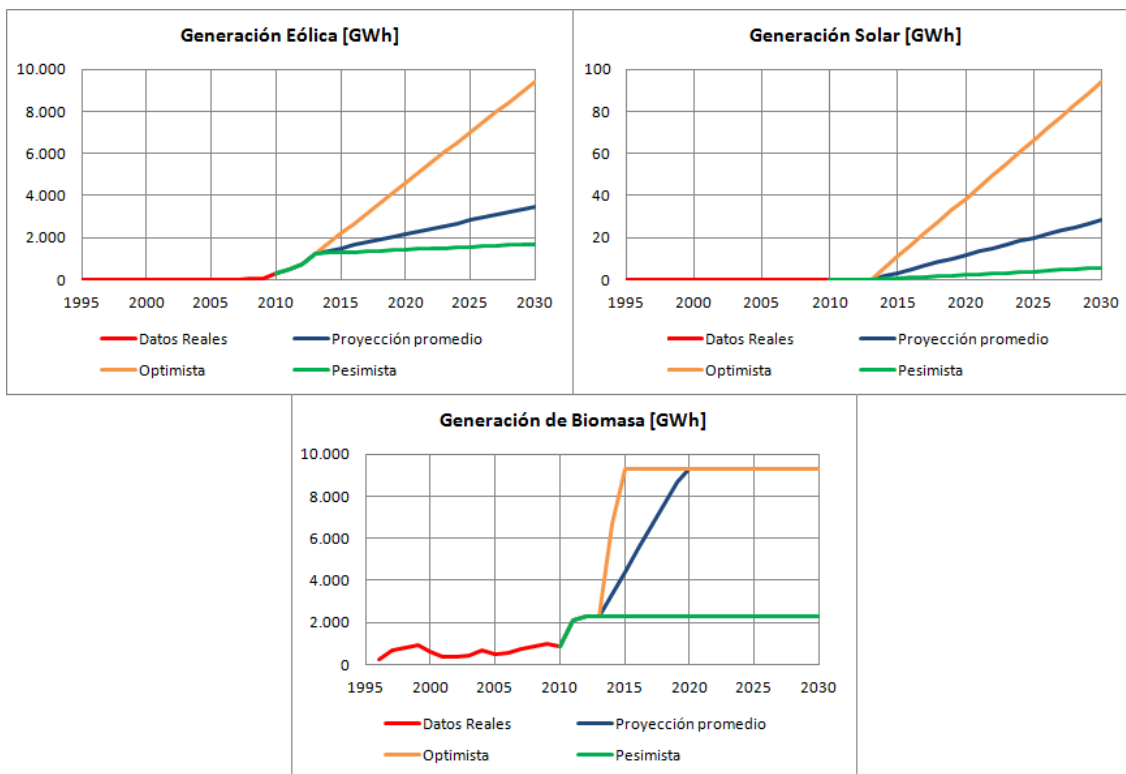


Figura 76: Proyecciones de Generación para el caso de Subastas.

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede ver en la Figura 76, aplicando en Chile un incentivo de subastas se podría llegar en 2030 a generar como máximo 9.4 TWh a partir de energía eólica, 94 GWh con energía solar y 9.3 TWh con biomasa (se puede llegar a este nivel desde el año 2015).

En la Figura 77 se muestra la demanda de energía (según los datos mostrados en la Tabla 18) que podría ser cubierta por las diferentes fuentes renovables, la cual fue obtenida a partir de los rangos de generación pronosticados en la Figura 76 y un factor de pérdidas del 18%.

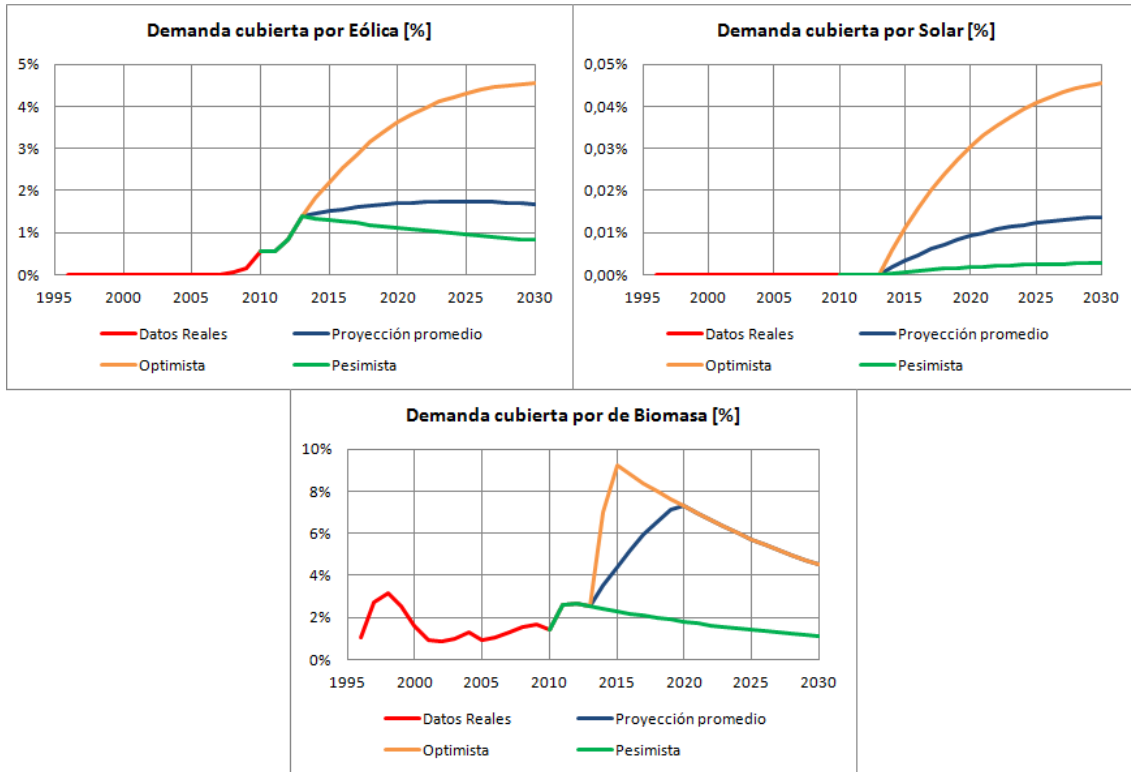


Figura 77: Demanda de capacidad cubierta por Renovables según proyecciones de caso de Subastas.

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 77, se puede apreciar que en 2030 se puede llegar a cubrir como máximo un 4.55% de la demanda con energía eólica, un 0.05% con energía solar y un 4.5 % con energía de biomasa.

5.3.2.4 Comparación resultados de generación por incentivo

En la Tabla 22 se muestran los valores de generación en giga watts hora que se alcanzan para el año 2030, en los rangos proyectados por la metodología (máximo, promedio y mínimo) para cada incentivo y divididos por fuente renovable.

Tabla 22: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en GWh para el año 2030.

Año 2030	Eólica	Solar	Biomasa
Incentivo Máximos Generación [GWh]			
<i>Feed-In Tariff</i>	42.866	13.317	9.296
Cuotas	13.520	818	9.296
Subastas	9.414	94	9.296
Promedios Generación [GWh]			
<i>Feed-In Tariff</i>	10.620	3.028	6.619
Cuotas	4.049	206	7.701
Subastas	3.481	28	9.296
Mínimos Generación [GWh]			
<i>Feed-In Tariff</i>	1.215	4	2.457
Cuotas	210	10	2.902
Subastas	1.698	6	2.297

Fuente: Elaboración Propia

Además se presenta la Tabla 23, que muestra cuanto se cubre de la demanda de energía con los resultados de la Tabla 22.

Tabla 23: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en % de la demanda para el año 2030.

Año 2030	Eólica	Solar	Biomasa
Incentivo	Máximos Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	20,74%	6,4%	4,5%
Cuotas	6,54%	0,4%	4,5%
Subastas	4,55%	0,05%	4,5%
	Promedios Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	5,14%	1,5%	3,2%
Cuotas	1,96 %	0,1%	3,7%
Subastas	1,68%	0,014%	4,5%
	Mínimos Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	0,59%	0,002%	1,2%
Cuotas	0,1%	0,01%	1,4%
Subastas	0,82%	0,003%	1,1%

Fuente: Elaboración Propia

En las Tablas 22 y 23 se pueden apreciar los mismos resultados del análisis de proyección de capacidad, ya que nuevamente el incentivo *Feed-In Tariff* es el que asegura una mayor cantidad máxima y promedio de generación a partir de las fuentes eólica y solar. Mientras que el incentivo de subastas es el más débil de los tres, destacando solo en la generación a partir de fuentes de biomasa.

Por otro lado, la Tabla 18 muestra los porcentajes de consumo que se podrían cubrir con fuentes renovables, datos importantes porque cuando se crean las metas de penetración renovable se suele apuntar a estos porcentajes.

Además, es importante considerar que el nuevo programa de gobierno apunta a cubrir un 20% de la matriz eléctrica con energías renovables no convencionales para el año 2020, por lo que los datos de porcentaje de demanda cubierta pueden ser útiles para apreciar si se puede lograr llegar a esta meta con alguno de los incentivos en especial. Por esta razón, en la Tabla 24 se muestran los mismos datos de la Tabla 23, pero para el año 2020.

Tabla 24: Comparación de rangos de cada incentivo por generación en % de la demanda para el año 2020.

Año 2020	Eólica	Solar	Biomasa
Incentivo	Máximos Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	14,45%	4,3%	6,7%
Cuotas	5,82%	0,4%	7,3%
Subastas	3,62%	0,03%	7,3%
	Promedios Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	4,01%	1,0%	3,2%
Cuotas	1,76%	0,1%	4,0%
Subastas	1,7%	0,009%	7,3%
	Mínimos Generación [%]		
<i>Feed-In Tariff</i>	0,97%	0,001%	1,9%
Cuotas	0,11%	0,004%	1,9%
Subastas	1,13%	0,002%	1,8%

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 24, se puede apreciar que solo con energía eólica se podría llegar a cubrir casi un 15% del consumo eléctrico, esto si se aplica un incentivo *Feed-In Tariff* diseñado de la mejor manera posible. Por otro lado, si consideramos la suma de los porcentajes promedios de cada fuente para el incentivo *Feed-In Tariff*, se puede llegar a cubrir casi un 9% de la demanda de energía, esto sin considerar la mini hidráulica y la geotérmica, por lo cual se ven grandes posibilidades de llegar a un 20% para el 2020 si se cambia el incentivo a uno del tipo *Feed-In Tariff*. En el resto de los incentivos no se ven grandes posibilidades de lograr este objetivo.

5.4 Propuesta de Perfeccionamiento para la metodología

En esta parte se entregará una idea para mejorar la metodología recién explicada, la cual podría ser desarrollada a futuro y tiene como fin acotar el rango de posibilidades entregadas por la metodología presentada en esta tesis.

Esta consiste en elegir un país, de los usados en la metodología para desarrollar los rangos de cada incentivo, el cual en base a ciertos criterios pueda ser considerado como similar (o lo más similar posible) al país en estudio (en este caso Chile). De esta forma, se usarán los datos de crecimiento de este país en particular (el similar) para estimar el posible crecimiento del país en estudio, es decir en vez de un rango se entregara una recta que sería la más probable de crecimiento. Este probable crecimiento se puede complementar con un rango porcentual de error así como también, con la elección de más de un país similar para poder obtener un rango, pero esta vez más acotado que los obtenidos con la metodología expuesta en esta tesis.

Para ejemplificar esta proposición de mejora, se eligieron países similares a Chile dentro de los usados en la metodología de creación de los rangos de los tres incentivos principales y se obtuvo el crecimiento esperado para Chile al adoptar cada uno de estos incentivos en base al crecimiento del país elegido.

Se escogió a Irlanda para los casos de incentivos del tipo *Feed-In Tariff* y Subastas ya que según el Ministerio de Energía este país se considera como similar económicamente a Chile¹. Por otro lado, para el caso de Obligación de Cuotas se escogió a Polonia como el país similar a Chile, ya que dentro del conjunto de países utilizados en la metodología para crear el rango correspondiente a este incentivo es el que tiene valores económicos más cercanos a los chilenos, como se puede apreciar en los datos de los países considerados en la metodología disponible en el Anexo C.

A continuación se presentan las proyecciones, obtenidas usando estos países similares, de las fuentes eólicas, de biomasa y renovable sin hidroeléctrica. No se pudo proyectar la energía

¹ Dato obtenido de la página web siguiente: <http://www.energiaparachile.cl/comparativa/comparacion-con-economias-desarrolladas-de-tamano-similar-pib/>

solar porque Irlanda y Polonia no tienen proyectos solares, por lo tanto si se busca mejorar de esta forma la metodología se necesita buscar un país o países no solo similares sino que además sirvan para proyectar todos los tipos de fuentes renovables.

5.4.1 Proyección Única *Feed-In Tariff*

A continuación se muestran las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*, usando solo los datos estadísticos de Irlanda.

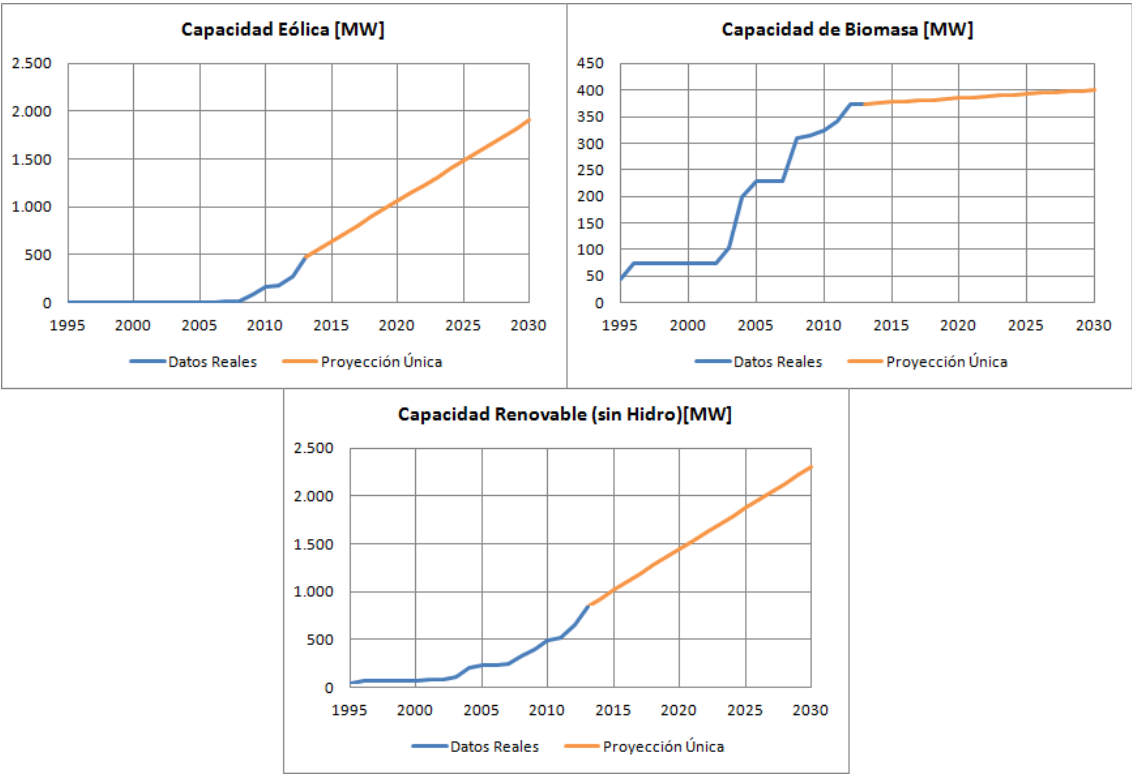


Figura 78: Proyección Única en caso *Feed-In Tariff*
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Figura 78, cambiando en Chile el incentivo existente por uno del tipo *Feed-In Tariff* se podría llegar en 2030 a tener instalados 1.9 GW de potencia eólica, 401 MW de potencia de biomasa y 2.3 GW de potencia renovable sin hidroelectricidad.

En la próxima figura se muestra el comportamiento de la proyección obtenida con este método con respecto al rango obtenido con la metodología que considera al resto de los países, que aplicaron un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*.

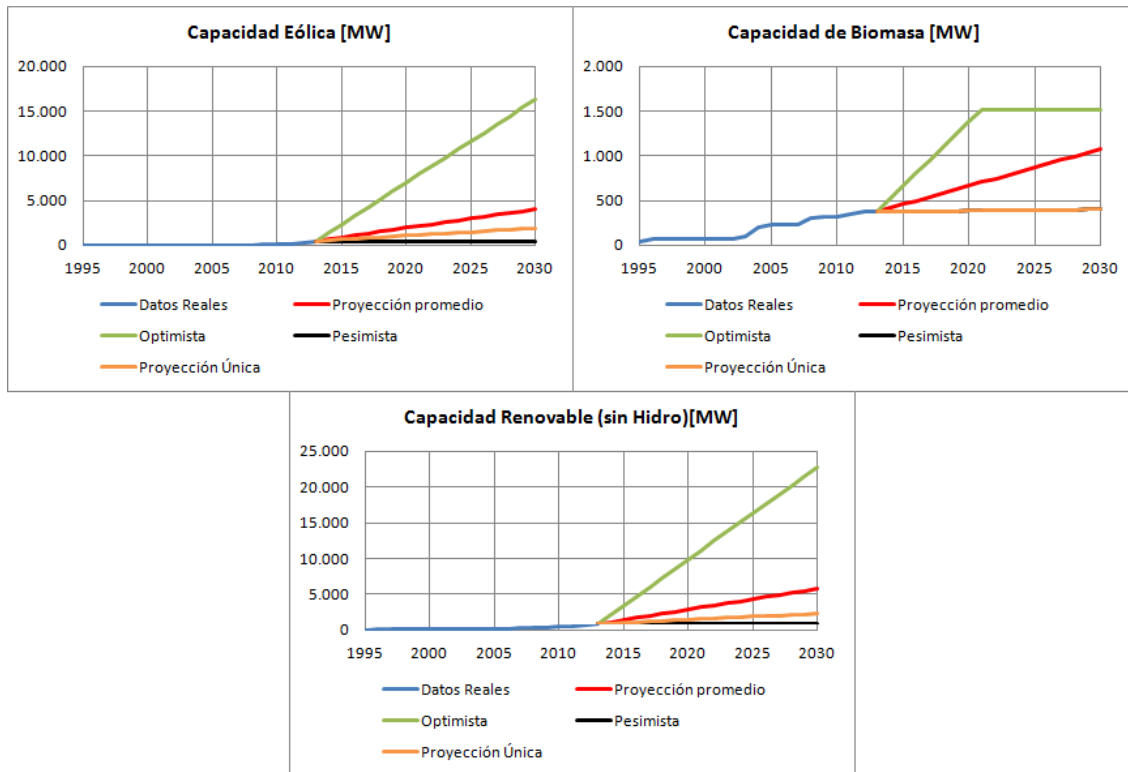


Figura 79: Proyección Única con rangos en caso *Feed-In Tariff*
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 79, se puede observar que las curvas de crecimiento obtenidas solo usando los datos estadísticos de Irlanda en el caso de aplicar un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*, tienden a acercarse más a la recta pesimista del rango obtenido con la metodología presentada en esta tesis.

5.4.2 Proyección Única Obligación de Cuotas

A continuación se muestran las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo del tipo Obligación de Cuotas, usando solo los datos estadísticos de Polonia.

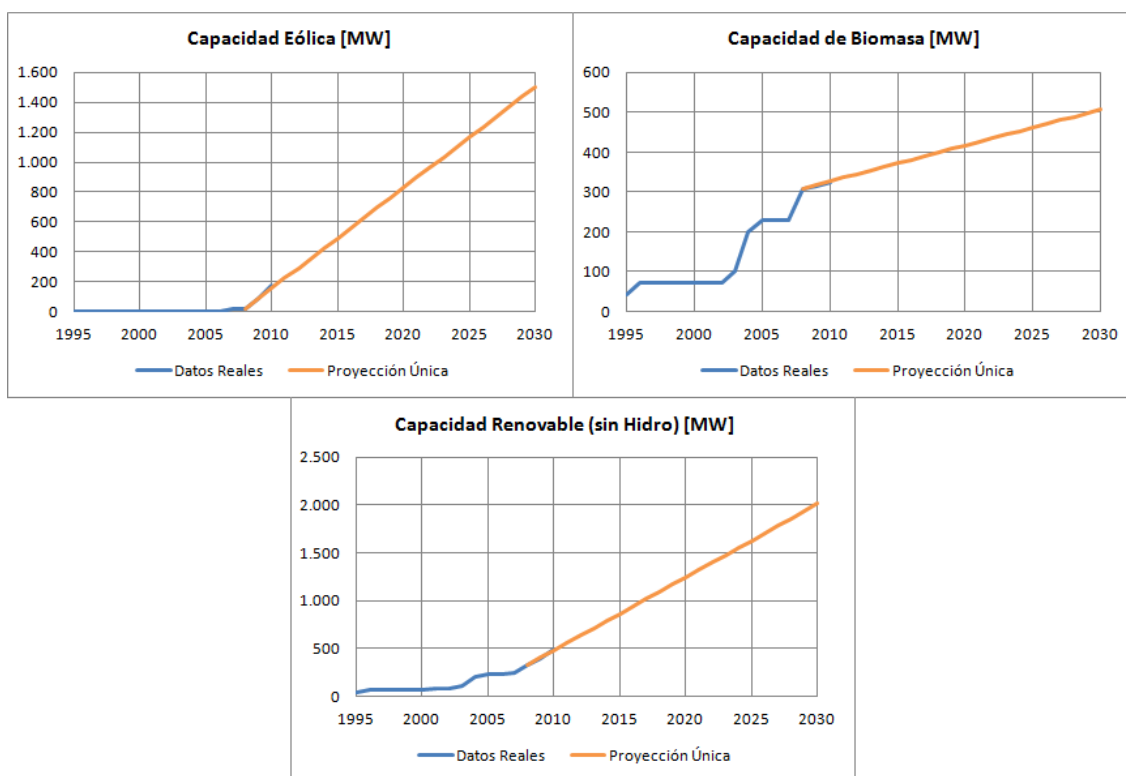


Figura 80: Proyección Única en caso Obligación de Cuotas.
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Figura 80, cambiando en Chile el incentivo existente por uno del tipo Obligación de Cuotas se podría llegar en 2030 a tener instalados 1.5 GW de potencia eólica, 508 MW de potencia de biomasa y 2 GW de potencia renovable sin hidroelectricidad.

En la próxima figura se muestra el comportamiento de la proyección obtenida con este método con respecto al rango obtenido con la metodología que considera al resto de los países, que aplicaron un incentivo del tipo Obligación de Cuotas.

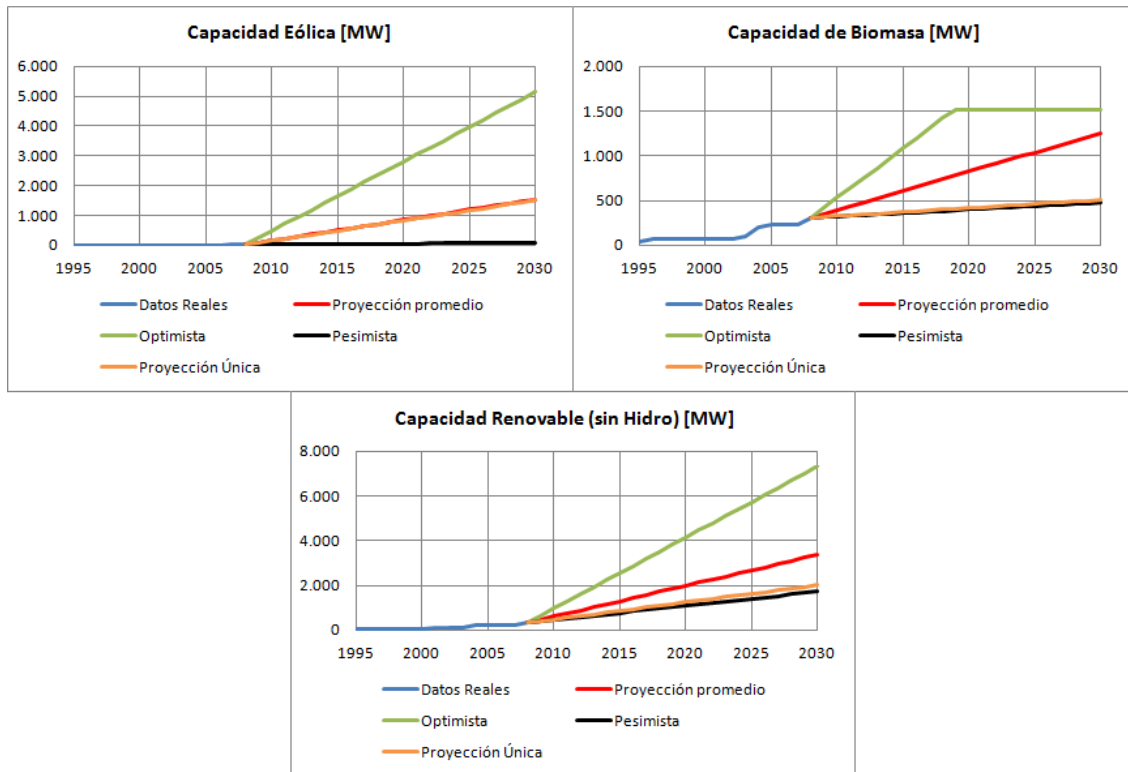


Figura 81: Proyección Única con rangos en caso Obligación de Cuotas.
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 81, se puede observar que las curvas de crecimiento obtenidas solo usando los datos estadísticos de Polonia en el caso de aplicar un incentivo del tipo Obligación de Cuotas, tienden a acercarse más a la recta pesimista del rango obtenido con la metodología presentada en esta tesis. Sin embargo, en el caso de la fuente eólica la recta obtenida es muy similar a la recta promedio de la metodología original.

5.4.3 Proyección Única Subastas

A continuación se muestran las proyecciones de capacidad, por fuente renovable, obtenidas para Chile, si se cambia el incentivo actual por un incentivo del tipo Subastas, usando solo los datos estadísticos de Irlanda.

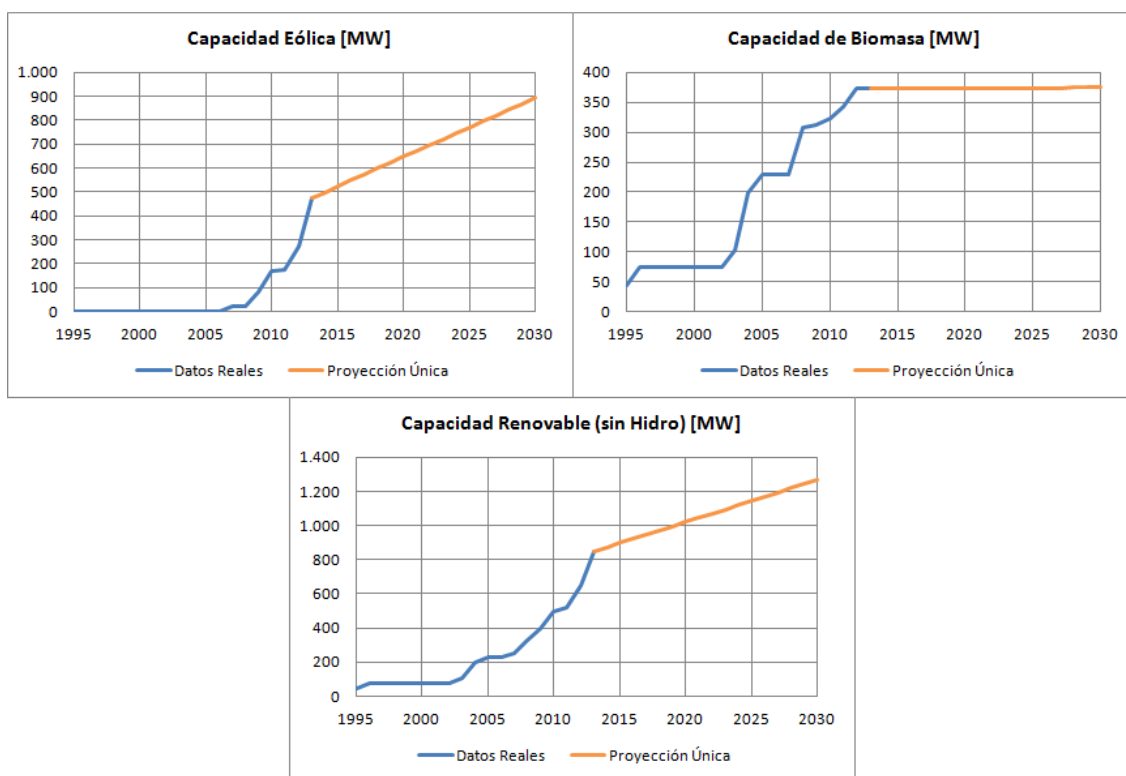


Figura 82: Proyección Única en caso de Subastas.
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la Figura 82, cambiando en Chile el incentivo existente por uno del tipo Subastas se podría llegar en 2030 a tener instalados 894 MW de potencia eólica, 375 MW de potencia de biomasa y 1.3 GW de potencia renovable sin hidroelectricidad.

En la próxima figura se muestra el comportamiento de la proyección obtenida con este método con respecto al rango obtenido con la metodología que considera al resto de los países, que aplicaron un incentivo del tipo Subastas.

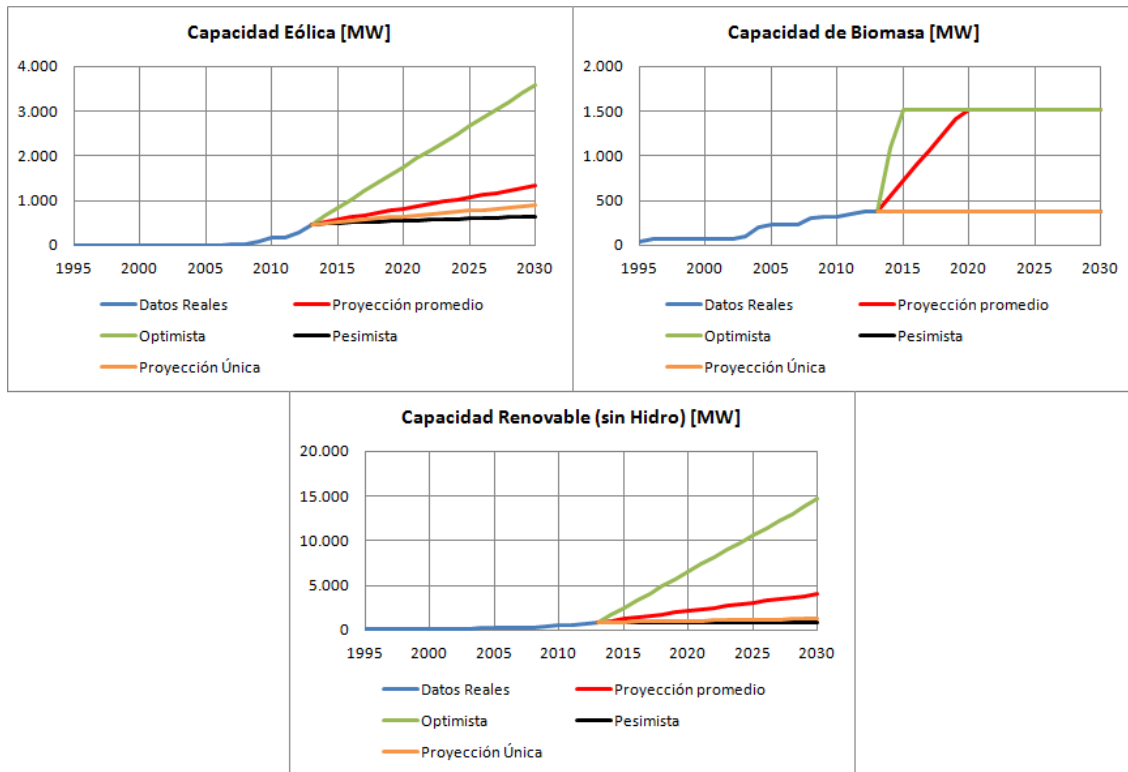


Figura 83: Proyección Única con rangos en caso de Subastas.
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 83, se puede observar que las curvas de crecimiento obtenidas solo usando los datos estadísticos de Irlanda en el caso de aplicar un incentivo del tipo Subastas, tienden a acercarse más a la recta pesimista del rango obtenido con la metodología presentada en esta tesis.

5.4.4 Comparación de Resultados de capacidad por incentivo con proyecciones únicas

En la Tabla 25 se muestran los valores de capacidad en mega watts que se alcanzan para el año 2030, con los rangos proyectados según las estadísticas de un solo país similar a Chile, para cada incentivo y divididos por fuente renovable.

Tabla 25: Comparación de proyecciones únicas por incentivo en MW para el año 2030.

Año 2030		Capacidad [MW]	
Incentivo	Eólica	Biomasa	REN sin Hidro
<i>Feed-In Tariff</i>	1.905	401	2.306
Cuotas	1.506	508	2.013
Subastas	894	375	1.269

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 25, se puede apreciar que el incentivo *Feed-In Tariff* es el que asegura una mayor cantidad de capacidad instalada a partir de las fuentes eólica y del total de renovables sin considerar a la hidroelectricidad. Por otro lado, con el incentivo del tipo Cuotas se obtienen los mejores resultados en capacidad instalada de energía en base a biomasa. Por último, el incentivo del tipo Subastas tiene los peores resultados en las proyecciones de todas las fuentes estudiadas.

En conclusión, con este método se obtienen resultados más específicos y por lo tanto es más fácil concluir que incentivo puede llevar a los mejores resultados dependiendo de la fuente renovable se quiere estimular.

Capítulo 6 Conclusiones

Se reconoció en Chile una política de promoción para las energías renovables basada en una Obligación de Cuotas (RPS) con certificados renovables. La cual ha demostrado, en el caso del Reino Unido, ser un gran incentivo económico para la realización de proyectos renovables.

Sin embargo, si queremos asegurarnos de que este es el incentivo adecuado para el país, es necesario conocer y analizar la posible aplicación de otros tipos de políticas para promocionar a las energías renovables. Por esta razón se conocieron y estudiaron los distintos tipos de incentivos que son usados en el mundo (además del sistema de cuotas), para estimular el crecimiento de las energías renovables. Especial atención se puso en los incentivos principales, ya que el desarrollo de las energías renovables que pueda tener un país depende fuertemente de este.

Luego, para analizar los resultados del incentivo chileno se conocieron los incentivos renovables que han sido aplicados en todo Latinoamérica, junto a las ventajas y desventajas de cada uno. Catalogando estos incentivos dentro de uno de los tres mecanismos principales de integración (*Feed-In Tariff*, Cuotas o Subastas).

Se analizaron los resultados obtenidos por los incentivos renovables de cada país latinoamericano, a través de las evoluciones que tuvieron las diferentes energías renovables una vez que se aplicó el determinado incentivo. Luego, se compararon los resultados obtenidos en todos los países latinoamericanos con algún incentivo principal, comparando las evoluciones desde el año 1995, así como el crecimiento que se ha tenido desde la aplicación de cada incentivo, a través de la pendiente de crecimiento obtenida de la evolución de las energías renovables durante los períodos en que ha estado activo cada incentivo respectivo.

Como resultado de este análisis comparativo entre los diversos incentivos renovables latinoamericanos, se concluyó que los incentivos del tipo Subastas (aplicados en Uruguay y Brasil), junto al incentivo de Obligación de Cuotas (aplicado en Chile) son los que han tenido mejores resultados en las energías renovables estudiadas (eólica, solar y biomasa), en lo que se refiere a crecimiento del uso de energías renovables. Encontrándose en primer lugar el incentivo de Subastas uruguayo, cuyo crecimiento promedio durante el tiempo de vida de su

incentivo es muy superior al resto. Luego se encuentran los incentivos de Subastas de Brasil y el de Obligación de Cuotas de Chile. Por otro lado, los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* (aplicado en Argentina y Ecuador) resultan ser los que han tenido peores resultados, con los menores crecimientos del uso de energías renovables durante el período de tiempo en que han estado activos, por lo que es necesario modificarlos para poder mejorar en el futuro.

Además, considerando que la idea central de un incentivo a las energías renovables es lograr estimular el uso de la mayor cantidad de fuentes renovables, aprovechando los recursos disponibles en el país, podemos concluir que ninguno de los incentivos latinoamericanos ha logrado esto a cabalidad, por lo cual es necesario modificar estos incentivos para que logren estimular al resto de las fuentes. Por otro lado, existen incentivos que solo llevan 3 o 4 años activos, por lo que es necesario dar un poco de tiempo a estos para poder realizar un mejor análisis y concluir si son suficientes como están o hay que aplicar algún cambio importante.

Como resumen de la comparación de los incentivos latinoamericanos, el incentivo chileno es bien evaluado en comparación al resto de Latinoamérica. Sin embargo, al comparar este crecimiento con el de países desarrollados, es observable que el crecimiento chileno todavía es bajo en comparación a estos. Además no se ha cumplido con estimular a una mayor cantidad de fuentes renovables por igual.

Al comparar incentivos a nivel internacional, se encuentran resultados distintos a los de la comparación latinoamericana, en este caso los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* han tenido los mayores crecimientos entre los países estudiados, por lo cual se concluye que la mala experiencia latinoamericana con este incentivo no implica que este tipo de incentivo no deba ser considerado y debe analizarse con más detalle.

Debido a la dificultad que existe entonces para concluir que tipo de incentivo puede estimular un mayor crecimiento en el uso de renovables, y considerando el hecho de que el país espera estar al nivel de los países europeos de aquí a 10 o 20 años, se procedió a analizar como crecerían las energías renovables en el país con el actual incentivo y cambiándolo por otro de los incentivos principales (*Feed-In Tariff* y Subastas Competitivas). Es decir, el trabajo se enfocó en el crecimiento de las energías renovables al aplicar un determinado incentivo,

dejando de lado los costos asociados y los beneficios extras que conlleva aplicar cada uno de los incentivos.

Este trabajo desarrolla una metodología que estima rangos de impacto en el despliegue de las ERNC en función del mecanismo de integración usado para incentivar una determinada fuente renovable (o todas en general). La metodología utiliza datos estadísticos de países que han implementado tres tipos de incentivo: *Feed-in Tariff*, Cuotas y Subastas. Los resultados se entregan en indicadores correspondientes a la estimación de los valores máximo, mínimo y promedio de capacidad instalada en MW en una frontera de tiempo de 20 años.

La metodología no pretende entregar un valor preciso de cuanto crecerán las energías renovables al adoptar un determinado incentivo, sino que realiza una comparación cuantitativa entre los posibles incentivos principales a adoptar y entrega rangos esperados para el crecimiento de las renovables. El resultado final dependerá del diseño concreto del incentivo y de la disponibilidad de recursos del país bajo análisis.

En particular la metodología se construyó en base a los resultados que cada incentivo ha tenido históricamente en distintos países, comparando por fuentes y además considerando la mayor cantidad de casos posibles, tanto positivos como negativos. De esta forma se puede no solo conocer las mejores experiencias (como la Alemana en el caso de *Feed-In Tariff* y la brasileña en el caso de Subastas) sino que los casos en los cuales el incentivo no resultó como se esperaba.

La metodología entrega una estimación del valor máximo al cual aspirar (recta optimista) con un determinado incentivo y un valor mínimo (recta pesimista) que se puede esperar para el crecimiento futuro de las energías renovables en un determinado país. Un supuesto importante del método considera que si el incentivo se aplica de buena forma debería acercarse más a la primera recta (optimista).

Los resultados indican que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* tienen mayor eficacia en general, llegando a tener mayores valores en los indicadores de máximos y promedios de las fuentes renovables a través de este incentivo, en los casos de energía eólica, solar y renovable sin considerar a la hidroelectricidad. La única excepción se presenta en el caso de la biomasa,

donde el mecanismo de subasta es el que exhibe los mejores resultados, especialmente notorio es el efecto del caso brasileño.

Por otro lado, para fuentes renovables distintas de la biomasa, los incentivos del tipo subastas han tenido los peores resultados a nivel mundial.

En el caso de la energía geotérmica, solo dos países dentro del universo de países estudiados tienen proyectos que utilizan esta energía, Austria y Alemania, ambos con capacidades muy pequeñas de capacidad instalada, por lo cual no se puede deducir mucho sobre esta energía. Sin embargo, ambos países tienen un incentivo del tipo *Feed-In Tariff*, por lo cual se sigue demostrando que este tipo de incentivo es el que logra estimular a las fuentes renovables de manera más equiparada, a diferencia de los otros incentivos que estimulan de manera más específica.

En particular en Chile, la metodología concluye que se puede tener los mejores resultados de crecimiento renovable, cambiando el incentivo actual del tipo cuotas por uno del tipo *Feed-In Tariff*, teniendo incluso la posibilidad real de llegar a un 20% de generación de ERNC para el año 2020. A pesar de lo anterior, es importante destacar que los incentivos del tipo *Feed-In Tariff* necesitan de una gran capacidad económica del país, ya que se compensa el crecimiento del uso de las fuentes renovables con el precio acordado por estas fuentes. Por lo cual es necesario analizar profundamente este incentivo si se quiere implementar. Además, como se mencionó este incentivo no solo busca incrementar el uso de renovables, sino que además el desarrollo tecnológico del país y la cantidad de trabajos (estimulando una nueva industria tecnológica a nivel local). Por lo tanto, es necesario analizar si el país tiene la capacidad tecnológica para desarrollar esta industria, ya que de otra forma el incremento de los costos por el incentivo terminará beneficiando el crecimiento de industrias extranjeras.

La Metodología puede ser mejorada agregando los datos de más países, ojalá de todos los que han usado algún tipo de incentivo, ya que de esta forma, se mejora y corrige el método para cada incentivo, considerando las experiencias positivas o negativas de países que no pudieron ser agregados, y por lo tanto teniendo una idea más completa de lo que podría pasar al adoptar un determinado incentivo.

Otra mejora que se puede lograr en esta metodología una vez que se tenga una gran base de datos, es la separación de rangos en más categorías. Esta separación se puede hacer según las diferencias que puedan influir en la cantidad de capacidad que se podría instalar, para tener modelos más específicos y que dependan de más variables además del tipo de incentivo principal. Por ejemplo, se podría separar según diferentes características del incentivo *Feed-In Tariff* (como si se usan primas o precios fijos) o en el caso de cuotas según los niveles de obligación. De esta forma se puede no solo analizar el tipo de incentivo, sino que también qué características son mejores y se deberían considerar al momento de implementarlo.

Otro detalle de la metodología, es que debe ser complementado por los potenciales técnicos alcanzables del país estudiado, para acotar las rectas de crecimiento de cada fuente renovable. Por otro lado, esta metodología, considerando los países que se usaron, debe servir para todos los países que tengan un PIB entre 75.489 y 1.572.775 MMUS\$ y un PIB per cápita entre 10.567 y 25.368 US\$ al momento de aplicar el incentivo, ya que de esta forma el país está económicamente situado entre los países considerados para el desarrollo de la metodología de esta tesis (en el momento de la aplicación de su incentivo correspondiente).

Además es importante destacar, que siempre se debe considerar la posibilidad de mezclar los incentivos principales, aplicando al mismo tiempo más de uno, por ejemplo manteniendo una obligación de cuotas en general y otorgando primas o precios fijos para determinada fuente que se quiera incentivar en mayor proporción, o subastando contratos de algún tipo de fuente si se quiere aumentar la capacidad de esta, mientras se mantiene otro de los dos incentivos. Esta metodología sirve bastante para el diseño de un incentivo mixto, ya que entrega curvas distintivas según el tipo de fuente renovable, por lo cual se puede tener una idea de cómo crece cada fuente con un tipo de incentivo separado.

Por último, según opinión propia y sin considerar factores económicos ni tecnológicos, es perfectamente posible aplicar un incentivo *Feed-In Tariff* del tipo *premium*, el cual es completamente compatible con el mercado actual, y por lo tanto necesitaría menos modificaciones reglamentarias. Sin embargo, según la referencia [58] al variar continuamente los sistemas de promoción en un mismo país (ej: Holanda) se producen incertezas, lo cual desmotiva a los inversionistas de energías renovables. Por esta razón, también debe

considerarse la idea de mantener la base del actual sistema de promoción (sistema de obligación de cuotas) y analizar la factibilidad de pequeñas modificaciones para solucionar los problemas existentes.

Entre las modificaciones que se podrían agregar se sugieren las siguientes:

- Agregar un sistema de subsidios para promocionar la instalación de centrales. Este subsidio puede ser diferenciado por el tipo de tecnología de manera que se incentiven en mayor medida las tecnologías que no surgen automáticamente con el sistema de cuotas.
- Además se pueden agregar sistemas de impuestos a centrales contaminantes o a todos los tipos de centrales con excepción de las ERNC. Estos fondos se pueden usar para financiar otros métodos de promoción como los subsidios recién mencionados.
- Agregar un sistema *Feed-In Tariff* (fija o *premium*) para pequeños generadores como en el caso de Italia. Se ha demostrado en el caso de Alemania que una alta tarifa a generadores de baja capacidad solar incrementa mejor la capacidad total instalada de esta tecnología. [58]
- Otro método es aplicar un sistema de cuotas diferenciales según tipo de tecnología.

Capítulo 7 Referencias

- [1] C. Böhringer, T. Hoffmann y T. F. Rutherford. 2007. Alternative Strategies for promoting Renewable Energy in EU Electricity Markets. *Applied Economics Quarterly* 53: 9–30.
- [2] REN 21. 2012. Renewables 2011, Global Status Report. [en línea] <<http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/tabid/5434/Default.aspx>> [consulta: Junio 2012]
- [3] Programa de Gobierno de Chile. Energía para un Desarrollo Sustentable [en línea] <<http://www.gob.cl/programa-de-gobierno/oportunidades/energia/>> [consulta: marzo 2012]
- [4] M. Ragwitz et al. 2005. Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States
- [5] A. Klein. A. Held. M. Ragwitz. G. Resch. T. Faber. 2010. Evaluation of different feed-in tariff design options. Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research.
- [6] A. Lumijärvi 2007. Renewable energy promotion instruments, Green Stream. [en línea] <http://www.fortum.com/gallery/press/kannanottoja/Renewable_energy_promotion_instruments.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [7] P. Menanteau. D. Finon y M. L. Lamy. 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31: 799-812.
- [8] J. I. Barona. 2010. Estudio de Portafolios de Generación ERNC bajo el marco de la ley de fomento 20.257. Memoria de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- [9] T. Faber et al. 2001. Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries. Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology
- [10] F. Beck y E. Martinot. 2004. Renewable Energy Policies and Barriers. Forthcoming in *Encyclopedia of Energy*, Cutler J. Cleveland, ed. (Academic Press/Elsevier Science).

- [11] European Renewable Energy Council (EREC) Renewable Energy Policy Review – Ireland [en línea] <http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Projcet_Documents/RES2020/IRELAND_RES_Policy_Review_09_Final.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [12] Department of Communications, Energy and Natural Resources Alternative Energy Requirement Programme [en línea] <<http://www.dcenr.gov.ie/NR/rdonlyres/2E9CE305-4C9D-4CE2-87E2-2FB8DF13A6AD/0/AERProgramme2005.doc>> [consulta: marzo 2012]
- [13] E. Jolivet. 2006. Cultural Influences on Renewable Energy Acceptance and Tools for the development of communication strategies to promote acceptance among key actor groups - Case 11: EOLE 2005 wind energy programme [en línea] < http://www.esteem-tool.eu/fileadmin/esteem-tool/docs/CASE_11_def.pdf> [consulta: marzo 2011]
- [14] International Energy Agency (IEA) 2004. Renewable Energy, Market & Policy Trends in IEA Countries [en línea] <http://books.google.cl/books?id=Xp1Umk5Pyq8C&pg=PA113&lpg=PA113&dq=australia+renewable+energy+policy+RECP&source=bl&ots=iLX7yYiCI&sig=jXkqbMYVDxm44nsTfwAmClbcO6g&hl=es&ei=rGlqTuvkHNGjtgeKgZHbBQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=9&ved=0CGoQ6AEwCA#v=onepage&q=australia%20renewable%20energy%20policy%20RECP&f=false> [consuta: marzo 2012]
- [15] International Energy Agency (IEA) 2005. Energy Policies of IEA Countries – Australia 2005 Review [en línea] <http://books.google.cl/books?id=VWyVdbTJ5nQC&pg=PA87&lpg=PA87&dq=australia+RECP&source=bl&ots=Gj50MwrA2X&sig=pUau_94C8bkpFW3o3K0nvOPNkyQ&hl=es&ei=bFtqTrnWNMTAtgf4uMTFBQ&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=4&ved=0CDIQ6AEwAw#v=onepage&q=australia%20RECP&f=false> [consulta: marzo 2012]
- [16] Ofgem. The Renewables Obligation, Ofgem’s second annual report [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/ad/Documents1/4405%20-%20RO%20Second%20annual%20report%2020032004%201402.pdf>> [consulta: marzo 2012]

- [17] Ofgem. The Renewables Obligation Buy-Out Fund: Late Payments 2005-2006 [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/16512-ofgem59.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [18] Ofgem. The renewables obligation buy-out fund (2006-2007) [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/ofgem42.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [19] Ofgem. Renewables Obligation: Annual Report 2007-2008 [en línea] <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Annual%20report%202007-08_Version%204.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [20] Ofgem. Renewables Obligation: Annual Report 2008-2009 [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/Annual%20Report%202008-09.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [21] Ofgem. Renewables Obligation: Annual Report 2009-10 [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/RenewablObl/Documents1/RO%20Annual%20Report%202009-10.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [22] Ofgem. The Renewables Obligation buy-out price and mutualisation ceiling 2010-11 [en línea] <<http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/RO%20Buy-Out%20price%202010%2011%20FINAL%20FINAL.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [23] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2008. Ley 20.257.
- [24] Chile. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2004. Ley 19.940.
- [25] CORFO. Programa de Pre-inversión en Energías Renovables No Convencionales (ERNC). [en línea] <[http://www.corfo.cl/lineas_de_apoyo/programas/programa_de_preinversion_en_energias_renovables_no_convencionales_\(ernc\)](http://www.corfo.cl/lineas_de_apoyo/programas/programa_de_preinversion_en_energias_renovables_no_convencionales_(ernc))> [consulta: marzo 2012]
- [26] CNE. 2009. Modelación del recurso solar y eólico en el norte de Chile. [en línea] <<http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ModelacionRecursoSolarEolico.pdf>> [consulta: Junio 2012]
- [27] CER. Sobre el CER: Qué Hacemos [en línea] <http://www.cer.gob.cl/?page_id=17>

- [28] Presidencia de la Nación Argentina, Ley 25.019 [en línea] <<http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/images/stories/LEY%2025019.pdf>>
- [29] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina, “Ley 26.190” [en línea] <http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/images/stories/Argentina_LEY%2026190.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [30] Presidencia de la Nación Argentina. Ley 24.065. [en línea] [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93endice.pdf/\\$FILE/93endice.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93endice.pdf/$FILE/93endice.pdf) [consulta: marzo 2012]
- [31] Ministerio de Minas y Energía Brasil. 2002. Ley 10.438. [en línea] <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/Leis/Lei_n_10.438-2002.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [32] Ministerio de Minas y Energía Brasil. PROINFA. [en línea] <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>> [consulta: marzo 2012]
- [33] A. V. Pinto. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) – Eletrobas. O CEPEL e o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.
- [34] Congreso de Colombia 2001. Ley 697 [en línea] <http://www.lawea.org/documentos/Colombia_Ley_697.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [35] B. J. Ruiz and V. Rodriguez-Padilla. Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives [en línea] <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421505002120>> [consulta: marzo 2012]
- [36] Ministerio de Minas y Energía Colombia. Resolución 180919 [en línea] <http://www.cntv.org.co/cntv_bop/basedoc/resolucion/minminas/resolucion_minminas_180919_2010.html> [consulta: marzo 2012]
- [37] Ecuador. CONELEC. 2011. Regulación No. CONELEC-004/11.
- [38] Comisión de Integración Energética Regional (CIER) 2010. Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución [en línea] < <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/home>> [consulta: marzo 2012]

- [39] Presidencia de la Republica Perú. Decreto 1002 [en línea] <<http://www.minag.gob.pe/download/pdf/herramientas/organizaciones/dgpa/decretos/1002.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [40] Perú. Presidencia de la República. Decreto Legislativo 1058.
- [41] Perú. Presidencia de la República. 2006. Ley 28.876.
- [42] Perú. Reglamento del decreto legislativo n° 818 y normas modificatorias [en línea] <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/normas_legales/rdl818.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [43] Perú. Presidencia de la República. 2005. Ley 28.546.
- [44] Ministerio de Industria, Energía y Minería Uruguay. 2006. Decreto 77/06 [en línea] <http://archivo.presidencia.gub.uy/_Web/decretos/2006/03/73_13%2003%202006_00001.PDF> [consulta: marzo 2012]
- [45] Uruguay. Ministerio de Industria, Energía y Minería. 2007. Decreto 397/007.
- [46] Uruguay. Ministerio de Industria, Energía y Minería 2008. Decreto 299/08.
- [47] Uruguay. Ministerio de Industria, Energía y Minería 2009. Decreto 354/09.
- [48] Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. Política energética 2005-2030 [en línea] <<http://www.miem.gub.uy/gxpsites/hgxpp001?5,6,294,O,S,0,MNU;E;94;1;MNU>> [consulta: marzo 2012]
- [49] Rathmann, M., Winkel, T., Stricker, E., Ragwitz, M., Held, A., Pfluger, B., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Konstantinaviciute, I. 2010. Renewable Energy Policy Country Profiles 2011 version, prepared within the Intelligent Energy Europe project ReShaping (Contract no.: EIE/08/517/SI2.529243)
- [50] J. A. Guzmán et Al. 2011. Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. [en línea] <<http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>> [consulta: marzo 2012]
- [51] D. Canning. 1998. A Database of World Infrastructure Stocks, 1950-95. Policy Research Working Paper no 1929. The World Bank.
- [52] J. Huebner. 2005. A possible declining trend for worldwide innovation. Technological Forecasting & Social Change 72: 980–986.

- [53] I. Aizu. 2002. A comparative study of broadband in Asia: deployment and policy. Asia Network Research and GLOCOM, Japan.
- [54] M. Ahlers, A. Arellano. 2010. Estudio de tecnologías de generación ERNC [en línea] <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/tecnologias/Mercados%20Electricos%20-%20Investigacion%20ERNC%20-%20Informe%20Final.pdf>> [consulta: Junio 2012]
- [55] CNE 2011. Precio de Nudo Octubre 2011 [en línea] <http://www.cne.cl/cnewww/opencms/07_Tarifificacion/01_Electricidad/Otros/Precios_nudo/otros_precios_de_nudo/octubre2011.html> [consulta: marzo 2012]
- [56] Fondo Monetario Internacional 2011 [en línea] World Economic Outlook Database, September 2011 <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2011/02/weodata/weorept.aspx?sy=1990&ey=2016&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=53&pr1.y=8&c=213%2C218%2C223%2C228%2C288%2C233%2C293%2C248%2C298%2C299&s=NGDPD%2CNGDP_D%2CNGDPDPC%2CPPPPC%2CLP&grp=0&a=>> [consulta: marzo 2012]
- [57] PROGEA, “Modelo de Proyección: Demanda Energética Nacional de Largo Plazo”.
- [58] C. Valle, E. La Rovere & D. Assmann, “Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 65-90, 2008
- [59] K. E. McCarthy 2006 Policies and Programs Promoting Renewable Energy [en línea] <<http://www.cga.ct.gov/2006/rpt/2006-R-0396.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [60] J. L. Sawin. 2004. Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World.
- [61] CBO. 2008. Policy Options for reducing CO2 Emissions.
- [62] Global Energy Network Institute. Policy Options: Subsidies - A case study of China's policy to eliminate harmful fossil fuel subsidies [en línea] <http://www.geni.org/globalenergy/policy/renewableenergy/subsidies/subsidy_reform/coal/china/index.shtml> [consulta: marzo 2012]
- [63] Ministerio del Medio Ambiente de Chile. ¿Qué son los bonos de carbono? [en línea]: <<http://www.conama.cl/educacionambiental/1142/w3-article-48291.html>> [consulta: marzo 2012]

- [64] Agricultural carbon Market Working Group. Cap-and-Dividend and Agriculture [en línea]
<http://www.agcarbonmarkets.com/documents/ACMWG%20White%20Paper_Cap-and-Dividend%20and%20Ag_Final.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [65] The Foundation for the Economics of Sustainability (FEASTA) 2008. Cap and Share, A fair way to cut greenhouse emissions [en línea]
<<http://www.feasta.org/documents/energy/Cap-and-Share-May08.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [66] CNE. Sistemas Eléctricos [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Electricidad/sistemas_electricos/index.html> [consulta: marzo 2012]
- [67] R. Palma, G. Jiménez & I. Alarcón. 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno.
- [68] CNE 2011. Capacidad instalada de generación [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>
[consulta: marzo 2012]
- [69] CNE 2011. Generación Bruta SIC – SING [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>
[consulta: marzo 2012]
- [70] CNE 2011. Generación Bruta Sistema Magallanes [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>
[consulta: marzo 2012]
- [71] CNE 2011. Generación Bruta SSMM Cochamó – Hornopirén [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>
[consulta: marzo 2012]
- [72] CNE 2011. Generación Bruta Sistema Aysén [en línea]
<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html>
[consulta: marzo 2012]

- [73] CNE. Mercado [en línea]
 <http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Electricidad/mercado/> [consulta: marzo 2012]
- [74] F. Aguirre. Clases EM736. Universidad de Chile, FCFM. Negocio Eléctrico.
- [75] S. Simon, V. et al. Contribution to RHM book: Risk Habitat Megacity: Strategies for Sustainable Urban Development in Latin America (Chapter: Energy Systems)".
- [76] J. A. Guzmán et Al 2011. Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico [en línea]
 <<http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>> [consulta: marzo 2012]
- [77] CAMMESA. Capítulos [en línea]
 <<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/procedimientos.aspx>>
 [consulta: marzo 2012]
- [78] CAMMESA. Informe Anual, año 2010, Mercado Eléctrico Mayorista.
- [79] Subsecretaría de Energía. Objetivos [en línea]
 <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2548>> [consulta: marzo 2012]
- [80] Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Definición y Objetivos [en línea]
 <<http://www.enre.gov.ar/>> [consulta: marzo 2012]
- [81] CAMMESA. Misión, Valores y Servicios [en línea]
 <<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/agentes/mision.aspx>> [consulta: marzo 2012]
- [82] Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Perfil del Organismo [en línea]
 <http://www.cfee.gov.ar/org_perfil.php> [consulta: marzo 2012]
- [83] Dirección Nacional de Promoción “Responsabilidad Primaria” [en línea]
 <<http://institucional.minplan.gov.ar/html/organigrama/informe.php?dependencia=34>>
 [consulta: marzo 2012]
- [84] CAMMESA. Normativa [en línea]
 <<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/procedimientos.aspx>>
 [consulta: marzo 2012]

- [85] B. Voloj. 2011. Las Energías renovables en Argentina: Fantasía o Realidad. [en línea] <<http://www.farn.org.ar/informe2011.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [86] Proyecto TECH4CDM. La Energía Solar Térmica en Argentina.
- [87] Global Energy Network Institute (GENI) 2009. El potencial de América Latina con referencia a la Energía renovable.
- [88] Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI). Energía eólica: una oportunidad para el desarrollo industrial argentino, Cifras para pensar [en línea] <<http://www.inti.gov.ar/sabercomo/sc32/inti9.php>> [consulta: marzo 2012]
- [89] G. Devoto. ENRE. Hydroelectric power and development in Argentina.
- [90] Bob Lawrence and Associates 2009. Geothermal Resources in Latin America & the Caribbean <<http://www.bl-a.com/ECB/PDFFiles/GeoResLAC.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [91] Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) [en línea] <http://hidrocarburos.gob.bo/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=67&Itemid=56> [consulta: marzo 2012]
- [92] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Información Institucional [en línea] <<http://www.ae.gob.bo/node/26>> [consulta: marzo 2012]
- [93] Comité Nacional de Despacho de Carga. Presentación [en línea] <<http://www.cndc.bo/home/index.php>> [consulta: marzo 2012]
- [94] Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Misión [en línea] <<http://www.mmaya.gob.bo/#>> [consulta: marzo 2012]
- [95] Olade. Diagnóstico del sector energético en el área rural de Bolivia, Proyecto: Electrificación Rural [en línea] <http://www.crecerconenergia.net/archivos/PDF/erolade_b_d01.PDF> [consulta: marzo 2012]

- [96] Ministerio de Hidrocarburos & Energía. Energías renovables un aporte a la Universalización Eléctrica [en línea] <http://www.hidrocarburos.gob.bo/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=1119:energias-renovables-no-convencionales-un-aporte-a-la-universalizacion-de-la-electricidad&catid=67:proyectos> [consulta: marzo 2012]
- [97] Universidad de San Simón (UMSS). 2009. Atlas de Distribución de la Energía Solar en Bolivia. Departamento de Física: Depósito Legal 2-7-952-10, Cochabamba – Bolivia.
- [98] 3TIER. 2009. Informe Final: Atlas Eólico de Bolivia.
- [99] I. Montes 2005. Enciclopedia Geográfica de Bolivia [en línea] <<http://www.bolivia.com/geografiadebolivia/cap14.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [100] Regional Surveys of the World. South America, Central America and the Caribbean.
- [101] MEH – G. Ruths. 1990. Planificación Energética Rural para Bolivia.
- [102] Cámara Oficial Española de Comercio e Industria en Bolivia. Datos Generales de Bolivia - Recursos: Energía [en línea] <http://www.camara.com.bo/index.php?view=article&catid=47%3Abolivia&id=82%3Adatos-generales-de-bolivia&option=com_content&Itemid=74&limitstart=5> [consulta: marzo 2012]
- [103] Brasil. Presidente da República. 2004. Decreto 5.163.
- [104] Eletrobras. Transmissão [en línea] <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB1BA38CDITEMIDPTBRIE.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [105] Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. Instituciones del Sector Eléctrico Brasileño [en línea] <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=30082338daa8a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>> [consulta: marzo 2012]
- [106] Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético 2006-2007. Plano nacional de Energía 2030, Outras Fontes [en línea] <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_9.pdf> [consulta: marzo 2012]

- [107] Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético 2006-2007. Plano nacional de Energía 2030, Geração Hidrelétrica [en línea] <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [108] Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético 2006-2007. Plano nacional de Energía 2030, Geração Termelétrica – Biomassa [en línea] <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_8.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [109] Developing Renewables. 2005. Brazilian country study: Part C – Country Maps.
- [110] UPME. 2004. Una visión del Mercado eléctrico Colombiano.
- [111] XM. Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano [en línea] <<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>> [consulta: marzo 2012]
- [112] Ministerio de Minas y Energía 2006. Guía Participación Ciudadana Sector Minero Energético [en línea] <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Guia_de_Participacion_Ciudadana.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [113] Ministerio de Minas y Energía 2001. Funciones [en línea] <http://www.minminas.gov.co/minminas/index.jsp?cargaHome=3&id_categoria=43&id_subcategoria=260> [consulta: marzo 2012]
- [114] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Misión [en línea] <<http://www.superservicios.gov.co/home/web/guest/15>> [consulta: marzo 2012]
- [115] Unidad de Planeación Minero-Energética. ¿Qué es la UPME? [en línea] <<http://www.upme.gov.co/Index3.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [116] Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Misión y Visión [en línea] <<http://www.minambiente.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=463&conID=1074>> [consulta: marzo 2012]
- [117] Developing renewable 2006. Colombian country study: Part C – Country Maps [en línea] <<http://www.developingrenewables.org/energyrecipes/reports/reports/Colombia%20-%20Part%20C%20-%20Country%20Maps%20060209.pdf>> [consulta: marzo 2012]

- [118] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) 2010. Review of policy Framework for Increased Reliance on Wind Energy in Colombia [en línea] <http://www.esmap.org/esmap/sites/esmap.org/files/P108945_Colombia_Review%20of%20Policy%20Framework%20for%20Increased%20Reliance%20on%20Wind%20Energy_Vergara.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [119] International Small-Hydro Atlas. Colombia [en línea] <http://www.small-hydro.com/index.cfm?Fuseaction=countries.country&Country_ID=16&ok=TokenPass> [consulta: marzo 2012]
- [120] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) 2003. Potencialidades de los cultivos Energéticos y residuos Agrícolas en Colombia [en línea] <http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/biomasa_CULTIVOS%20ENERGETICOS.pdf>
- [121] D. Dorado (Proexport Colombia, Banco Interamericano de desarrollo). 2004. Estudio de Mercado, Consultoría para el Sector Eléctrico en Ecuador.
- [122] CELEC. TRANSELECTRIC [en línea] <http://www.celec.com.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=106&Itemid=277&lang=es> [consulta: marzo 2012]
- [123] CONELEC. 2010. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2009.
- [124] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Misión [en línea] <http://www.meer.gov.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=50&Itemid=74> [consulta: marzo 2012]
- [125] CONELEC. Misión [en línea] <<http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1372&l=1>> [consulta: marzo 2012]
- [126] D. Dorado. 2004. Estudio de Mercado, Consultoría para el Sector Eléctrico en Ecuador (Proexport Colombia, Banco Interamericano de desarrollo).
- [127] Corporación CENACE. Nuestra Misión [en línea] <http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=46&Itemid=34> [consulta: marzo 2012]
- [128] Ministerio del Ambiente. Ministerio [en línea] <<http://www.ambiente.gob.ec/?q=node/11>> [consulta: marzo 2012]

- [129] CONELEC. 2008. Atlas Solar del Ecuador con fines de generación Eléctrica.
- [130] P. Roldán 2009. Evaluación de las Energías Renovables no Convencionales factibles de desarrollarse en el Ecuador [en línea] <<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1123/1/CD-2606.pdf> (Pág. 112, 122-133)> [consulta: marzo 2012]
- [131] Proyecto Tech4CDM. La Energía Eólica en Ecuador. [en línea] http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_Energia_Eolica_en_Ecuador_ae2a8fa0.pdf [consulta: marzo 2012]
- [132] R. Criollo 2010. Estudio para el Pago de Potencia a Centrales de Generación Eólica: Perspectivas de Aplicación al Sistema Nacional Interconectado [en línea] <<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1896/1/CD-2800.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [133] CONELEC. Plan de Expansión de la Generación [en línea] <<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP6.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [134] MAGAP, SIGADRO 2011. Mapa Nacional de Cuencas Hidrográficas [en línea] <http://www.magap.gob.ec/sigagro/sig/mapas/hidrografia/cuencas_hidrograficas.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [135] E. Aguilera. Experiencias y Nuevas Opciones para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Ecuador [en línea] <<http://publiespe.espe.edu.ec/articulos/geologia/energia-geotermica/geotermica.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [136] H. Rudnick. Desarrollo del Sector Eléctrico en Paraguay y Ecuador [en línea] <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno99/power%20sector%20in%20paraguay%20and%20ecuador/Grupo4Informe.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [137] Subsector Fuentes Renovables de Energía, Sector Energía, Viceministerio de Minas y Energía. Fuentes Renovables de Energía [en línea] <<http://www.ssme.gov.py/VMME/sector%20energetico/subsector%20fuentes%20renovables/renovables.htm>> [consulta: marzo 2012]

- [138] R. Jahns 2002. Energía Renovable para la Electrificación Rural Descentralizada [en línea] <http://www.crecerconenergia.net/archivos/PDF/PEP2_ESTUDIO.PDF> [consulta: marzo 2012]
- [139] Subsector Fuentes Renovables de Energía, Sector Energía, Viceministerio de Minas y Energía. Energía Solar [en línea] <<http://www.ssme.gov.py/VMME/archivos%20varios/solar.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [140] Subsector Fuentes Renovables de Energía, Sector Energía, Viceministerio de Minas y Energía. Energía Eólica [en línea] <<http://www.ssme.gov.py/VMME/archivos%20varios/eolica.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [141] Subsector Fuentes Renovables de Energía, Sector Energía, Viceministerio de Minas y Energía. Producción de Productos de la Biomasa [en línea] <<http://www.ssme.gov.py/VMME/sector%20energetico/subsector%20fuentes%20renovables/biomasa/biomasa.htm>> [consulta: marzo 2012]
- [142] SENAVIDAT. Mapa de Uso de Suelo del Paraguay [en línea] <<http://www.senavidat.gov.py/v1/pdf/ArqMarioVacchetta.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [143] E. Zolezzi. Taller sobre el Marco para el Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú, Sesión IV Subastas de Electricidad y la Participación de las Plantas Hidroeléctricas, Mercado Eléctrico del Perú [en línea] <<http://apiperu.com/Articulos/sesion4.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [144] OSINERGMIN. 2005. Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano.
- [145] Ministerio de Energía y Minas 2010. Perú Sector Eléctrico 2010 [en línea] <<http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=52>> [consulta: marzo 2012]
- [146] Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energías y Minas. Presentación [en línea] <<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=119&idMenu=sub113&idCateg=119>> [consulta: marzo 2012]

- [147] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Funciones del COES [en línea] <<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/organizacion/qsomos.aspx>> [consulta: marzo 2012]
- [148] Dirección General de Asuntos Ambientales. Ley 26.410, Artículo 2: Finalidad del CONAM [en línea] <<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgaam/publicaciones/compendio99/126410.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [149] Fondo Nacional del Ambiente. ¿Quiénes somos? [en línea] <<http://www.fonamperu.org/general/quienes.php>> [consulta: marzo 2012]
- [150] Presidencia de la República 2005. Ley 28.546: Ley de promoción y utilización de recurso Energéticos Renovables No Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del país [en línea] <<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/128546.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [151] OSINERGMIN. Introducción a las Energías Renovables [en línea] <<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html>> [consulta: marzo 2012]
- [152] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, Dirección General de Investigación y Asuntos Ambientales, “Energía Solar Incidente Diaria, Promedio Anual (1975-1990)”
- [153] Ministerio de Energía y Minas Perú. Potencial Disponible de Energía Eólica
- [154] Developing Renewables. 2006. Peruvian Country Study: Part C – Country Maps.
- [155] Ministerio de Energía y Minas Perú. Potencial Disponible de Energía Geotérmica
- [156] Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería. Sector Energético en Uruguay, Diagnostico y Perspectivas [en línea] <<http://www.miem.gub.uy/gxpsites/hgxpp001?5,6,294,O,S,0,MNU;E;94;1;MNU;,>>> [consulta: marzo 2012]
- [157] Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería. Estadísticas [en línea] <<http://www.miem.gub.uy/portal/hgxpp001?5,6,249,O,S,0,MNU;E;72;5;MNU;,>>> [consulta: marzo 2012]

- [158] Ministerio de Industria, Energía y Minería. Misión [en línea]
<<http://www.miem.gub.uy/gxpsites/hgxpp001?5,1,73,O,S,0,MNU;E;17;2;MNU;,>>
[consulta: marzo 2012]
- [159] Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua. Presentación [en línea]
<http://www.ursea.gub.uy/carga.php?l=12&p=quienes_somos/presentacion.htm>
[consulta: marzo 2012]
- [160] Administración del Mercado Eléctrico. Misión [en línea]
<<http://www.adme.com.uy/institucional/institucional.php>> [consulta: marzo 2012]
- [161] Dirección Nacional de Energía. Misión [en línea]
<<http://www.miem.gub.uy/gxpsites/hgxpp001?5,6,41,O,S,0,MNU;E;12;4;MNU;,>>
[consulta: marzo 2012]
- [162] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). 2009. Informe Final, estudio Caso-Uruguay, Proyecto: Planificación Energética.
- [163] Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Montevideo. El sector de la Energía Solar en Uruguay [en línea]
<<http://www.oficinascomerciales.es/icex/cma/contentTypes/common/records/viewDocument/0,,00.bin?doc=4387047>> [consulta: marzo 2012]
- [164] Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería. Mapa Solar del Uruguay [en línea]
<<http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/semana/Mapa%20Solar%20del%20Uruguay.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [165] J. Lepra, Ministerio de Industria, Energía y Minería. 2007. Potencialidad de las Energías Renovables en el Uruguay.
- [166] J. Cataldo. Mapa Eólico del Uruguay. [en línea]
<<http://www.fing.edu.uy/sites/default/files/2011/3748/mapa-eolico.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [167] Cefir. Potencial de Generación Eléctrica a partir de Residuos Forestales [en línea]
<http://www.cefir.org.uy/atlas/index.php?option=com_content&view=article&id=22&Itemid=30> [consulta: marzo 2012]

- [168] CORPOELEC. Quienes somos [en línea] <<https://www.corpoelec.gob.ve/qui%C3%A9nes-somos>> [consulta: marzo 2012]
- [169] Comisión Permanente de Energía y Minas. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico [en línea] <<http://www.mppee.gob.ve/uploads/86/69/86694ac1049c41dabdf2623e15611b4/LEY-ORGANICA-DEL-SISTEMA-Y-SERVICIO-ELCTRICO.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [170] Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica Venezuela. 2011. Memoria 2010.
- [171] Comisión Permanente de Energía y Minas Venezuela. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico [en línea] <<http://www.mppee.gob.ve/uploads/86/69/86694ac1049c41dabdf2623e15611b4/LEY-ORGANICA-DEL-SISTEMA-Y-SERVICIO-ELCTRICO.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [172] Presidencia de la República Venezuela. Decreto 2.623 [en línea] <<http://www.minamb.gob.ve/files/Reglamento-ley-ministerio/REGLAMENTO-ORGANICO-MINISTERIO.pdf>> [consulta: marzo 2012]
- [173] V. Durán 2009. Aprovechamiento de las Energías Renovables para la Preservación del Ambiente [en línea] <http://postgrado.unet.edu.ve/aniversario/ambiente/v_duran.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [174] A. J. Urdaneta. Perspectivas de la Generación Eólica de Electricidad a Gran Escala en Venezuela [en línea] <<http://es.scribd.com/doc/52164110/Potencial-Eolica-en-Venezuela-Extracto>> [consulta: marzo 2012]
- [175] International Small-Hydro Atlas. Venezuela [en línea] <http://www.small-hydro.com/index.cfm?Fuseaction=countries.country&Country_ID=83&ok=TokenPass> [consulta: marzo 2012]
- [176] Secretaria de Energía, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Potencia Instalada 1976-2009 [en línea] <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3140>> [consulta: marzo 2012]
- [177] Ministerio de Minas y Energía 2010. Resenha Energética Brasileira 2009 [en línea] <http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html> [consulta: marzo 2012]

- [178] Ministerio de Minas y Energía 2011. Resenha Energética Brasileira 2010 [en línea] <http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html> [consulta: marzo 2012]
- [179] Secretaria de Planificación y Desarrollo Energético, Ministerio de Minas y Energía 2010. Uso de las Energías Renovables en la Expansión del Sistema Eléctrico Brasileño [en línea] <http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2026%20de%20mayo/Sesion%201/R_Meira_Jr_Uso%20de%20ER%20en%20la%20expansion%20del%20Sist%20Elec%20Brasileiro.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [180] Ministerio de Minas y Energía 2006. Balanço Energético Nacional 2006 [en línea] <http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html> [consulta: marzo 2012]
- [181] Ministerio de Minas y Energía 2010. Balanço Energético Nacional 2010 [en línea] <http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html> [consulta: marzo 2012]
- [182] ANEEL. Usinas Termelétricas Acompanhadas Pela Fiscalização.
- [183] UPME 2005. Boletín Estadístico de Minas y Energía 1994-2004 [en línea] <<http://www1.upme.gov.co/index.php/la-upme/web-links/prueba/category/1-energia.html>> [consulta: marzo 2012]
- [184] UPME 2011. Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990-2010 [en línea] <<http://www1.upme.gov.co/index.php/la-upme/web-links/prueba/category/1-energia.html>> [consulta: marzo 2012]
- [185] UPME. Balance Minero Energético [en línea] <http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_Balance.aspx?IdModulo=3> [consulta: marzo 2012]
- [186] CONELEC. Estadísticas del Sector Eléctrico [en línea] <<http://www.conelec.gob.ec/indicadores/>> [consulta: marzo 2012]
- [187] Ministerio de Energía y Minas 2010. Anuario Estadístico de Electricidad 2009 [en línea] <http://www.minem.gob.pe/archivos/estadistica-estadistica-Anuario_Estad_2009-z386plz5zh8.pdf> [consulta: marzo 2012]
- [188] Ministerio Energía y Minas 2011. Anuario Estadístico de Electricidad 2010 [en línea] <<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=3903>> [consulta: marzo 2012]

- [189] CNDC. Estadística Anual [en línea] <<http://www.cndc.bo/estadisticas/anual.php>> [consulta: marzo 2012]
- [190] Institute Of Socio-Economic Research bolivian catholic university. 2011. Analysis Of The Bolivian Electricity Sector And Its Political And Regulatory Framework With A Special Focus On Electricity Generation With Renewable Energies.
- [191] UNdata [en línea] <<http://data.un.org/>> [consulta: marzo 2012]
- [192] World Bank. World Development Indicators (WDI) & Global Development Finance (GDF) [en línea] <<http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>> [consulta: marzo 2012]
- [193] Eurostat. Infrastructure - electricity - annual data [en línea] <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>> [consulta: marzo 2012]

Capítulo 8 Anexos

Anexo A: Políticas de Incentivo secundarias

8.1 Políticas de financiamiento

Existen una serie de políticas diseñadas para proporcionar incentivos a las inversiones de energías renovables mediante diversas ayudas en el financiamiento de estas inversiones. A continuación se detallan estas políticas.

8.1.1 Subsidios

Se aplica un subsidio en los mercados de tecnología renovable, para disminuir los costos de inversión de un sistema renovable, es decir, se beneficia a los posibles desarrolladores renovables. Por ejemplo, en el caso de desarrolladores de proyectos eólicos se puede subsidiar la compra de turbinas eólicas o paneles solares en el caso de proyectos que usen la energía solar.

Este sistema apunta a reducir el costo de capital inicial de los sistemas de energías renovables, de esta forma también se repercute en el mercado eléctrico, ya que será necesario un precio menor de electricidad para que los proyectos renovables sean rentables. [10]

Algunos ejemplos de estas políticas son los siguientes: [10]

- El programa “Luz de Sol de Japón” ofrece subsidios de capital para sistemas fotovoltaicos en las azoteas. De 1994 a 2000, el gobierno invirtió 86 billones de yenes (\$ 725 millones de dólares), dando como resultado 58 mil instalaciones de sistemas y más de 220 MW de capacidad fotovoltaica. Los subsidios comenzaron en 900.000 yenes/peak-kW. (5 US\$/peak-watt) en 1994, y se fueron reduciendo gradualmente a 120.000 yenes/peak-kW. (1 US\$/peak-watt) en 2001 a medida que los precios de paneles fotovoltaicos cayeron.
- En 1991, Alemania inició el programa "1000 techos solares" que ofrecía subsidios para la compra de paneles de energía solar fotovoltaica en los hogares de hasta un 60% de

los costos de inversión. El programa se amplió en 1999 a 100.000 tejados por más de cinco años, entregando préstamos a bajo interés por 10 años a hogares y empresas.

- En 1997, Estados Unidos puso en marcha la iniciativa "Un Millón de Techos Solares" para instalar sistemas de energía solar fotovoltaica y energía solar térmica en un millón de edificios para el año 2010. El programa incluía un financiamiento a largo plazo y con bajo interés, compras del sector público para los edificios federales, programas de comercialización e incentivos de producción.

8.1.2 Alivio de Impuestos

Existen diversas ayudas financieras que se otorgan mediante disminución en los impuestos, a continuación se detallan los más usados.

8.1.2.1 Descuento tributario por inversiones

Este descuento consiste en un incentivo fiscal que permite a los desarrolladores de energías renovables reducir un porcentaje de sus obligaciones tributarias, determinado a partir de los costos de la inversión renovable.

En Estados Unidos, las empresas reciben un 10 % de descuento tributario por compras de bienes de energía solar y geotérmica. [10]

Otros países donde se aplica este sistema son: Bélgica, Grecia, Irlanda, Italia y Luxemburgo. En Grecia se puede llegar a un descuento de 75% de la inversión. [9]

8.1.2.2 Depreciación acelerada

La depreciación es la pérdida de valor de una inversión (normalmente un equipo). El valor que disminuye cada año se considera dentro de los egresos de la empresa, por lo tanto este valor descuenta impuestos. Cuando se aplica una depreciación acelerada, la disminución del valor de esta inversión es más rápida, por lo tanto los impuestos son menores en los primeros años, recuperándose antes la inversión.

En los Estados Unidos, las empresas pueden recuperar la inversión en energía solar, eólica y geotérmica por la depreciación de estas inversiones en un período de cinco años, en lugar de 15 a 20 años como pasa con las inversiones de energía convencional. [10]

Otro ejemplo se da en la India, donde se permite un 100% de depreciación en el primer año de funcionamiento, ayudando a impulsar la industria eólica más grande entre los países en desarrollo.

Sin embargo, un problema de esta política es que da lugar a grandes inversiones sin tener en cuenta el desempeño operativo a largo plazo y el mantenimiento, lo que resulta en factores de planta inferior a la de instalaciones de energía eólica en otros lugares. [10]

8.1.2.3 Descuento tributario por producción

Este incentivo proporciona, al inversionista renovable, un descuento tributario anual basado en la cantidad de electricidad generada por su instalación renovable. Estos incentivos fiscales fomentan un mejor desempeño operativo, premiando la producción. [10]

Dos países donde se da este incentivo son Estados Unidos y Canadá. En el primero se usa como incentivo federal y se otorgan descuentos de 1.9 centavos de dólar por kWh para la generación con proyectos eólicos, geotérmicos y algunos de biomasa. Para otros tipos se otorga una rebaja de 0.9 centavos por kWh. Este incentivo se garantiza por 10 años y se ajusta según la inflación. [59]

8.1.2.4 Descuentos de Impuestos a la Propiedad

Este incentivo consiste en descontar impuestos a las propiedades donde se realizan proyectos de energía renovable. Existen tres formas para aplicar este incentivo: [10]

- Las propiedades de energía renovable son parcial o completamente excluidos de la tasación realizada para calcular los impuestos a la propiedad.
- Los valores de propiedades de energía renovable tienen como límite el valor de un sistema de energía convencional equivalente, es decir de una propiedad con un proyecto convencional que tiene, por ejemplo, la misma capacidad (normalmente se necesita un territorio menor en los casos convencionales).
- Otros descuentos fiscales se conceden para compensar los impuestos a la propiedad.

Un lugar donde se aplica este incentivo es en el estado de Arizona donde se exime a sistemas solares de los impuestos a la propiedad. Este se aplica a una amplia gama de equipos de

energía solar instalados en los hogares y empresas, incluyendo la calefacción solar, calefactores solares de agua, sistemas de energía fotovoltaica, etc. [59]

8.1.2.5 Descuento de impuestos a la renta

Esta opción consiste en reducir los impuestos a la renta de un particular, por la compra de energía renovable o conversión a sistemas de energía renovables, por ejemplo, por instalar calentadores de agua solares o también por modificar automóviles para usar combustibles renovables. [10]

Austria es un país donde se aplica este tipo de incentivo. [9]

8.1.2.6 Descuento de impuestos a las ventas

Este incentivo consiste en descontar impuestos de las ventas de energías y combustibles renovables. Al menos dieciséis estados de EE.UU. tienen este tipo de incentivos. [10]

8.1.2.7 Exenciones de impuestos por polución

Este incentivo consiste en la exención por parte de los generadores renovables de un nuevo tipo de impuesto específico, el cual consiste en un tributo sobre los combustibles fósiles usados en la generación de electricidad, el cual es pagado por los consumidores finales. En Holanda y Alemania se aplica este tipo de impuestos, del cual están exentas las energías renovables. [10, 60]

8.1.3 Subvenciones

Otra forma de reducir los costos de inversión de un proyecto renovable y por lo tanto reducir el precio de mercado de electricidad necesario para que los proyectos renovables sean rentables, es otorgar subvenciones directas sobre las inversiones de proyectos renovables.

Un ejemplo se dio en Dinamarca en el año 1979, donde se ofrecieron subvenciones de hasta un 30% de los costos de capital para la energía eólica y otras tecnologías de energía renovable. En los Estados Unidos, se concedieron subvenciones para las energías renovables que van desde cientos a millones de dólares a nivel de condados y estados. [10]

8.1.4 Préstamos

Los programas de préstamos ofrecen financiamiento para la compra de equipos de energía renovable. Los préstamos pueden ser a tasa de mercado, a bajo interés (por debajo de la tasa de mercado), o sin interés. En muchos estados de EE.UU., los préstamos están disponibles para prácticamente todos los sectores: residencial, comercial, industrial, transporte, público y sin fines de lucro. Los calendarios de reembolso varían, con plazos de hasta 10 años comúnmente. Las tasas de interés para las inversiones en energía renovable puede a menudo ser de un 1% o más por sobre las tasas de los proyectos de energía convencional, esto debido a los mayores riesgos percibidos, por esta razón comúnmente existen también préstamos subsidiados por el gobierno que ofrecen tasas de interés menores a los de mercado.

El financiamiento puede ser por una fracción o el 100% del proyecto. Algunos programas de préstamos tienen límites mínimos o máximos, mientras que otros tienen una duración indefinida. Los plazos de los préstamos van desde los 3 años hasta el tiempo de vida del proyecto. Algunos pueden incluir contratos de servicios en la cantidad del préstamo.

Uno de los ejemplos más destacados es la Agencia de Desarrollo de Energías Renovables (IREDA) en India, que se formó en 1987 para prestar asistencia en la obtención de préstamos internacionales. [10]

En Alemania y Japón también se aplica este tipo de incentivo. En el primero se introdujeron préstamos a largo plazo y a bajo interés, ofrecidos por bancos y refinanciados por el gobierno federal. En el segundo se han establecido préstamos a bajo interés para los sistemas de energía solar fotovoltaica. [60]

8.2 Inversiones públicas

Las inversiones públicas consisten en diversas políticas o incentivos en los cuales el Estado se hace cargo de distintas tareas, utilizando fondos públicos, con el fin de quitar esta carga a los posibles proyectos de energía renovable. De esta forma, se logran mayores facilidades en el desarrollo e ingreso de estos proyectos al mercado eléctrico.

8.2.1 Fondos de beneficio público

Esta política secundaria crea un fondo para el desarrollo de las energías renovables que sirve para diversos propósitos, como el pago de la diferencia de costos entre las energías renovables y las convencionales, reducción del costo de préstamos para instalaciones renovables, prestación de servicios de eficiencia energética, financiamiento de educación pública sobre temas relacionados con la energía, prestación de asistencia en casos de bajos ingresos en la energía, y para apoyar la investigación y el desarrollo.

Este fondo se crea a partir de un sistema de cobros de Beneficios (SBC), el cual consiste en un impuesto por kWh de consumo de energía eléctrica. [10]

8.2.2 Políticas de infraestructura e inversión

Existen una serie de políticas de infraestructura e inversión que alienta el despliegue de las energías renovables. A continuación se detallan cada una de estas.

8.2.2.1 Políticas de Construcción y diseño

Este incentivo consiste en crear normas de construcción y diseño que faciliten el diseño y desarrollo de proyectos renovables. Estas normas pueden incluir: códigos de construcción para instalaciones fotovoltaicas, estándares de diseño evaluados en función de los costos del ciclo de vida, y requisitos de rendimiento. [10]

8.2.2.2 Prospecciones, revisiones y permisos de sitios

Este tipo de incentivos reducen los obstáculos al desarrollo de proyectos de energía renovable a través de evaluaciones de recursos, transmisión, zonificación, y permisos existentes en las posibles zonas. Un ejemplo de esto, es el Estado de California, donde se produjo un rápido crecimiento de la industria eólica. Otro ejemplo es India, donde se tiene un programa de

evaluación del viento, con más de 600 estaciones en 25 estados, proporcionando información a los posibles inversionistas sobre los mejores sitios para el desarrollo de proyectos eólicos. [10]

8.2.2.3 Estándares de equipos y certificación de contratistas

Este tipo de incentivo crea estándares de equipos y medidas de certificación para garantizar la calidad uniforme de los equipos y de las instalaciones, de esta forma se aumenta la probabilidad de resultados positivos en las instalaciones de energía renovable. Las licencias (o certificaciones) del contratista garantizan que estos tienen la experiencia y los conocimientos necesarios para instalar correctamente los sistemas. Asimismo los equipos certificados, aseguran un mínimo de rendimiento o seguridad.

8.2.2.4 Reclutamiento (enganche) industrial

Este incentivo consiste en usar incentivos financieros para atraer a los fabricantes de equipos de energía renovable a ubicarse localmente. De esta forma, se fomenta la creación de puestos de trabajo locales, fortaleciendo la economía local y la base tributaria y se aumentan las iniciativas locales de proyectos renovables (se aumenta por cercanía de los proveedores).

Algunos ejemplos de estos incentivos financieros especiales son: descuentos tributarios, subvenciones, y compromisos de contratación pública. [10]

8.2.2.5 Ventas directas de equipos

Estos programas permiten a los consumidores de electricidad comprar o alquilar sistemas de energía renovable directamente a los proveedores de electricidad a precios menores que los del mercado. [10]

8.2.3 Contrataciones públicas

Una contratación pública es la compra de energía a proyectos de energías renovables por parte de cualquier repartición o empresa estatal.

Las políticas de contratación pública tienen por objetivo promover el desarrollo comercial sostenido y progresivo de la energía renovable. Los acuerdos gubernamentales de compra pueden reducir la incertidumbre y estimular el desarrollo de este tipo de proyectos a través de contratos a largo plazo, acuerdos pre-aprobados de compra, y compras por un volumen. Las

compras gubernamentales de energía renovable en las primeras etapas de su desarrollo pueden ayudar a superar barreras institucionales de comercialización, fomentar el desarrollo de infraestructuras adecuadas, y proporcionar una "ruta de mercado" para las distintas tecnologías. [10]

8.2.4 Educación y divulgación de información sobre Fuentes de generación

Este incentivo consiste en exigir que se entregue información a los consumidores sobre sus proveedores de electricidad, como por ejemplo, las emisiones y los tipos de combustible usados. También se puede educar a los clientes acerca de las energías renovables y sensibilizarlos sobre los impactos ambientales de la generación de energía, esto se puede lograr de manera simple a través de sitios web y material impreso. [10]

8.2.5 Leyes de acceso

Existen leyes secundarias que favorecen la convivencia entre proyectos renovables y otros proyectos (renovables o de otro tipo), estas se llaman leyes de acceso. Estas leyes entregan acceso, servidumbres y convenios. El acceso entregado proporciona el derecho de acceso permanente a un recurso renovable. Las servidumbres proporcionan el privilegio de tener acceso continuo al viento o la luz solar, aunque el desarrollo de otros proyectos o las características de propiedad de otra persona podrían reducir este acceso. Las servidumbres son a menudo contratos voluntarios, y pueden ser transferidos con el título de propiedad. Las leyes de convenios prohíben que otros convenios vecinos restrinjan la instalación o el uso de equipos renovables. Algunos de estos mecanismos incluyen ordenanzas de acceso, pautas de direccionamiento de calles, ordenanzas de zona con restricciones de altura de construcciones, y permisos renovables. [10]

8.3 Políticas de reducción de emisiones

Este tipo de políticas incentiva de manera indirecta al desarrollo de proyectos de energía renovable, ya que al apuntar a reducir las emisiones contaminantes como las de óxidos nitrosos (NO_x), óxidos sulfúricos (SO_x) y dióxido de carbono (CO_2), desincentivan a la creación de centrales térmicas convencionales, por lo cual se hace espacio en el mercado para el desarrollo de centrales renovables. Además existen algunas políticas de reducción que pueden apuntar directamente al desarrollo de energías renovables en reemplazo de las convencionales contaminantes. A continuación se detallan algunas de estas políticas, en especial aquellas que afectan al uso de combustibles fósiles y por lo tanto a las centrales térmicas convencionales, creando un incentivo indirecto por las energías renovables.

8.3.1 Imponer un Impuesto sobre el carbono

Esta política consiste en aplicar un impuesto por cada tonelada de CO_2 emitida o por cada tonelada de carbono contenido en los combustibles fósiles. Este impuesto afecta sobre el precio del producto vendido por la empresa contaminante, por lo cual desincentiva a los consumidores a comprar estos productos. [61]

Una de las ventajas de este mecanismo es que incluye en los costos de la empresa la externalidad negativa que se produce al emitir contaminantes.

Por otro lado, una desventaja de este impuesto es que se motiva a las empresas a disminuir sus emisiones, pero sólo si el costo de hacerlo es menor que el de pagar el impuesto. [61]

Normalmente el costo de reducir las emisiones es proporcional a estas emisiones, consecuentemente, existe un valor donde seguir reduciendo las emisiones es más costoso que pagar el impuesto. Por lo tanto, con este método existe un límite implícito en la reducción de emisiones de cada empresa y del país. Además, con esta política no es posible saber la cantidad total de CO_2 que se emitirá.

8.3.2 Retiro de beneficios a la industria de combustibles fósiles

Esta política consiste en disminuir o eliminar completamente algún beneficio que exista para incentivar el uso de combustibles fósiles.

Por ejemplo, en China entre los años 1990 y 1997 se redujo drásticamente los subsidios a los combustibles fósiles desde \$ 24.5 mil millones a \$ 10 mil millones. Específicamente, los subsidios al carbón fueron reducidos en un 40% desde 1990, los del petróleo se disminuyeron desde un 55% hasta un 2% para el año 1995. Además el estado mando a cerrar 25.000 minas de carbón y elevo parcialmente los precios de este.

De esta forma el consumo de carbón en China se redujo en 411 millones de toneladas desde 1996 y las emisiones de CO₂ disminuyeron en un 17% desde 1997. [62]

8.3.3 Estándares de emisión

Esta política, básicamente consiste en limitar a una cierta cantidad las emisiones contaminantes. Estos límites se pueden aplicar a vehículos motorizados o a las industrias contaminantes, entre ellas las centrales térmicas a petróleo o carbón. Estos límites generalmente están divididos por la industria a la cual se aplica y también por el tipo de contaminante, ya sean NO_x, SO_x, o CO₂, entre otros.

8.3.4 Bonos de Emisión

Los bonos de emisión (conocido en inglés también como *Cap and trade*) son un incentivo hacia las industrias o empresas con bajas emisiones, esta política es un complemento de los estándares de emisión. Consiste en que una vez establecido un límite sobre las emisiones contaminantes del país, se extiende un límite por empresa y se otorgan bonos que representan estos derechos de emisión hasta el límite. Por lo que si una empresa necesita emitir contaminantes por sobre su límite debe comprar bonos a otra empresa que contamine por debajo de su límite. De esta forma las empresas en general se ven incentivadas a reducir su nivel de emisiones, y si no pueden hacerlo son sancionadas económicamente teniendo que comprar estos bonos. Por el contrario las empresas que logran contaminar por debajo de su límite se ven premiadas por el ingreso económico que representa la venta de estos bonos.

Este sistema se puede usar de manera separada para cada contaminante. Los bonos de carbono son los más conocidos, su nombre oficial es “Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero” o “CERs” (en inglés *Certified Emission Reductions*). El CER es una unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. [63]

Claramente este tipo de incentivo puede afectar directa y positivamente a los sistemas de generación renovable, ya que estos sistemas al prácticamente no emitir contaminantes pueden vender sus bonos, obteniendo ganancias extraordinarias al mercado eléctrico o incluso al de certificados verdes en los sistemas de cuotas.

8.3.5 Nuevas propuestas para la reducción de emisiones

A continuación se explican dos políticas para reducir las emisiones, que han sido propuestas hace poco tiempo y por lo tanto no han sido utilizadas todavía.

8.3.5.1 *Cap and Dividend*

Esta política es una variación de los bonos de emisión. En este caso, el dinero que usan las empresas para comprar bonos y contaminar por sobre su límite se devuelven directamente a los consumidores a través de descuentos o reducción de impuestos para compensar los costos de la energía, por lo tanto el incremento de costos lo aprecia la empresa contaminante y en menor medida los clientes.[64]

8.3.5.2 *Cap and Share*

El principio de este sistema consiste en que cada ser humano tiene derecho a recibir una compensación por el uso de combustibles fósiles y la consecuente emisión de contaminantes, que empeora la calidad del aire que se respira.

El método consiste en un sistema anual donde el primer año del plan se fija el total de emisiones actual para ir bajando cada año hasta llegar a un nivel que no sea perjudicial para la atmosfera. Hecho esto, se reparten permisos de autorización de polución (PAPs) a cada país según su población, para que luego un organismo de protección ambiental de cada país entregue a cada ciudadano adulto del país uno de estos permisos, es decir los permisos de emisiones se reparten por igual entre cada persona en el mundo. Las personas pueden decidir si quieren vender este derecho o guardárselo, disminuyendo aún más las emisiones del planeta por su propia decisión, esta venta se hace a un precio de mercado establecido y solo a entidades financieras. Por otro lado, las empresas que suministran los combustibles fósiles deben comprar estos permisos para tener derecho a vender sus productos, estas empresas deben comprar una cantidad de permisos que equivalga a las emisiones que surgirán debido al

uso de sus productos. Cabe destacar que solo estas empresas están obligadas a comprar estos permisos y no los usuarios de estos combustibles. Por último un organismo inspector debe ser creado para que compruebe que el número de PAPs comprados por las empresas productoras de combustibles fósiles, coinciden con sus ventas. [65]

En la siguiente figura se pueden apreciar los pasos del mecanismo de *Cap and Share*.



Figura 84: Mecanismo de "Cap and Share"

Fuente: FEASTA [65]

8.4 Políticas de Fomento de Generación Distribuida

Existe una gran cantidad de proyectos de energía renovable no convencional que se pueden desarrollar de manera distribuida en una ciudad o país, y además a un tamaño muy pequeño, un ejemplo de esto son los techos solares en casas y generación eólica o solar para abastecer de electricidad a pequeñas o medianas industrias. Por lo tanto, las políticas para promover la generación distribuida aunque no sólo estarían destinadas a favorecer a proyectos ERNC, pueden influir fuertemente en el desarrollo de estas energías.

Además, es muy importante favorecer a la generación distribuida, porque reduce algunos de los costos más altos de infraestructura como los de transmisión y distribución, así como pérdidas de energía que se producen en estos sistemas. Estos costos pueden sumar hasta la mitad de los totales del sistema eléctrico. [10] A continuación se detallan diversas políticas para fomentar la generación distribuida, y por lo tanto los proyectos renovables que puedan instalarse de manera distribuida.

8.4.1 *Net Metering* (medición neta)

La medición neta consiste en medir el flujo de energía eléctrica entre la red de distribución y los clientes de manera bidireccional. De esta forma, cuando un cliente, que posee un sistema de generación distribuida, consume más energía de lo que genera, el flujo de energía va desde la red hacia el cliente y el medidor corre hacia adelante. En cambio cuando un cliente genera más energía de la que consume, el flujo de energía va desde el cliente hacia la red y el medidor se desplaza hacia atrás.

Con este método, el cliente paga sólo por la importación neta de electricidad en cada período de facturación. Además, a veces, se permite traspasar la producción neta de electricidad generada de un mes a otro. La medición neta permite a los clientes recibir precio de mercado por su exceso de electricidad generada, lo cual claramente alienta a los clientes a invertir en energía renovable debido a las disminuciones que pueden obtener en sus cuentas de electricidad.

Los proveedores de electricidad también se pueden beneficiar de los programas de medición neta, en particular con la generación de energía fotovoltaica por parte de clientes, las cuales

producen energía durante los períodos de mayor demanda, ya que estos períodos suelen ser en horas de trabajo (cuando hay más sol) debido al uso de electricidad por parte de las industrias y empresas. Estas generaciones en tiempos de mayor demanda pueden compensar la necesidad de nuevas centrales de generación y mejorar los factores de carga del sistema. [10]

8.4.2 Precios en tiempo real

Este incentivo, también conocido como fijación dinámica de precios, consiste en una estructura de tarifas donde el precio por kWh varía cada hora según los costos de producción en tiempo real. Debido a que las centrales usadas para completar la demanda máxima son más costosas que las de carga base, las tarifas son más elevadas en las horas de mayor demanda. Por lo que cuando este método se utiliza junto con la medición neta, los clientes reciben mayores precios por la venta de energía a la red en horas punta, y además si el cliente compra en horas de poca actividad lo hará a un menor precio. Por lo tanto, proyectos renovables de energía fotovoltaica son altamente beneficiados por este incentivo, ya que la radiación solar máxima se produce en los momentos de mayor demanda del día (como se explicó en el punto anterior), es decir en aquellos donde los precios de compra de energía son más altos.

Sin embargo, los costos de medición y administración son mayores con la aplicación de este incentivo, ya que es necesario usar equipos de medición en tiempo real. [10]

8.4.3 Reglamentos de interconexión

Existen sistemas de reglamentos de interconexión que permiten que diversos sistemas distribuidos como los de generación "a distancia" con energía renovable (tales como la energía eólica) tengan un acceso no discriminatorio a las líneas de transmisión. A continuación se detallan estos reglamentos. [10]

8.4.3.1 Acceso legal

El acceso legal permite que los sistemas de energía renovable tengan un derecho legal para conectarse a una red eléctrica y además determinan cómo se lleva a cabo esta conexión física.

8.4.3.2 Eliminación de sanciones hacia las desviaciones no programadas de energía

Los medios de generación intermitente, como los sistemas eólicos o fotovoltaicos, producen regularmente desviaciones no programadas de generación de energía. Algunas políticas de transmisión aplican sanciones a este tipo de desviaciones, por lo que la eliminación de estas políticas puede lograr que la energía renovable intermitente compita de manera más equitativa con la generación tradicional.

8.4.3.3 Eliminación de la tasa “Pancaking.”

En algunos sistemas existe una tasa "pancaking", que consiste en una acumulación de cargos de transmisión, en los que incurren los sistemas de generación distribuidos al estar normalmente posicionados remotamente, entre ellos las energías renovables distribuidas (como la eólica). Esta acumulación se da porque la energía generada por estos sistemas debe pasar por diversas jurisdicciones hasta llegar a los consumidores, agregándose en cada una de estas un nuevo cargo.

Por esta razón, la eliminación de este cargo acumulado, ya sea creando una tarifa única de larga distancia y/o mediante la creación de acuerdos de acceso entre los múltiples operadores, puede reducir la discriminación contra los sistemas de generación distribuida.

8.4.3.4 Igualdad en las asignaciones de capacidad

Existen políticas que suelen favorecer, por derechos adquiridos, a los primeros participantes del mercado, asignando las capacidades disponibles de transmisión en casos de congestión, esto es cuando la demanda en una línea de transmisión es superior a su capacidad.

La eliminación de estos derechos adquiridos permite a los generadores distribuidos como los sistemas de energía eólica, que son particularmente susceptibles a las restricciones de transmisión, hacer ofertas de manera imparcial por esta capacidad.

8.4.3.5 Acuerdos de interconexión estándar

Los acuerdos de interconexión estándar pueden acelerar los procesos de negociación para la conexión, con lo cual los desarrolladores de sistemas de generación distribuida (entre ellos los renovables) sólo pagarán por los costos directos de conexión de la planta al sistema local, pero

no para mejoras a la red que permitan una capacidad adicional. Esto permite que los generadores pequeños puedan competir de manera más equitativa.

Anexo B: Información extra de Países Latinoamericanos

8.5 Información Extra de Chile

8.5.1 Descripción del sector eléctrico chileno

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados, estos son: [66]

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Este es un gran sistema que abastece al norte del país, desde Arica hasta Coloso. Posee un 23% de la capacidad instalada del país, pero solo abastece aproximadamente a un 6% de la población. Su generación es fuertemente térmica (con un 99.6% de la capacidad instalada) y principalmente suministra a las empresas mineras.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Este es un gran sistema que abastece a la zona central del país, desde Taltal hasta Quellón en la isla grande de Chiloé. Posee un 76% de la capacidad instalada del país y sus clientes son principalmente hogares (un 60% de su generación va a clientes regulados), abasteciendo a un 90% de la población del país aproximadamente. Para el año 2010 su capacidad instalada se repartía en un 53.55% de generación térmica, 45.1% hidráulica y un 1.36% eólica.
- Sistema de Aysén: Consiste en cinco sistemas eléctricos localizados en el sur del país, los cuales son: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad instalada corresponde solo a un 0.31% de la capacidad nacional. Para el año 2010 su capacidad instalada se repartía en un 57.2% de generación térmica, 38.8% hidráulica y un 4% eólica. En este sistema opera una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 26.000 clientes.
- Sistema de Magallanes: Consiste en cuatro sistemas eléctricos localizados en el extremo sur del país, los cuales son: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Su capacidad instalada corresponde solo a un 0.57% de la capacidad nacional. Su generación es puramente térmica. En este sistema, al igual que en el de Aysén, solo opera una empresa, EDELMAG S.A., la cual desarrolla las actividades de

generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 50.000 clientes.

El siguiente mapa muestra las regiones que abarcan cada uno de estos sistemas.

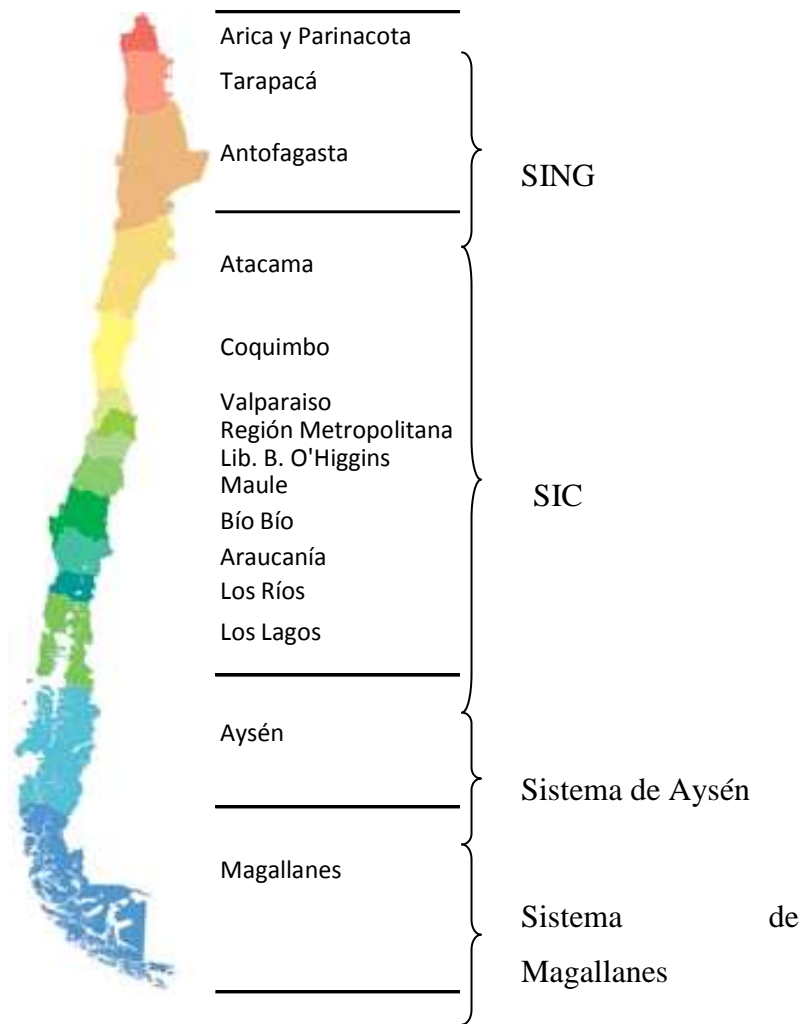


Figura 85: Regiones cubiertas por los sistemas eléctricos.

Fuente: R. Palma et Al [67]

La Tabla 26 (con datos de la CNE) resume la participación de cada sistema en el total chileno para el año 2010.

Tabla 26: Datos de los sistemas eléctricos de Chile.

Sistema	Potencia Instalada [MW]	Porcentaje Potencia	Generación [GWh]	Porcentaje Generación
SIC	11.845,1	76,13%	43.156,7	73,56%
SING	3.574,9	22,98%	15.100,0	25,74%
Magallanes	89,1	0,57%	268,9	0,46%
Aysén	49,0	0,31%	146,4	0,25%
Total Chile	15.558,0	100,00%	58.672,0	100,00%

Fuente: Elaboración Propia (Datos CNE). [68, 69, 70, 71, 72]

En las Figuras 86 y 87 se puede observar los sistemas interconectados del norte grande y central, con sus líneas de transmisión y centrales generadoras.

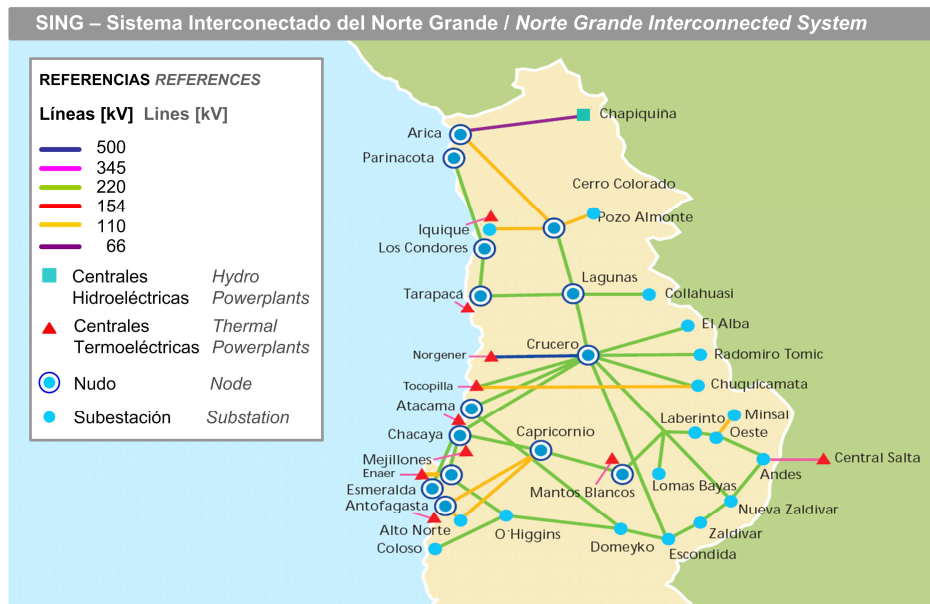


Figura 86: Sistema Interconectado del Norte Grande - SING.

Fuente: CNE [67]

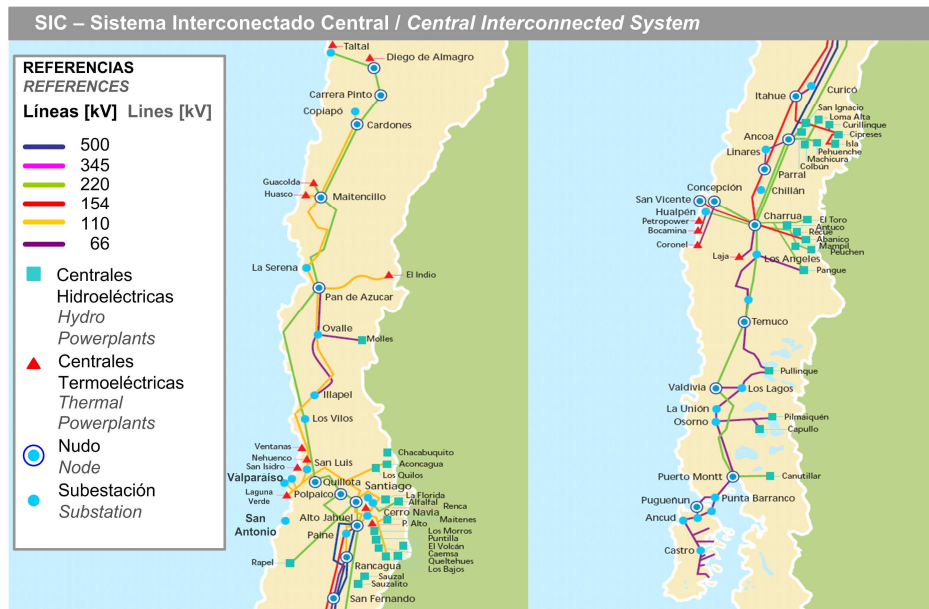


Figura 87: Sistema Interconectado Central – SIC.

Fuente: CNE. [67]

El sector eléctrico está dividido en segmentos de generación, transmisión y distribución. Estos segmentos son controlados por empresas con capitales privados, mientras las funciones de regulación, supervisión y planificación son realizadas por el Estado. Según datos de la CNE, participan en el sector eléctrico: 40 empresas generadoras, 10 transmisoras y 31 distribuidoras. [73]

8.5.1.1 Generación

El segmento de la generación se caracteriza por estar conformado por una gran cantidad de empresas con diferentes tecnologías (convencionales y renovables), lo cual da lugar a un mercado competitivo. Las empresas de generación son mayoritariamente de propiedad privada, además existen solo tres grupos económicos que controlan la mayoría de estas empresas, estos son: Endesa, AES Gener y Tractebel.

Básicamente la generación debe cumplir con dos funciones: [74]

- Técnica: generación confiable en cantidad y oportunidad.
- Comercial: Suministro al cliente mayor final.

Un punto importante a considerar es que la generación se caracteriza por poseer economías de escala en los costos variables de operación, traduciéndose este hecho en una importante barrera de entrada para nuevos agentes.

8.5.1.2 Transmisión

La transmisión se caracteriza por ser un monopolio natural, ya que esta se realiza a través de redes fijas que unen determinados centros de generación y consumo. Las instalaciones de transmisión consisten principalmente de transformadores y líneas aéreas. En Chile, estos sistemas usan tensiones entre 23 kV y 500 kV. Se divide en tres sectores: Transmisión troncal, Sub-transmisión y Transmisión Adicional.

El sistema de transmisión troncal es la columna vertebral de los sistemas interconectados, estos sistemas transportan energía que es producida por más de un generador y consumida por más de un cliente. Además los flujos de potencia que se producen entre la mayoría de sus líneas son bidireccionales y sus líneas tienen una tensión mínima de 220 kV.

Por otro lado, los sistemas de subtransmisión sirven para suministrar exclusivamente clientes libres y/o regulados que se encuentran en áreas de concesión de los sistemas de distribución. Asimismo se pueden conectar a estos sistemas medios de generación que se encuentren en estas áreas de concesión. Normalmente estos sistemas tienen tensiones desde los 23 kV y hasta los 110 kV.

Por último, los sistemas de transmisión adicional son usados para conectar a aquellos clientes libres y generadores que se encuentran alejados de los otros sistemas de transmisión.

La Figura 88 muestra las diferentes conexiones entre los tipos de transmisión y el resto de los actores del sector eléctrico. [67]

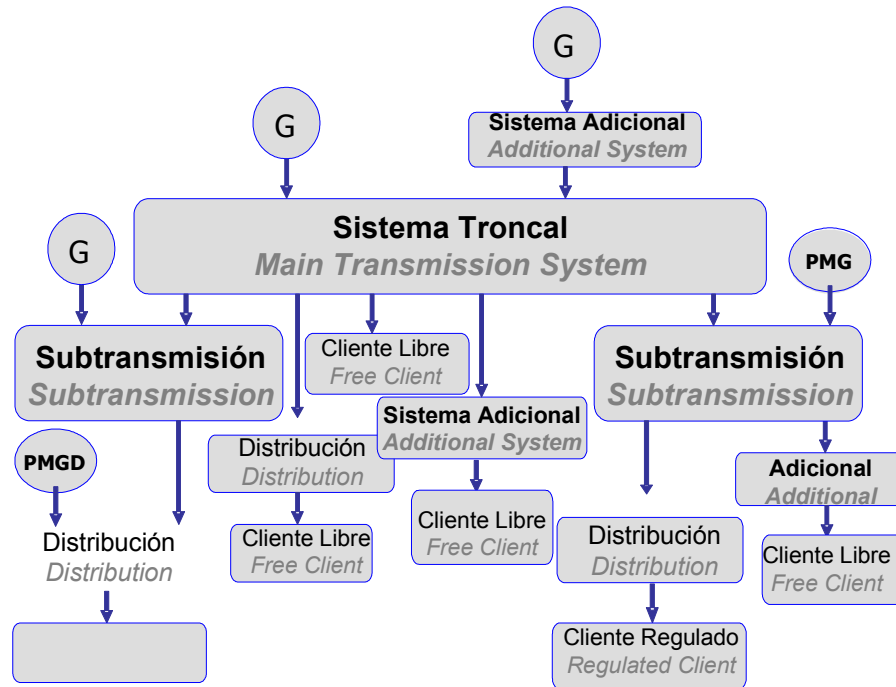


Figura 88: Interacción entre los diversos agentes del sector eléctrico chileno.

Fuente: R. Palma et Al [67]

Nota:

G: Generador convencional o renovable

PMG: Pequeño generador

PMGD: Pequeño generador distribuido

Los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión son regulados y tienen acceso libre, es decir, existe un derecho universal a conectarse a estas redes, cumpliendo ciertas exigencias. Además estos sistemas imponen servidumbres para trazar su recorrido.

El desarrollo de estos sistemas está sujeto a la ubicación entre la demanda y oferta y el crecimiento de estos centros. Al poseer obligación de servicio, los sistemas de transmisión tienen la responsabilidad de invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. Sin embargo, la autoridad decide el momento y la forma en que se expanden estos sistemas. [74]

8.5.1.3 Distribución

Los sistemas de distribución están compuestos por líneas, subestaciones y equipos que permiten abastecer a los usuarios finales, es decir, unen a los sistemas de transmisión con los clientes finales, estos pueden ser regulados o libres. La distribución, al igual que la

transmisión, es considerada un monopolio natural, ya que a cada empresa distribuidora le corresponde un territorio determinado, donde solo esta puede abastecer de energía a los clientes. Por lo mismo estas empresas operan bajo un sistema de concesión de servicios públicos, y tienen por obligación prestar el servicio de suministro, abasteciendo a cualquier cliente que lo necesite, siempre y cuando este cumpla con su deber de pagar por el servicio. [67]

A diferencia de la transmisión la expansión técnica de los sistemas, como aumentar la capacidad de ciertos recorridos, lo decide la empresa y es más adaptado al crecimiento de la demanda, al ser el último tramo para abastecer al cliente. [74]

8.5.1.4 Consumidores

Existen dos tipos de consumidores: [67]

- **Cientes regulados:** estos clientes pagan una tarifa definida, la cual se calcula a través de un modelo de operación eficiente. Estos clientes tienen una carga instalada menor a 2 MW y están ubicados en zonas concesionadas por empresas de distribución. La población en general, es decir hogares comunes, constituye la mayoría de estos clientes, así como empresas, negocios e industrias pequeñas. Estos consumidores representan aproximadamente el 66% del consumo total de SIC, y aproximadamente el 10% del consumo del SING.
- **Cientes libres:** Son aquellos consumidores cuya carga conectada es superior a 2 MW y aquellos con carga mayor a 0.5 MW que por elección decidieron ser este tipo de cliente, por lo tanto suelen ser grandes empresas como industrias o mineras. Estos clientes negocian directamente la tarifa que pagan por la electricidad con las empresas generadoras o con las distribuidoras. Estos consumidores representan aproximadamente el 34% del consumo total de SIC, y aproximadamente el 90% del consumo del SING.

8.5.1.5 Concentración del mercado

El sector eléctrico está fuertemente concentrado en un puñado de empresas, la Tabla 27 presenta el porcentaje de concentración de mercado que tuvieron las tres mayores empresas generadoras entre los años 1997 y 2005. [75]

Tabla 27: Porcentaje de Ventas de electricidad de las tres principales empresas generadoras.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Porcentaje de Ventas	95,1	94,7	94,6	94,9	94,1	94,2	94,0	94,0	98,5

Fuente: S. Simon et Al [75]

8.5.1.6 Fundamento económico

El mercado eléctrico en Chile, se caracteriza por estar horizontal y verticalmente separado, es decir, la generación, transmisión y distribución son parte de distintas propiedades privadas, y además existen varias empresas en cada uno de estos segmentos. La idea principal de este sistema es que siendo estas funciones controladas por agentes privados, las inversiones y operaciones que sean necesarias para el correcto funcionamiento del sector eléctrico sean realizadas por estos agentes privados y el Estado se mantenga aparte de estos gastos y solo se preocupe de los aspectos de regulación y fiscalización.

Los segmentos de transmisión y distribución, por ser monopolios naturales al ser asignados a áreas determinadas, son fuertemente regulados y tienen obligatoriedad de servicio y acceso, y los precios por estos servicios son fijados por la autoridad. Por otro lado, el segmento de generación se caracteriza por una libre competencia entre los diversos agentes privados que pueden invertir libremente, aunque su operación es controlada por un sistema central. [67]

8.5.1.7 Modelo mercado

En el mercado eléctrico chileno existen dos modelos de mercado: Mercado spot y Mercado de contratos bilaterales financieros.

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en la teoría marginalista, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores.

Mercado Spot

El mercado eléctrico chileno es del tipo *pool* obligatorio, con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores, los cuales transan energía y potencia entre sí. Este tipo de mercado es controlado por un agente independiente (CDEC) quien decide que generador opera en base a una orden de mérito según los costos antes mencionados, esta es la diferencia con respecto a los mercados basados en bolsas de energía, en los cuales los generadores y distribuidores pueden realizar ofertas libres de compra y venta respectivamente. [67]

Mercado de contratos

El mercado de contratos chilenos es del tipo financiero, esto implica que el comprador de energía se asegura el abastecimiento de la energía contratada pagando un precio fijo, pero esta energía puede provenir desde cualquier centro de generación, ya que el despacho de estos depende incuestionablemente del orden de mérito (a cargo del CDEC). El otro tipo de mercado de contratos es el de tipo físico, muy común en los mercados Europeos, el cual consiste en un despacho físico de la energía entre los agentes que firman este contrato, precio aviso al operador del sistema (equivalente al CDEC).

El mercado de contratos presenta las siguientes características: [67]

- Los generadores pueden hacer contratos con empresas distribuidoras y clientes libres.
- Los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o para clientes libres.
- Los contratos son confidenciales, y las especificaciones sobre el punto de suministro y cantidades deben ser informadas al CDEC para su administración.
- En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Normalmente las mediciones se realizan hora a hora.
- Los contratos son financieros, es decir, el generador siempre compra en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado. El contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los agentes compradores y vendedores,

de acuerdo a las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga.

8.5.2 Instituciones del sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno está constituido por varias empresas privadas, las cuales cumplen las funciones de generación, transmisión y distribución en el sistema. Además de estas empresas, existen varias instituciones que influyen en el sector eléctrico chileno dictando normas, controlando el sistema, etc. A continuación se detallan estas instituciones y su principal función. [67]

- Comisión Nacional de Energía (CNE): es la entidad encargada de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas del sector de energía. Además debe realizar una planificación indicativa del sector eléctrico.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio.
- Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA): es el órgano del Estado encargado de colaborar con el presidente de la República en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa.
- Centro de Despacho de Carga (CDEC): es el encargado de la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de:
 - Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
 - Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
 - Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Existe un CDEC distinto para cada sistema interconectado, estos son el CDEC-SIC y el CDEC-SING.

- Panel de expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos: Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

8.5.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico chileno

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico chileno: [67]

- DFL N° 4, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), texto refundido 2007.
- Ley 20.257 (Ley de Energías renovables no convencionales).
- Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo No. 327.
- Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación, Decreto Supremo No. 244.
- Decreto Supremo No. 62.

8.5.4 Definición de Energías Renovables en Chile

Según la Ley 20.257, la cual introduce modificaciones a la LGSE a favor de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, se define como Medios de generación renovables no convencionales, los que presentan cualquiera de las siguientes características: [24]

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.

- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- 5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- 7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

8.5.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Chile

8.5.5.1 Energía Eólica

En la referencia [76] se estima el potencial eólico aplicando la herramienta MAE (modelo desarrollado por UNTEC de la Universidad de Chile para GIZ, en el proyecto de Expansión de las ERNC), la cual considerando ciertos criterios como: Distancias mínimas a ciudades, cuerpos de agua o quebradas, así como pendientes máximas; identifica sitios favorables para el desarrollo de proyectos eólicos con un factor de planta mínimo de un 30%, los cuales se muestran en la Figura 89.

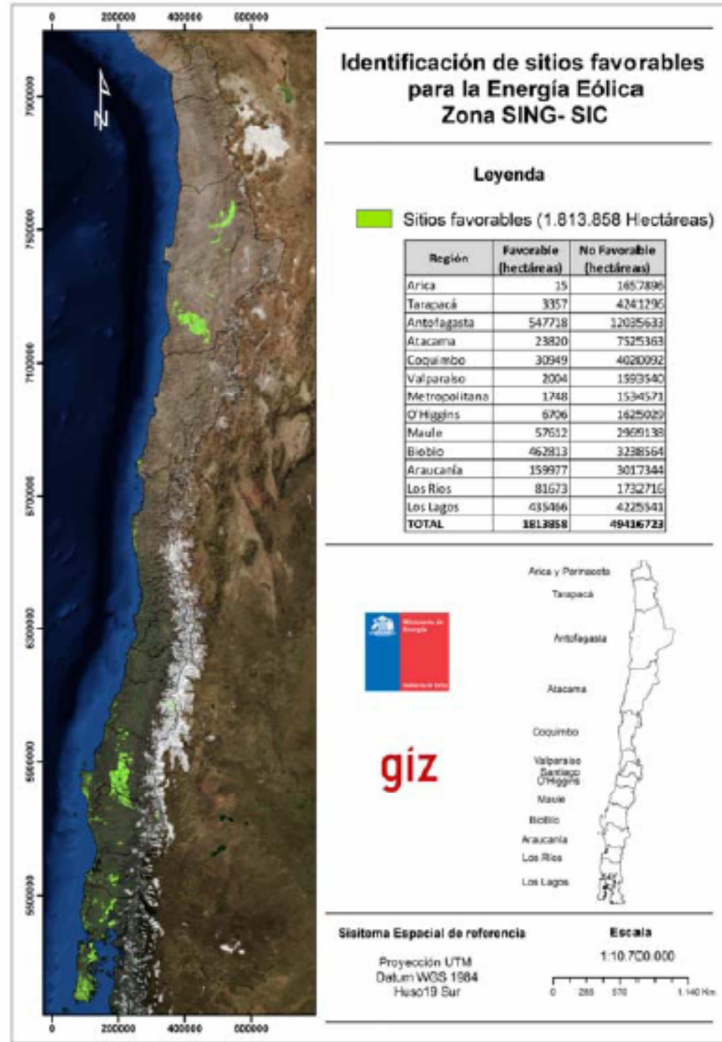


Figura 89: Identificación de zonas favorables para la energía eólica.
Fuente: MINENERGIA y GIZ, 2011. [76]

Después de la identificación de estos terrenos, se considera un criterio de uso del suelo de 10 ha/MW llegando a un potencial de 20.000 MW en todo el país. Además se destaca la Zona denominada Taltal (al sur de la Región de Antofagasta) donde se estima un potencial de 4.000 MW.

8.5.5.2 Energía Solar

De la misma forma que en el caso eólico, en la referencia [76] se usó la herramienta MAE, para determinar este potencial. En este caso también se identificaron los sitios favorables para desarrollar proyectos en base a esta energía, los cuales se pueden apreciar en la Figura 90.

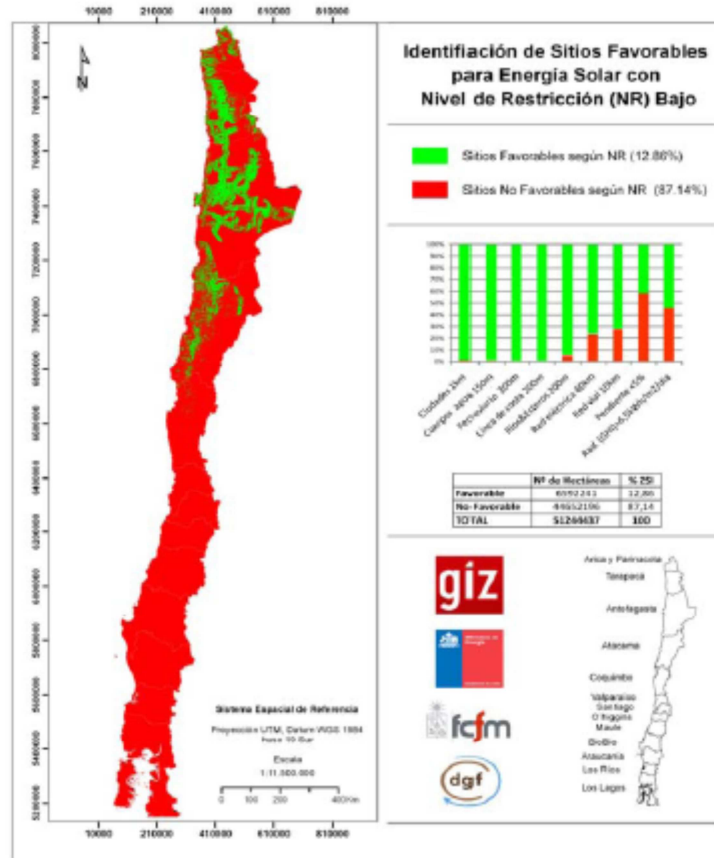


Figura 90: Identificación de zonas favorables para la energía solar.
Fuente: MINENERGIA y GIZ, 2011. [76]

De esta forma se determinaron los potenciales considerando 2.5 hectáreas para producir 1 MW con concentración solar (energía térmica solar) y 5 hectáreas para 1 MW a partir de energía fotovoltaica. Estos potenciales se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28: Potencial teórico en zonas favorables identificadas para el desarrollo de tecnología fotovoltaica y concentración solar de potencia, desagregado por regiones.

Región	Zonas favorables	Potencia Instalable de tecnología CSP (MW) (2.5 ha por 1 MW instalado)	Potencia Instalable de tecnología PV (MW) (5 ha por 1 MW instalado)
Arica y Parinacota	450.868	180.347	90.174
Tarapacá	1.451.653	580.661	290.331
Antofagasta	3.444.737	1.377.895	688.947
Atacama	1.189.911	475.964	237.982
Coquimbo	54.638	21.855	10.928
Valparaíso	23	9,2	5
Metropolitana	312	125	62
O'Higgins	2	1	0
Maule	0	0	0
Biobío	0	0	0
Araucanía	0	0	0
Lagos	0	0	0
Los Ríos	0	0	0
Aisén	0	0	0
Total	6.592.144	2.636.858	1.318.429

Fuente: MINENERGIA y GIZ, 2011. [76]

8.5.5.3 Energía Hidroeléctrica

En la referencia [76], se diferencia el potencial hidroeléctrico de los cauces naturales de las infraestructuras de riego, en el segundo caso se estimó un potencial teórico bruto de 1.400 MW. Por otro lado, en el caso de causas naturales existen estudios de potencialidad solo para las centrales mini-hidráulicas (de hasta 20 MW de potencia instalada). Usando la herramienta MAE se calcularon los siguientes potenciales solo para el sector centro-sur del país.

Tabla 29: Potencial hidroeléctrico para centrales mini-hidráulicas, desagregado por regiones.

Región	Potencia Bruta Teórica (MW)	Potencia Bruta Teórica Excluyendo Zonas Protegidas (MW)
Metropolitana	757	76
O'Higgins	1.138	1.008
Maule	2.738	2.339
Biobío	2.586	1.518
Araucanía	2.112	1.214
Los Ríos	2.529	506
Los lagos	5.342	1.011
Total	17.202	7.672

Fuente: MINENERGIA y GIZ, 2011. [76]

Por otro lado se estima un potencial técnico de 3.338 MW asociado a los derechos de agua no consuntivos que están sin uso.

8.5.5.4 Energía de biomasa

Para calcular el potencial de biomasa, la referencia [76], divide a estos recursos en dos: Biogás y Biomasa. Se consideran como Biogás a los lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas, residuos sólidos urbanos y residuos de la industria agropecuaria. Mientras que como biomasa se considera a todos los desechos leñosos.

De esta forma la referencia [76] estima un potencial técnico de biogás de 400 MW, mientras que en el resto de la biomasa (bosque nativo y plantaciones) se tiene un potencial técnicamente disponible de 1.116 MW.

8.5.5.5 Energía Oceánica

En la referencia [76] se menciona al estudio realizado por Garrad Hassan and Partners Ltd, el cual identifica las zonas más promisorias para el desarrollo de proyectos en base a la energía del mar. Este estudio estima un potencial en base a esta energía de 165 GW entre Arica y las islas Diego Ramírez, además de un potencial de 600 a 800 MW para el canal de Chacao. En la Figura 91 se puede apreciar el potencial de olas en las costas de Chile.

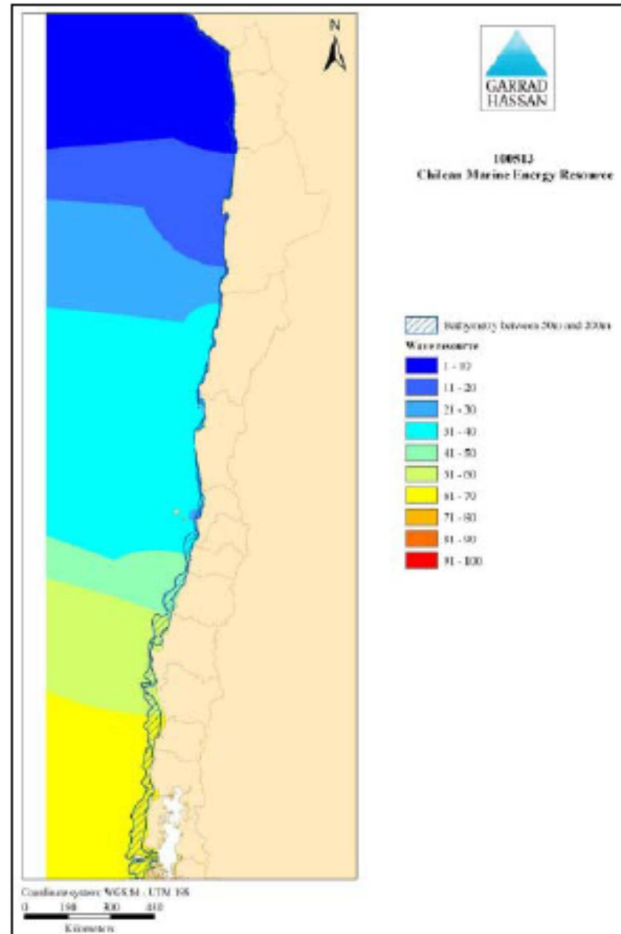


Figura 91: MAPA DEL POTENCIAL DE OLAS.
Fuente: GARRAD HASSAN Y BID, 2009. [76]

8.6 Información extra de Argentina

8.6.1 Descripción del sector eléctrico Argentino

El sector eléctrico argentino se caracteriza por estar dividido verticalmente en segmentos de generación, transmisión y distribución. Por otro lado, también se encuentra dividido horizontalmente, estando cada uno de los segmentos conformado por una gran cantidad de empresas, en especial el área de generación, la cual se caracteriza por ser más competitiva, este segmento agrupa a todas sus empresas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). [38]

El MEM posee dos modelos de mercado: [77]

- Mercado spot, donde se transa energía al costo marginal de producción.
- Mercado bilateral financiero, donde se contrata una cantidad de energía que debe ser suministrada obligatoriamente por productores a clientes, a un precio libremente establecido entre las partes, así como otras condiciones.

El despacho diario se realiza en base a un modelo hidrotérmico del MEM, siendo la función objetivo minimizar el costo total. Además, el precio del Mercado Spot, al cual se vende la energía destinada a las empresas distribuidoras, se revisa cada trimestre. [77]

El sistema de transmisión está dividido por regiones, donde en cada una de estas áreas hay una empresa de transmisión (llamadas empresas de distribución troncal), la cual al ser un monopolio natural debe ser regulada. La transmisión en estas áreas se realiza con líneas entre 132 y 400 kV.

Además, existe una transmisión de extra alta tensión, la cual se usa para unir las distintas áreas del país, a cargo de estas líneas se encuentra la *Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión* (TRANSENER S.A.). La mayoría de las líneas de este sistema de transmisión tienen una tensión de 500 kV. [38]

En la Tabla 30 se puede apreciar las longitudes de líneas por nivel de tensión y región en kilómetros.

Tabla 30: Longitudes de líneas de transmisión argentinas.

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	11731		562	6			12299
Distribución Troncal	-	1116	841	14701	422	24	17080
- Región Cuyo			634	611			1245
- Región Comahue				1215			1215
- Región Buenos Aires			177	5535	396		6110
- Región NEA			30	1407		24	1460
- Región NOA				4184			4184
- Región PATAGONIA		1116		1873			2990

Fuente: CAMMESA [78]

Por otro lado, las empresas más importantes de distribución son: Edenor (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte), Edesur (Electricidad Distribuidora Sur) y Edelap (Empresa de Electricidad de la Plata), las cuales son controladas mayoritariamente por capitales privados.

Los clientes libres, consumidores con una potencia mínima de 30 kW, pueden elegir adquirir energía de parte de los distribuidores o del mercado a través de contratos. Los distribuidores tienen la obligación de suministrar energía a los clientes libres, que optaron por este tipo de suministro, a una tarifa regulada. [38]

8.6.2 Instituciones del sector eléctrico argentino

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico argentino, ya sea dictando normas, controlando el sistema, etc.

- Secretaría de Energía (SENER): es la responsable de fijar las políticas. [79]
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): es el organismo encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión, es decir cumple también la función de supervisar el sistema. Además, este organismo en su facultad jurisdiccional, debe resolver las controversias que se presentan entre usuarios y concesionarios y también entre los agentes del mercado eléctrico mayorista, algo parecido a la función del panel de expertos en Chile. [80]
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico): es quien administra el mercado eléctrico mayorista.

Sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del SIN.

Al igual que los CDECs chilenos, CMMESA es una empresa de gestión privada, y el 80% de la propiedad es de los agentes del mercado, siendo el 20% restante propiedad del ministerio público. [81]

- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios: es el encargado de la planificación. [82]
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (SEMARNAT): es la responsable de fijar las políticas ambientales y preservar los recursos renovables y no renovables.
- Dirección Nacional de Promoción (DNPROM): es la responsable de promover el desarrollo de actividades de conservación de energía, utilización de nuevas fuentes, incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y de investigación aplicada a estos campos. Depende del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. [83]

8.6.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico argentino

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico argentino: [84]

- Ley N° 15.336, Régimen de la Energía Eléctrica.
- Ley N° 24.065, Distribución, transporte y generación de Energía Eléctrica.
- Ley N° 25.822, Plan Federal de Transporte Eléctrico.
- Ley N° 25.957, Modificación de la Ley 24.065 estableciendo un mecanismo de cálculo para la determinación del recargo que constituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
- Ley N° 25.019, Régimen Nacional de Energía Eólica y Energía Solar.
- Ley N° 26.190, Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de Energía Eléctrica.
- Decreto Nacional 2.073/61, Decreto Reglamentario de la Ley 15.336 sobre Régimen de la Energía Eléctrica.

- Decreto Nacional 1.597/99, Decreto Reglamentario de la Ley 25.019.
- Decreto Nacional 1.398/92, Decreto Reglamentario de la Ley 24.065 y la Ley 15.336 sobre el Régimen de la Energía Eléctrica.

8.6.4 Definición de Energías Renovables en Argentina

En Argentina, la ley 26.190 define como fuentes de energía renovables no fósiles a la: eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093 (esta ley define el uso de biocombustibles para el parque automotriz). [29]

8.6.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Argentina

En la Tabla 31 se puede identificar qué tipo de fuente renovable tiene una mayor potencialidad en cada región de Argentina.

Tabla 31: Potenciales renovables argentinos por región.

Región	Potencial
AMBA	Basura - Biogás
BUENOS AIRES	Biomasa - Energía Eólica
COMAHUE	Mini Hidro – Eólica – Geotermia - Solar
CENTRO	Biomasa - Eólica
CUYO	Biomasa – Solar - Eólica
LITORAL	Biomasa
NEA	Biomasa - Solar
NOA	Biomasa - Solar
PATAGONIA	Mini Hidro – Eólica - Solar

Fuente: B. Voloj [85]

8.6.5.1 Energía Solar

No existe una estimación cuantitativa del potencial solar en Argentina, pero si se poseen estudios de radiación solar, que han permitido desarrollar un mapa solar. A partir de estos datos, se puede desprender que la zona del norte del país tiene un gran potencial para el desarrollo de proyectos de energía en base a esta fuente. En la siguiente figura se puede apreciar un mapa de la radiación en los meses de Enero y Julio, y otro con la radiación horizontal media anual (Figuras 92 y 93 respectivamente).

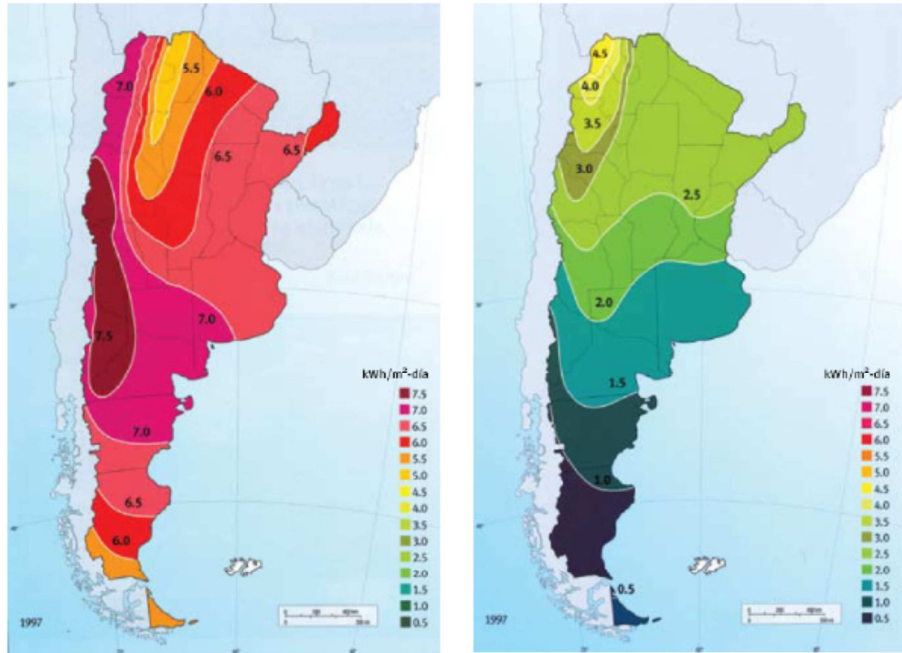


Figura 92: Mapa de radiación solar en Argentina en los meses de Enero (izquierda) y Julio (derecha).

Fuente: Secretaria de Energía de la Nación. [86]

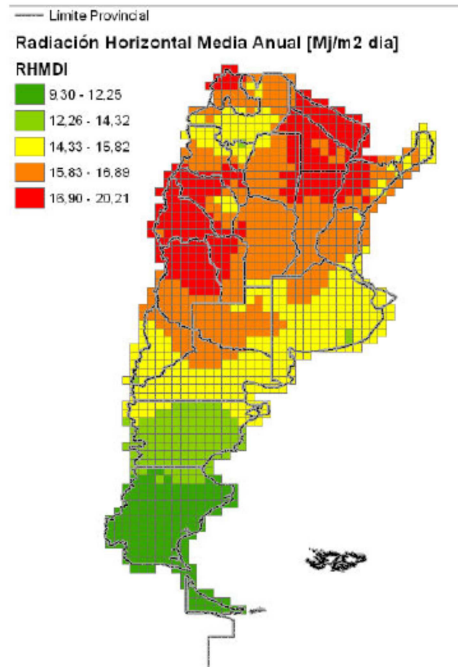


Figura 93: Mapa de la radiación horizontal media anual en Argentina

Fuente: Developing Renewables [87]

8.6.5.2 Energía Eólica

En el caso de la energía eólica, se estima que el potencial de la región de la Patagonia Argentina es de 500 GW, según el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) de Chubut. [88] Además, al igual que en el caso de la energía solar, se han recogido datos para crear un mapa eólico que posee las velocidades promedio del viento. De este mapa, se puede desprender que la zona del sur del país tiene un gran potencial para el desarrollo de proyectos de energía en base a esta fuente. En la Figura 94 se puede apreciar este mapa.

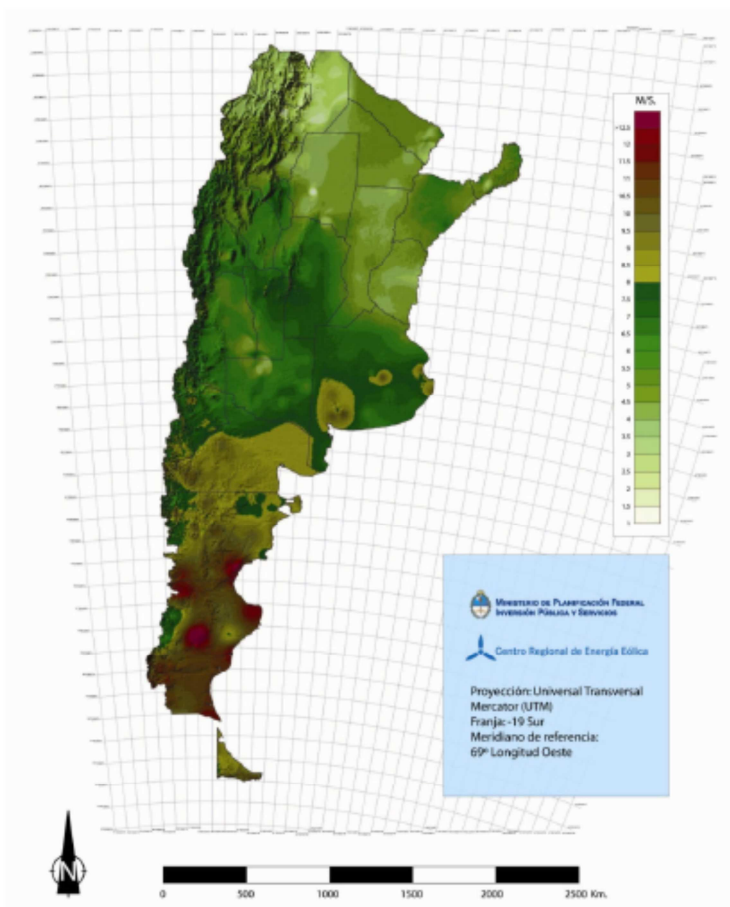


Figura 94: Mapa eólico de Argentina, con velocidades de viento promedio.

Fuente: Centro regional de energía eólica, Ministerio de planificación federal, Inversión pública y servicios [87]

8.6.5.3 Energía Hidráulica

El potencial de energía hidroeléctrica se encuentra principalmente en la Cordillera de los Andes a causa de las grandes corrientes generadas por el deshielo de los ríos en primavera y

verano. Otra gran ubicación, son las Cataratas del Iguazú. Esto se puede apreciar en el mapa de la Figura 95, el cual muestra los lugares con mayor potencial hidroeléctrico.



Figura 95: Lugares con potencial hidroeléctrico

Fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables. 2009 [87]

Además, según la referencia [89], el potencial teórico estimado identificado en Argentina es de 172.000GWh al año, asumiéndose un potencial técnicamente posible de 130.000 GWh por año.

8.6.5.4 Energía de Biomasa

Para este tipo de energía no existe una estimación cuantitativa del potencial de generación en Argentina. Sin embargo, se pueden identificar las mejores zonas del país para desarrollar un proyecto de generación con este tipo de fuente, a partir de la cantidad disponible de biomasa en cada uno de estos lugares, para esto se agruparon los datos que contienen esta información en un mapa, el cual se puede apreciar en la Figura 96.

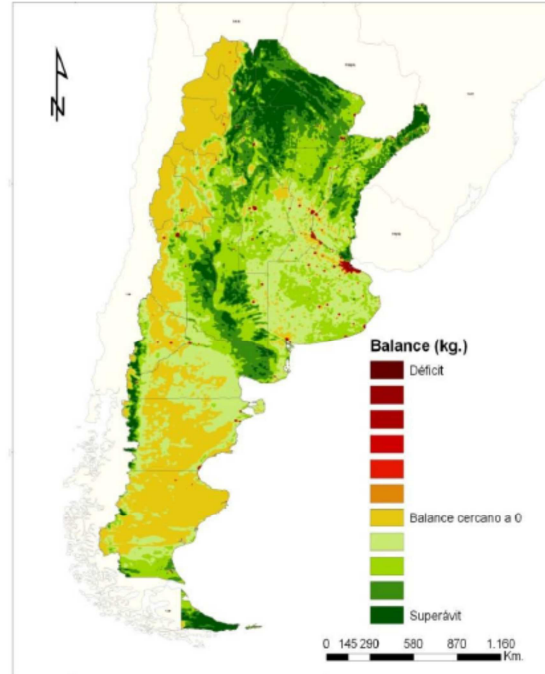


Figura 96: Mapa con potencial de fuentes de biomasa.

Fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables. 2009 [87]

8.6.5.5 Energía Geotérmica

Según la referencia [90] el potencial geotérmico de Argentina se puede estimar en 2.010 MW.

Además, este país tiene concentrado su potencial en la Cordillera de los Andes, debido a la presencia de Volcanes, al igual que Chile. Esto se puede apreciar en la Figura 97.

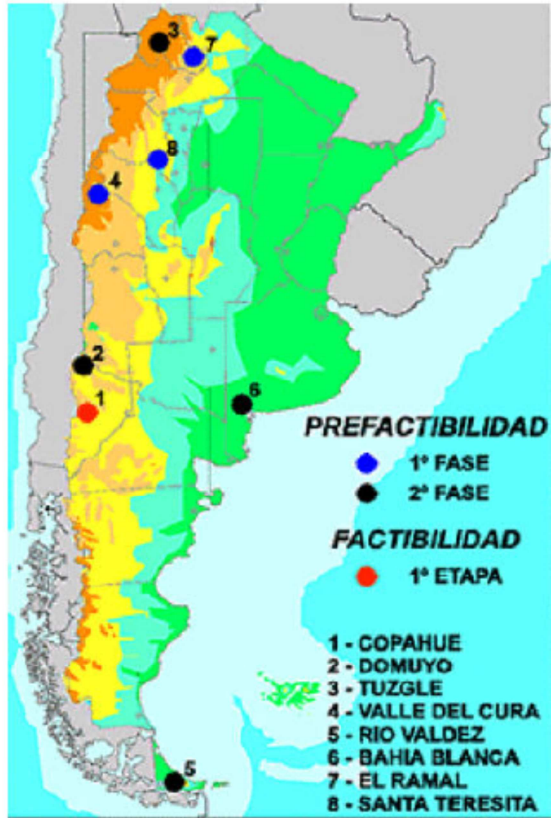


Figura 97: Mapa con potencial geotérmico
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación [87]

8.7 Información extra de Bolivia

8.7.1 Descripción del sector eléctrico boliviano

El sector eléctrico boliviano está conformado por tres tipos de sistemas: El Sistema Interconectado Nacional, Sistemas Aislados Supervisados y Sistemas Aislados Sin Supervisión. El Sistema Interconectado Nacional tiene una red de 1900 kilómetros de largo cubriendo el centro y sur del país y está compuesto por empresas separadas verticalmente, es decir por generadoras, transmisoras y distribuidoras, las cuales no están involucradas entre sí por ley. Mientras los Sistemas Aislados cubren el norte y este del país y están conformados por empresas integradas verticalmente, es decir, que cumplen los roles de generador, transmisor y distribuidor.

En el Sistema Interconectado Nacional funciona el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual tiene dos tipos de transacciones: [38]

- Ventas por contrato: los agentes acuerdan libremente una cantidad y precio de la energía.
- Mercado spot: los agentes transan la energía a un precio establecido y variable dependiendo de la oferta y demanda.

El despacho de la energía se realiza bajo un esquema de seguridad de suministro y minimización de costos. Para esto, los generadores ofertan su energía y el operador del sistema decide, cumpliendo con lo anteriormente mencionado, que unidades despachar. [38]

En la Figura 98 se puede apreciar cómo funciona el Mercado Eléctrico Boliviano.

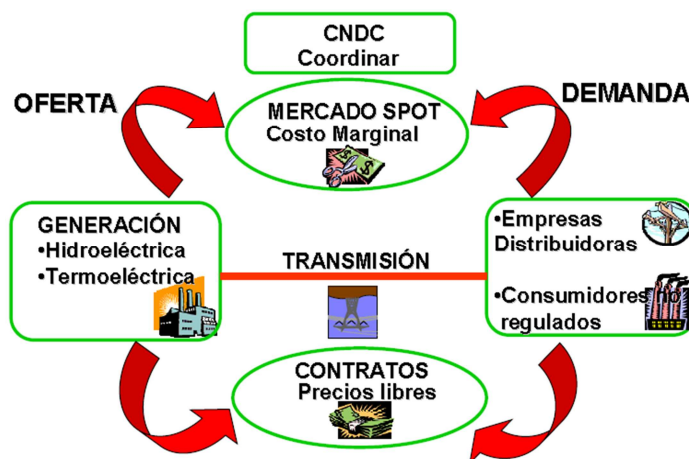


Figura 98: Mercado eléctrico boliviano.

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 2009

Para garantizar la competencia en el sector de la generación, las empresas de este segmento no pueden ser dueñas de más de un 35% de la capacidad instalada del SIN. Sin embargo, actualmente el país se está reestructurando, pasando el control de la generación, transmisión y distribución a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), lo que debería acabar pronto con la actual desintegración.

El Sistema Interconectado Troncal es el sistema de transmisión del SIN, este debe por ley usar voltajes superiores a los 69 kV, ser económicamente adaptable y tener acceso abierto. Para el año 2009, el Sistema Interconectado Troncal tenía 2504.3 km de largo, con 1545.2 Kms en 230 kV, 773.8 kms en 115 kV y 185.3 kms en 69 kV.

Entre las empresas transmisoras las más importantes son: Transportadora de Electricidad S.A. con un 56% del Sistema Interconectado Troncal, ISA Bolivia S.A. con un 34% y ENDE con el resto. [38]

Por otro lado, se han podido identificar dos problemas en el sistema de transmisión:

- El tipo de configuración, que hace difícil asignar las responsabilidades a las diferentes empresas transmisoras.
- La mayoría de las líneas funcionan por sobre sus límites de capacidad de transmisión.

Las empresas distribuidoras participan en el MEM comprando energía en grandes cantidades. Por otro lado, este tipo de empresas al ser monopólicas son reguladas por la autoridad.

En la Tabla 32 se observan las compañías de distribución que abastecen en el SIN a las ciudades más importantes, incluyendo datos como la cantidad de clientes y la energía entregada por esta empresa.

Tabla 32: Empresas distribuidoras del SIN

Compañía	Región	No. Consumidores	Energía Distribuida [MWh]
ELECTROPAZ	La Paz	426,171.00	1,162,801.70
CRE	Santa Cruz	340,786.00	1,736,420.99
ELFEC	Cochabamba	356,005.00	795,456.19
ELFEO	Oruro	64,899.00	303,609.50
CESSA	Chuquisaca	62,788.00	169,963.13
SEPSA	Potosí	75,582.00	190,484.99
TOTAL SIN		1,326,231.00	4,358,736.50

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 2009

De la misma forma, se presenta en seguida, una tabla con las empresas distribuidoras que abastecen en el SIN a las zonas rurales.

Tabla 33: Empresas distribuidoras de sectores rurales del SIN.

Compañía	Región	No. Consumidores	Energía Distribuida [MWh]
SEPSA Villazon	Potosí	8,08.0	7,075.1
Coop. Tupiza	Potosí	N/	8,750.9
SEYSA (Yungas)	La Paz	13,651.0	8,718.5
EMPRELPAZ	La Paz	76,838.0	26,447.8
EDEL	La Paz	18,177.0	18,564.5
Larecaja			
ELEPSA	Cochabamba	5,741.0	8,400.3
Punata			
MACHACAM	Oruro	679.0	526.2
ARCA			

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 2009

Por último, se muestran los datos de las empresas distribuidoras que abastecen en los sistemas aislados.

Tabla 34: Empresas distribuidoras de sistema aislados.

Compañía	Región	No. Consumidores	Energía Distribuida [MWh]
SETAR - Central	Tarija	43,887.00	90,923.43
SETAR - Yacuiba	Tarija	16,892.00	29,203.72
SETAR - Bermejo	Tarija	8,181.00	10,109.49
SETAR - Villamontes	Tarija	6,548.00	10,844.76
SETAR – Entre Ríos	Tarija	1,695.00	1,613.67
SETAR – El Puente	Tarija	646.00	421.45
CRE – Valles	Santa Cruz	13,040.00	14,201.04
CRE – Cruceños	Santa Cruz	5,077.00	9,093.20
CRE – Chiquitos	Santa Cruz	6,174.00	32,352.43
CRE - Charagua	Santa Cruz	1,037.00	1,401.51
CRE – Las Misiones	Santa Cruz	9,706.00	22,375.10
CRE – San Ignacio	Santa Cruz	5,118.00	12,462.23
CRE – Cordillera	Santa Cruz	7,784.00	14,806.28
COSERELEC	Beni	17,408.00	47,806.28
ENDE – Cobija	Pando	7,506.00	24,454.21
CER - Riberalta	Beni	11,673.00	21,999.48

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), 2009

8.7.2 Instituciones del sector eléctrico boliviano

Las instituciones que influyen en el sector eléctrico boliviano son:

- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas: su función es definir, formular y evaluar las políticas para el sector eléctrico boliviano. Depende del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. [91]
- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE): su función es fiscalizar, controlar, supervisar, y regular el sector eléctrico. [92]
- Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC): su función es operar el Sistema Eléctrico Interconectado (SIN), administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y planificar la expansión óptima del SIN siguiendo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. [93]
- Viceministerio de desarrollo energético: es el encargado de proponer la planeación integral del sector eléctrico en el mediano y largo plazo. Depende del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

- Ministerio de Medio Ambiente y Agua: su función es conservar y aprovechar sustentablemente los recursos ambientales del país, a través de políticas, normas y proyectos. [94]

8.7.3 Ley que influye en el sector eléctrico boliviano

La única ley que rige al sector eléctrico boliviano es la Ley de Electricidad 1604 (1994), la cual dispuso la privatización del sistema eléctrico y desagregación de las actividades de generación, transmisión y distribución.

8.7.4 Definición de Energías Renovables en Bolivia

No existe una definición formal, a través de una ley o decreto, pero si se puede desprender de diversos documentos como por ejemplo del “Diagnostico del sector energético en el área rural” para el proyecto de electrificación rural, en este se entiende que se considera como Energías Renovables aquellas provenientes de fuentes solar, hidráulica, de biomasa, eólica y geotérmica. [95]

8.7.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Bolivia

El siguiente mapa muestra los sectores de Bolivia con mayores potenciales para desarrollar proyectos de energía renovable, identificando el tipo de fuente para cada sector.

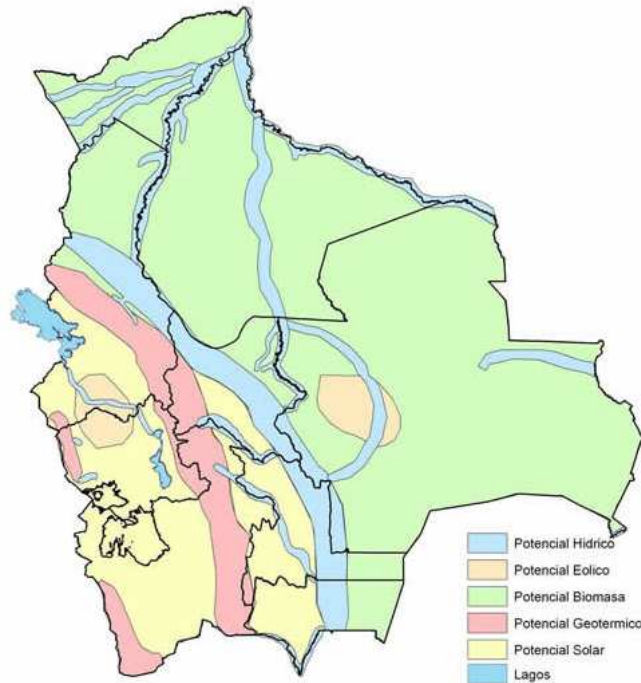


Figura 99: Mapa de Bolivia dividido en sectores según su fuente de mayor potencial.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía [96]

8.7.5.1 Energía Solar

No existe un valor cuantitativo del potencial solar de Bolivia, pero se estima que casi todo el territorio del país tiene un gran potencial para generar electricidad a partir de esta fuente, es por esto que se considera en gran medida para los planes de electrificación rural. Sin embargo, en el mapa de Bolivia que contiene los datos de la radiación promedio anual en cada sector del país (Figura 100), publicado por la Universidad de San Simón, se puede apreciar que la zona del sur del país tiene una mayor radiación promedio anual, y por lo tanto un mayor potencial. La región de los Andes alcanza valores de radiación solar de más de 7 kWh/m² por día, siendo estos los más altos, mientras los más bajos se alcanzan en las tierras bajas en el noreste del país, con valores de 3,9 a 5 kWh/m² por día. [97]

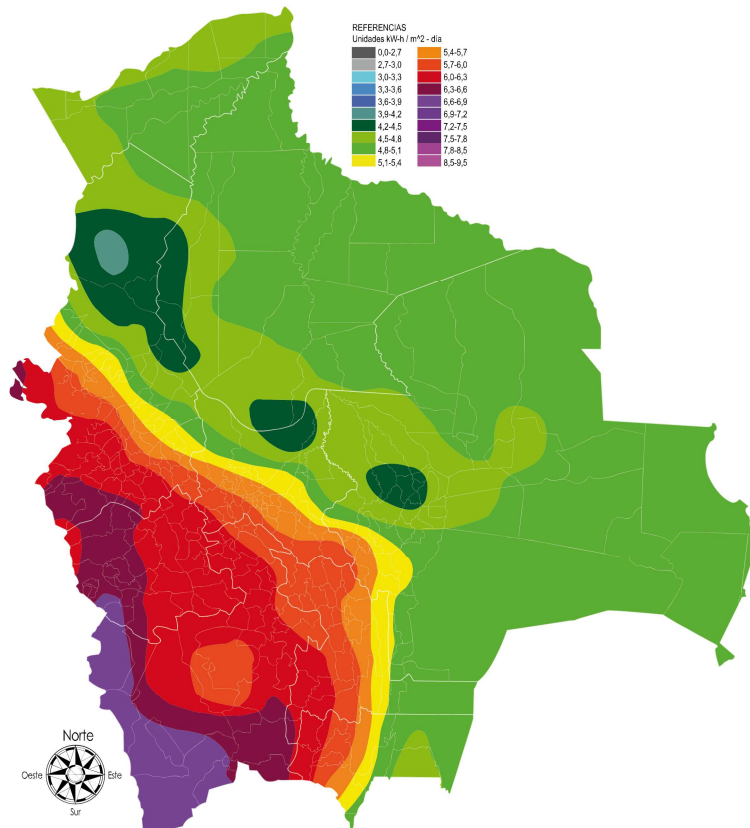


Figura 100: Mapa de la radiación solar promedio anual en Bolivia (kWh/m²* día).

Fuente: UMSS (2009)

8.7.5.2 Energía Eólica

Para la energía eólica tampoco existe un valor cuantitativo del potencial de generación eléctrica. Sin embargo, existe un Atlas Eólico de Bolivia, el cual muestra 4 sectores donde se concentra el potencial eólico del país, estos son¹:

- Santa Cruz, especialmente al sur y al oeste del centro urbano y en parte del Chaco.
- La frontera suroeste de Bolivia con Chile y Argentina en el departamento de Potosí en la región de los Lípez.
- El tercer sector es un “corredor” entre las ciudades de Santa Cruz y La Paz pasando por Cochabamba.

¹ Columna de M. Amarayo en Los Tiempos, disponible en: http://www.lostiempos.com/diario/actualidad/economia/20090927/el-viento-puede-ser-energia-en-cuatro-sectores-del_38190_63844.html

- Finalmente, otro “corredor” entre el sitio justo al este de la ciudad de Oruro y al oeste de la ciudad de Potosí.

En la Figura 101 se pueden apreciar tres mapas obtenidos del Atlas Eólico, que contienen las velocidades medias de viento a diferentes altitudes (20, 50 y 80 metros).

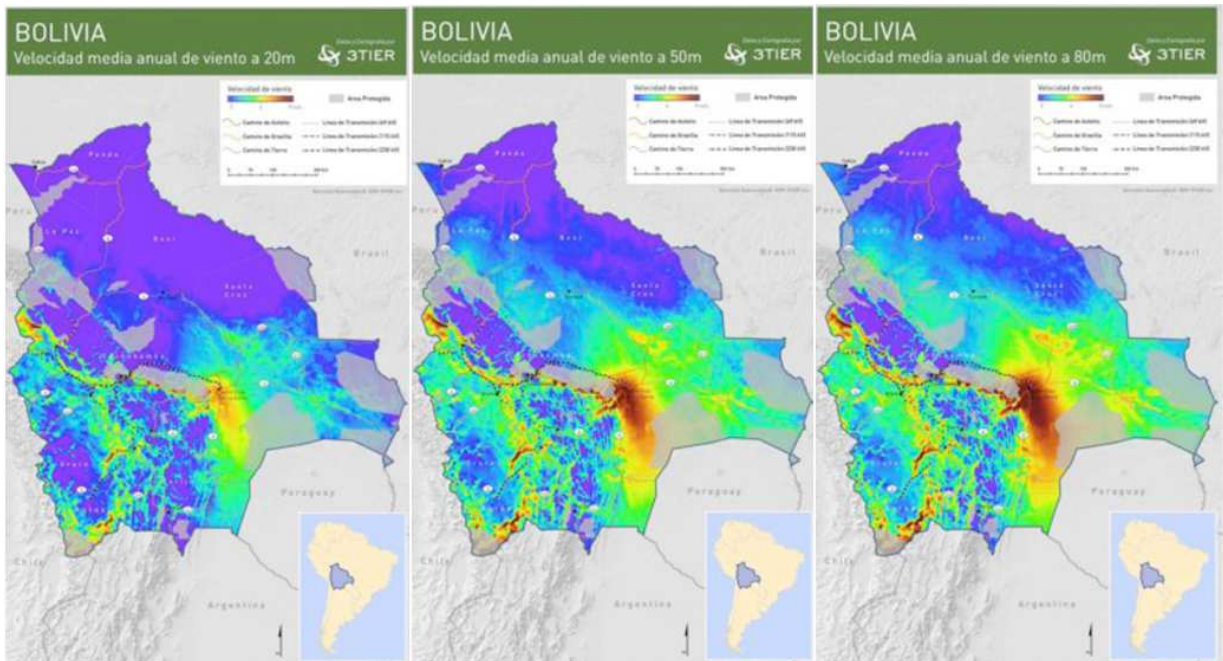


Figura 101: Mapa de Bolivia con velocidades medias de viento para tres altitudes diferentes.

Fuente: 3TIER, 2009 [98]

8.7.5.3 Energía Hidráulica

El potencial hidroeléctrico de Bolivia se estima en un total de 39.000 MW. [99, 100]

Además, existe un mapa con el potencial hidráulico del país (Figura 102), en el cual se pueden apreciar las regiones con mayor potencial para generar electricidad a partir de esta fuente. Aquí se puede apreciar que el lugar con mayor potencial se encuentra en las vertientes del lado oriente de la cordillera de los Andes, además se pueden apreciar los potenciales de ríos como el Madera (el más largo y voluminoso del país), del cual considerando las diversas zonas aprovechables de este, se puede estimar su potencial de generación en 43.000 GWh al año. Por último, se aprecia que el Lago Titicaca junto al río Desaguadero también tiene un potencial aprovechable. [101]

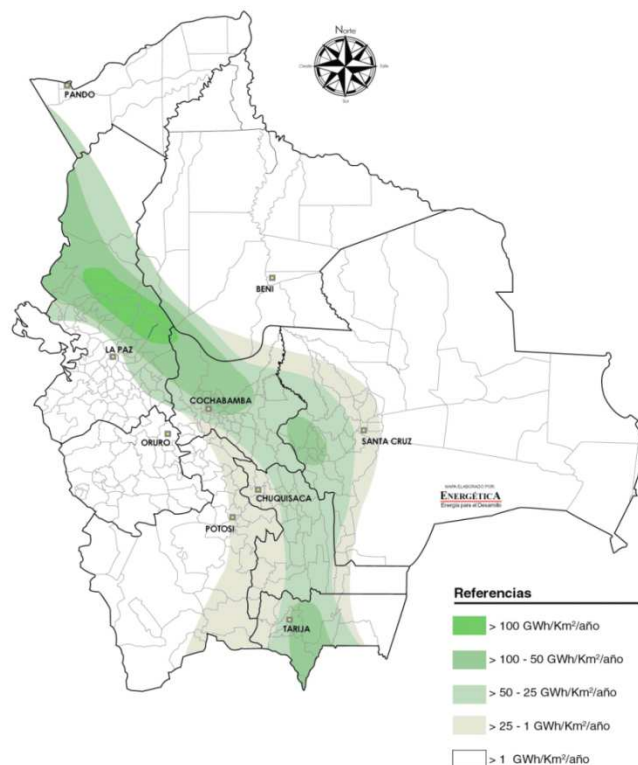


Figura 102: Potencial hidráulico boliviano.

Fuente: MEH – G. Ruths, 1990 [101]

8.7.5.4 Energía de Biomasa

Un estudio del Centro de Inteligencia sobre Mercados Sostenibles (CIMS) determinó que hay alta disponibilidad de biomasa, de fuentes como: el aserrín y la burucha de la madera, residuos de la cosecha de la piña y biodiesel producido con la *Jatropha*, pero no existe un desarrollo tecnológico que permita un aprovechamiento rentable de estas fuentes para la generación de energía.¹

La productividad de biomasa forestal se puede apreciar en la Figura 103, en este mapa se observa que la mayor disponibilidad de biomasa forestal está en el norte del país. Además, a través de esta información se puede estimar el potencial de esta fuente (biomasa forestal) en 270.000 GWh al año.

¹ Columna en Hidrocarburos Bolivia, disponible en: <http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/general-mainmenu-123/42997-la-biomasa-es-un-potencial-para-generar-energia.html>

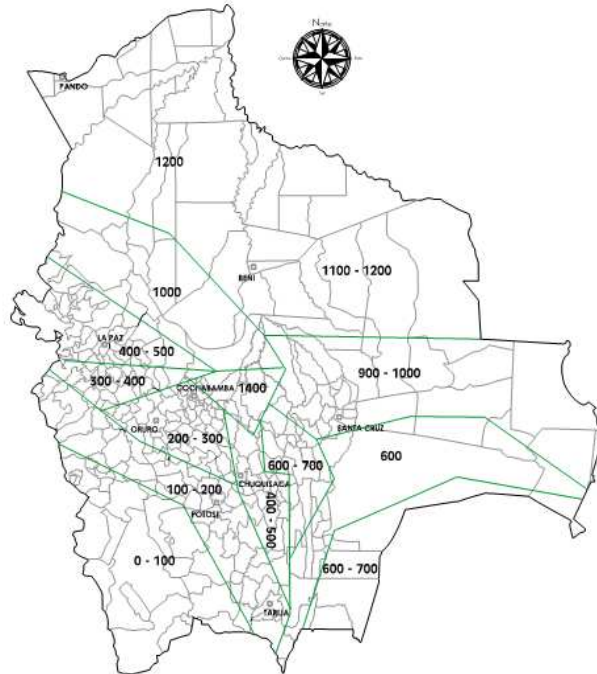


Figura 103: Productividad de biomasa forestal (m³/km²/año).

Fuente: MEH – G. Ruths, 1990 [101]

8.7.5.5 Energía Geotérmica

Existen zonas con un gran potencial, como la zona de Laguna Colorada, en el departamento de Potosí, donde se ha identificado un potencial de unos 300 MW. [102]

Por otro lado, el potencial geotérmico total del país se puede estimar, según la referencia [90], en un total de 2.490 MW.

8.8 Información extra de Brasil

8.8.1 Descripción del sector eléctrico brasileño

Brasil posee un sistema integrado por centrales de energía, redes de transmisión y distribución, el cual se llama Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este sistema, cubre la mayor parte del territorio brasileño y fue creado interconectando diversas redes aisladas. Además del SIN, existen otros sistemas aislados que no están conectados por distancia geográfica.

El SIN cubre la regiones del sur, centro-este, sureste, noreste y parte del norte con 89.200 kms de largo. Por otro lado, los sistemas aislados cubren la mayoría del norte del país.

En cuanto a la comercialización de energía en Brasil, esta se puede realizar de cuatro formas distintas, las cuales son detalladas a continuación:

- Ambiente de Contratación Libre (ACL): compradores y vendedores negocian la venta de energía y sus condiciones como, la cantidad, precio, plazo de entrega, etc. Los compradores pueden ser consumidores libres, exportadores o comercializadores, mientras los vendedores pueden ser generadores, importadores y comercializadores.
- Ambiente de Contratación Regulada (ACR): Los distribuidores compran energía por medio de contratos a los vendedores, que pueden ser generadores, importadores y comercializadores. Los distribuidores pueden contratar energía en el ACR, de cuatro maneras distintas: subastas de venta de generadores existentes o nuevos, a través de una convocatoria pública realizada por el mismo distribuidor (con un límite de un 10% del total de su energía distribuida), contrato de energía renovable a través del programa PROINFA y por último, con contratos de suministro desde la central hidroeléctrica binacional Itaipú. [103]
- Reserva de energía: existe desde el 2004, y su función es aumentar la seguridad del suministro de energía del SIN con energía proveniente de centrales creadas solo con este propósito, las cuales tienen un contrato especial para esto.
- Mercado de corto plazo, o mercado spot: en este mercado se vende la diferencia entre lo realmente producido (para satisfacer la demanda) y lo contratado a través de los ambientes ACL y ACR.

En el mercado spot se utiliza el *Precio de Liquidación de Diferencia* (PLD) para las transacciones de energía. Este precio se calcula optimizando la operación del SIN. Esta optimización busca despachar a los generadores hidráulicos, a través de una solución óptima del empleo de estos, cuando el nivel de energía hidráulica embalsada en cada región es inferior a cierto límite de seguridad, el ONS acciona la llamada Curva de Aversión al Riesgo, y tiene lugar la entrada de centrales térmicas y de importaciones, aun cuando el costo marginal de la generación hidráulica obtenido de los modelos haya resultado inferior al costo de estos recursos. [38]

Por otro lado, el despacho es realizando utilizando el mismo modelo, cuidando cumplir con los contratos de los ambientes ACL y ACR, y tomando en cuenta los precios acordados en estos.

El segmento de la generación está fuertemente controlado por empresas estatales como Eléctrobras, CESP, Cemig y Copel.

En el segmento de transmisión existen 64 compañías que tienen adjudicado un sector a través de una licitación pública, la cual es válida por 30 años. Además, la mayoría de las líneas de transmisión son propiedad de Eléctrobras, cubriendo un 57% del total de las líneas de transmisión de Brasil. [104]

En el segmento de la distribución existe una mayor competencia, ya que existen 63 empresas de distribución y 53 pequeñas cooperativas autorizadas a suministrar electricidad a miembros asociados, entre las cuales ninguna tiene un poder de mercado como Eléctrobras tiene en los otros segmentos. En este segmento, el estado también mantiene una gran parte de las propiedades de las empresas. [38]

Por otro lado, las empresas de distribución tienen que obligatoriamente participar del ACR e invertir un 0.5% de sus ingresos en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y en proyectos de eficiencia energética.

En la Figura 104 se muestran las conexiones entre los diversos segmentos y/o agentes en el sistema interconectado brasileño.

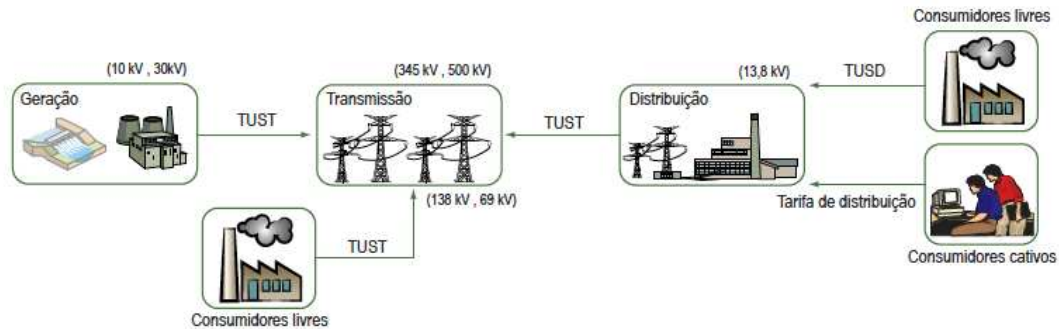


Figura 104: Sistema Interconectado (SIN)

Fuente: ANEEL (2008)

8.8.2 Instituciones del sector eléctrico brasileño

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico brasileño: [105]

- Ministerio de Minas y Energía (MME): es el responsable de formular e implementar las políticas para el sector energético.
- Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): sus funciones son regular y fiscalizar todos los procesos de la energía eléctrica (producción, transmisión, distribución y comercialización) cuidando la calidad de servicio y los derechos de los consumidores. Además está a cargo de la promoción de licitaciones, según el nuevo método de contratación de energía eléctrica de parte de los agentes de distribución.
- Operador Nacional del sistema Eléctrico (ONS): este organismo debe operar, supervisar y controlar la generación de energía eléctrica en el SIN, cuidando la optimización de los costos y garantizando la confiabilidad del sistema.
- Empresa de Investigación Energética (EPE): es la encargada de realizar la planificación a largo plazo del sector eléctrico.
- Ministerio del Medio Ambiente: tiene la responsabilidad de velar por el adecuado uso de los recursos naturales del país.

8.8.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico brasileño

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico brasileño:

- Ley 9648/98, crea a los operadores del sistema y los mercados independientes.

- Ley 10.848/2004, establece reglas claras, estables y transparentes destinadas a garantizar la oferta y la expansión continua de las actividades intrínsecas del sector.
- Ley 10438, instituye el programa PROINFA, de incentivo a las fuentes alternativas de energía eléctrica.
- Decreto 5.081/2004.

8.8.4 Definición de Energías Renovables en Brasil

Brasil no tiene una definición clara sobre los generadores renovables, sin embargo, se puede desprender de la Ley 10.438 (Ley que crea el programa PROINFA) que se consideran como generadores renovables alternativos a los “diseñados a partir de fuentes como la eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 30 MW de potencia instalada) y de biomasa”. [31]

8.8.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Brasil

8.8.5.1 Energía Solar

En cuanto a la energía solar, según datos del PNE-2030, Brasil presenta medidas de radiación solar entre 14 MJ/m² día en las regiones Sur y Sudeste y 22 MJ/m² en la región Nordeste. En la Figura 105, se puede apreciar este potencial en diferentes sectores del país. [106]

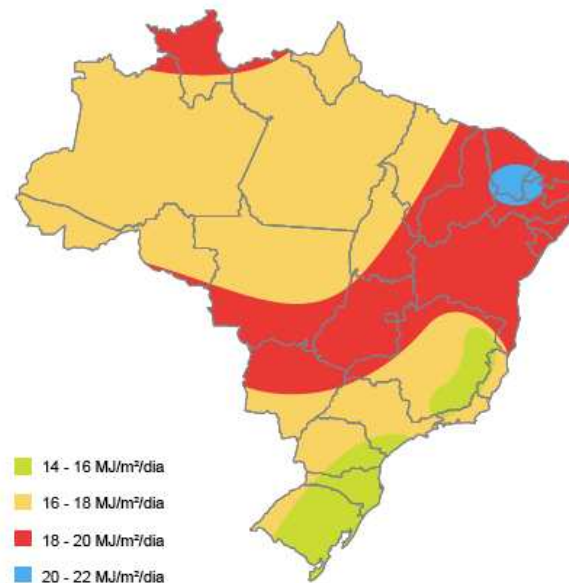


Figura 105: Mapa de radiación solar promedio en Brasil.

Fuente: MME, 2000 [106]

8.8.5.2 Energía Eólica

El potencial eólico se ha estimado en 143,5 GW y 272000 GWh al año, la mitad del cual se encuentra en la región Nordeste. En la Figura 106 se puede apreciar este potencial distribuido en diferentes sectores del país. [106]

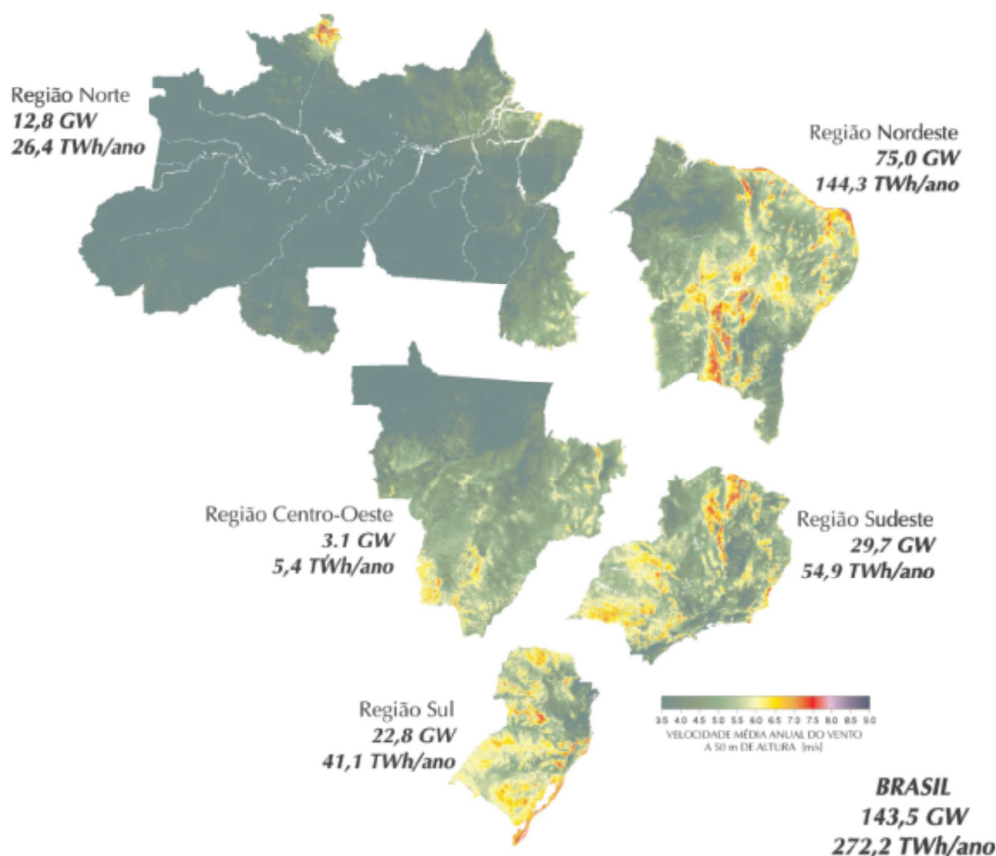


Figura 106: Potenciales eólicos en Brasil por sectores.

Fuente: MME [106]

Esta estimación del potencial solo considera lugares con una velocidad del viento mayor a 7 m/s. Además, al aprovechar por completo este potencial se usaría un total 71.735 km² de superficie, con una densidad media de 2 MW/ km² instalados.

8.8.5.3 Energía Hidráulica

Según el Plan Nacional de Energía (PNE-2030) Brasil posee un potencial abundantísimo de generación hidroeléctrica de 174 GW. En la Figura 107 se puede apreciar el potencial hidroeléctrico brasileño señalado en los diferentes sectores del país. [107]

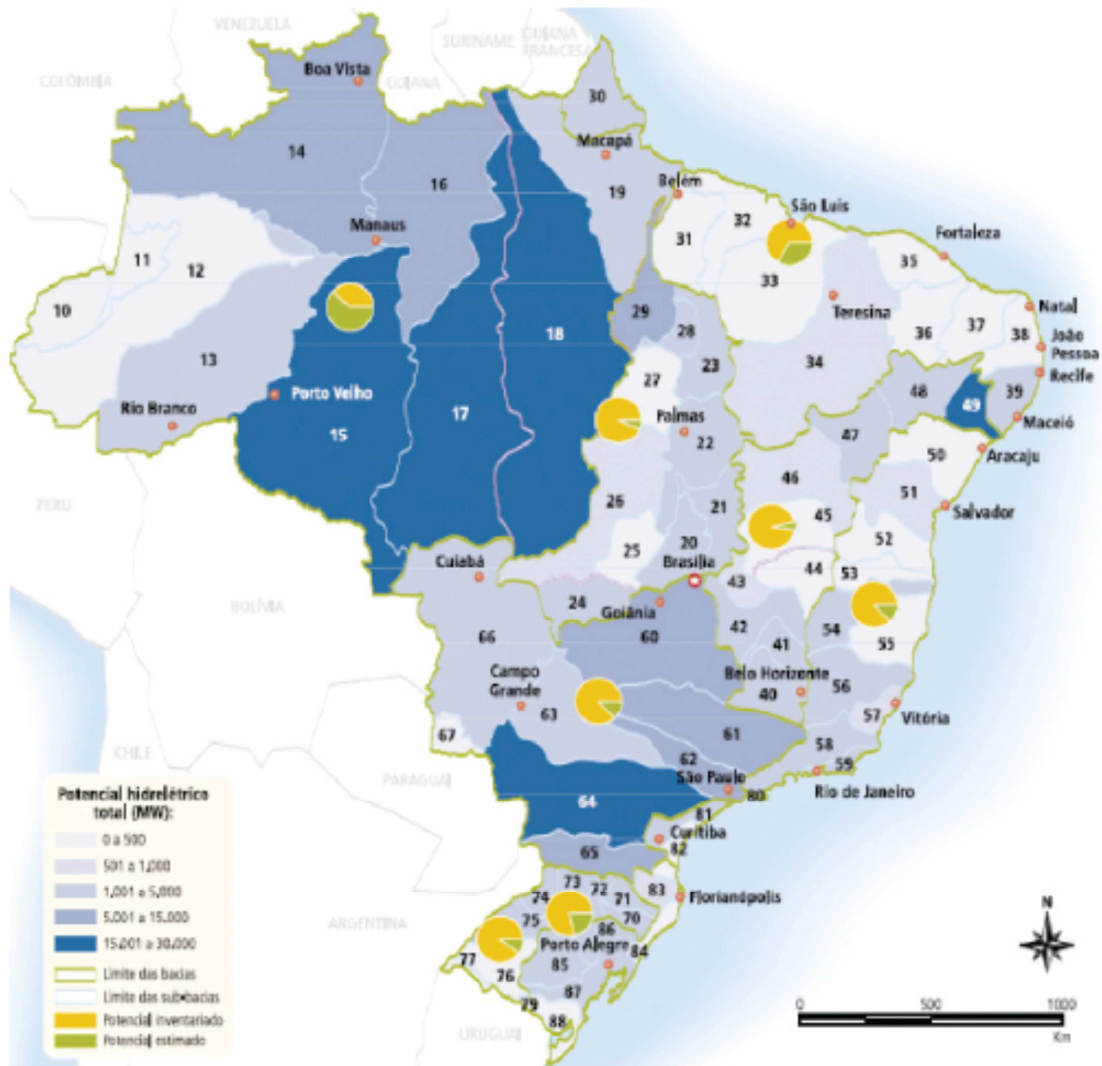


Figura 107: Potenciales hidroeléctricos en Brasil por sectores.

Fuente: ANEEL, 2006 [107]

Por otro lado, ANEEL estima una disponibilidad de 7.3 GW de potencial para pequeñas centrales hidroeléctricas, sin contar la capacidad ya instalada con este tipo de fuente.

8.8.5.4 Energía de Biomasa

Según datos del PNE-2030, se puede estimar un contenido energético primario de biomasa por residuos agrícolas, agroindustriales y silvícolas para el año 2030 de 23.468 GJ (Giga Joule) al año, lo que equivaldría a 6.518 TWh al año. [108]

La generación excedente para el mercado que puede proporcionar el bagazo de caña se estima en 44.000 GWh, la mayor parte en la región Sudeste.

8.8.5.5 Energía Geotérmica

Se puede apreciar en la Figura 108, un mapa de Brasil con su potencial geotérmico, el cual muestra que las mejores zonas para producir este tipo de energías están en la costa noreste y en el sur del país. [109]

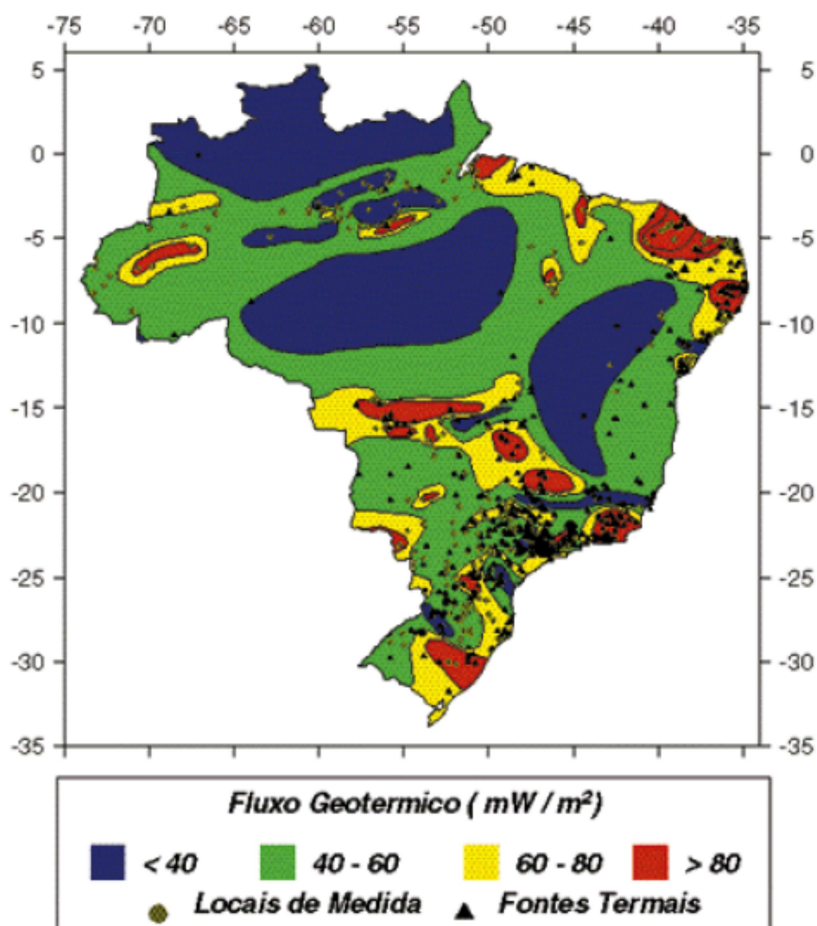


Figura 108: mapa con el potencial geotérmico en Brasil.

Fuente: Developing Renewables [109]

Por otro lado, también se estima el potencial geotérmico en un total de 2.010 MW. [90]

8.9 Información extra de Colombia

8.9.1 Descripción del sector eléctrico colombiano

En Colombia las transacciones de energía se realizan en el llamado Mercado de Energía Mayorista (MEM), en el cual participan generadores y comercializadores.

En este Mercado conviven dos modelos: [38]

- Mercado de corto plazo con el sistema de Bolsas de energía: se subasta diariamente energía, los vendedores (generadores y comercializadores) ofrecen una cantidad a un precio determinado y los compradores demandan una cantidad determinada, transándose la energía total demandada por orden de mérito al precio de la última oferta aceptada.
- Mercado bilateral financiero: los agentes contratan a largo plazo y libremente una cantidad de energía a un precio pactado entre las partes.

En la Figura 109 se muestra un esquema institucional del MEM.

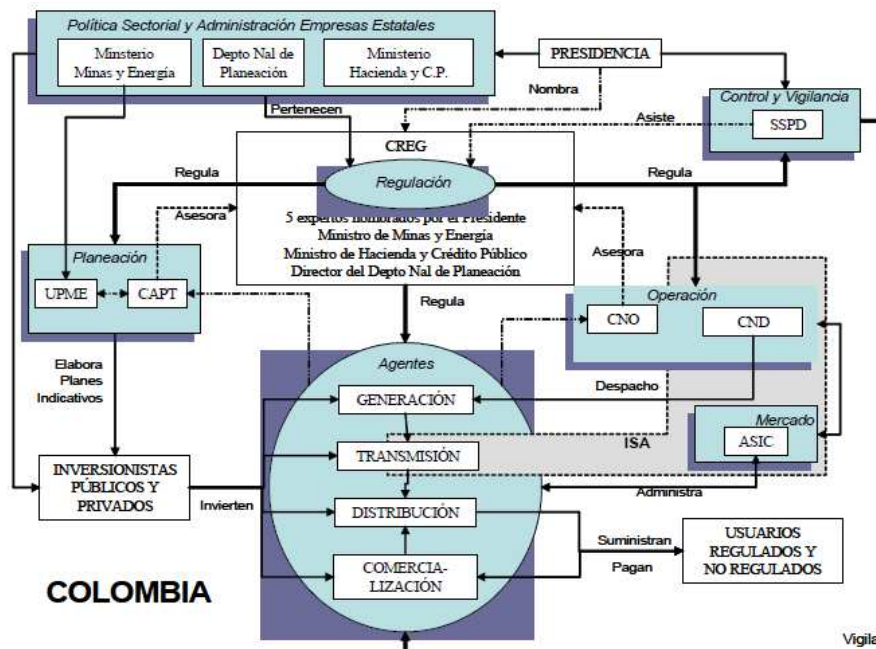


Figura 109: Esquema de funcionamiento del MEM.

Fuente: UPME [110]

A fines del 2010 existían 48 generadores registrados en el sector eléctrico colombiano, la mayoría de estas empresas son de capital privado, además existe una gran concentración del mercado en tres empresas.

El segmento de transmisión está compuesto por 11 empresas, las cuales poseen líneas con tensiones entre 110 y 500 kV. En la Tabla 35 se puede apreciar el tamaño de las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico colombiano en kilómetros y separado por tensiones. [111]

Tabla 35: Longitudes de líneas de transmisión.

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10,074.3
Transmisión 138 kV	15.5
Transmisión 220 – 230 kV	11,654.6
Transmisión 500 kV	2,646.3
TOTAL SIN	24,390.7

Fuente: XM [111]

8.9.2 Instituciones del sector eléctrico colombiano

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico colombiano:

- Ministerio de Minas y Energía: es la principal institución del sector energético colombiano, encargado de formular y aplicar políticas para el aprovechamiento sustentable de los recursos mineros y energéticos del país. [112, 113]
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas. Su principal objetivo es asegurar la adecuada prestación de los servicios energéticos a través de un aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles. [110]
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): es la encargada de vigilar y controlar la prestación de los servicios públicos, protegiendo la competencia y los derechos de los usuarios. Además, debe resolver los conflictos que se generen entre los diversos agentes participantes de la prestación del servicio. [114]
- XM filial de ISA S.A: esta empresa está a cargo de la operación y administración del mercado. [38]

- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): es la encargada de la planificación del desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros. [115]
- Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: contribuye y promueve acciones orientadas al desarrollo sostenible. Está a cargo de los temas medio ambientales, de vivienda, desarrollo territorial, agua potable y saneamiento básico en el país. [116]

8.9.3 Leyes y regulaciones que influyen en el sector eléctrico colombiano

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico colombiano:

- Ley 142, de Servicios Públicos.
- Ley 143, de Electricidad (1994).
- Ley 697 (2001) que promueve el uso eficiente y racional de energía y las energías alternas.
- Resolución 180919, la cual implementa el Programa de Uso Racional de energía, y en el tema de generación con FNCE establece metas de participación.
- Decreto 3683.

8.9.4 Definición de Energías Renovables en Colombia

Según el artículo 3 de la Ley 697 se define a las Fuentes no convencionales de energía de la siguiente forma: *“son fuentes no convencionales de energía, aquellas fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente”*. [34]

8.9.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Colombia

8.9.5.1 Energía Solar

No existe una estimación cuantitativa del potencial solar, pero se conocen los mejores lugares del país en cuanto a potencial. En la Figura 110 se muestran las horas de sol promedio en cada zona del país. En este mapa se puede apreciar que el norte del país tiene un mayor potencial.

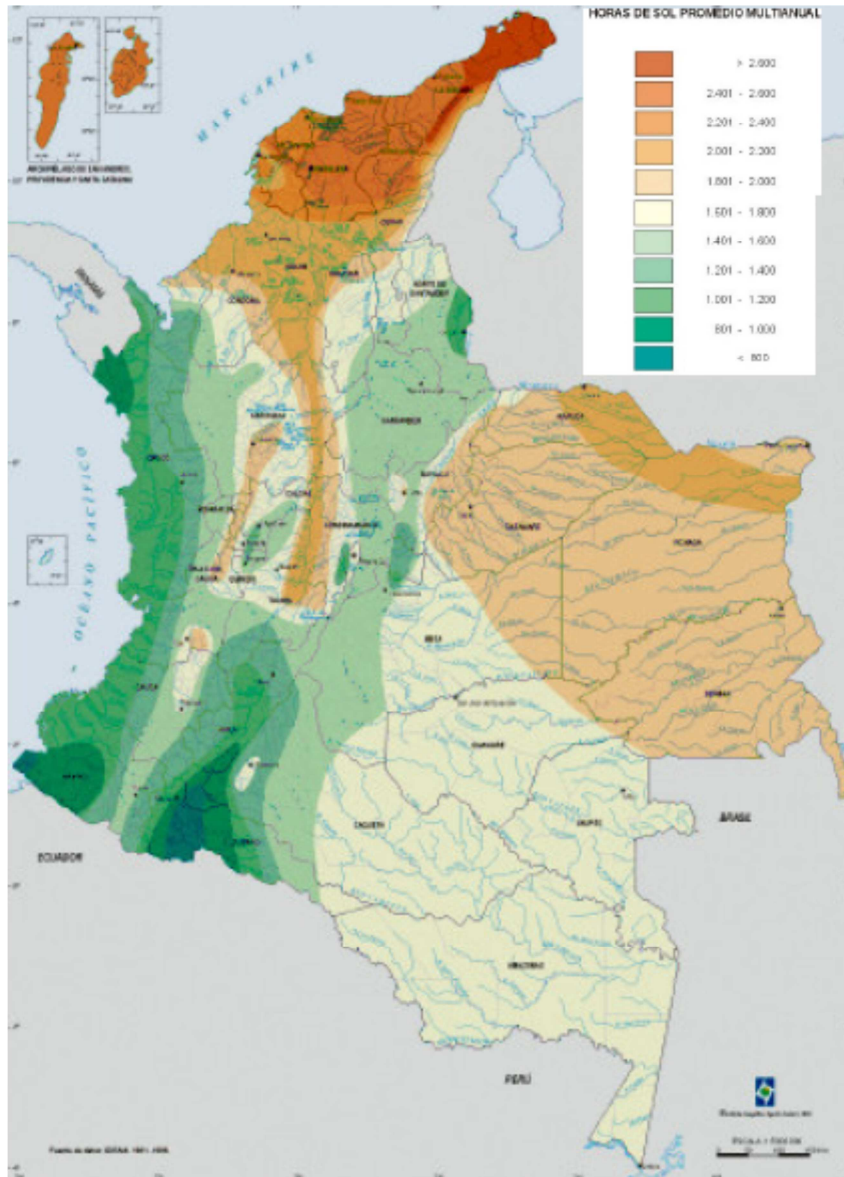


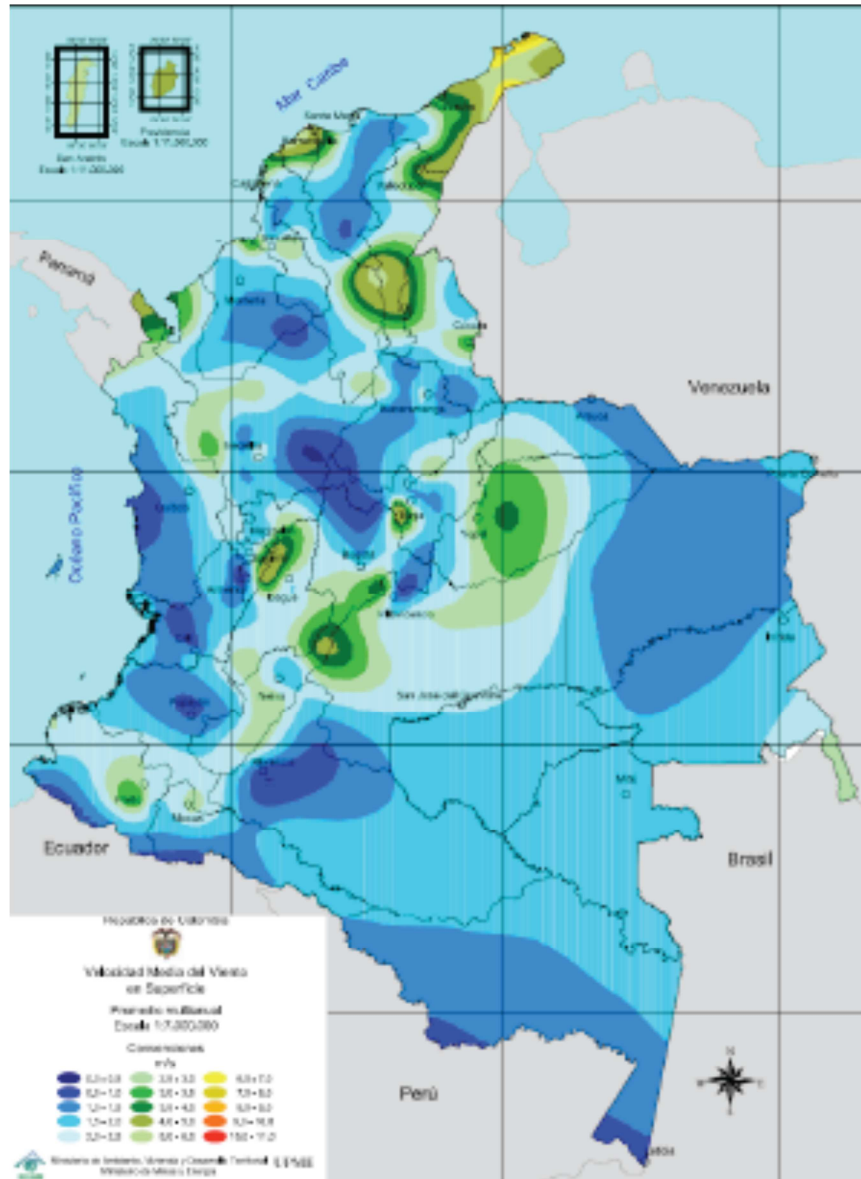
Figura 110: Atlas solar colombiano.

Fuente: Atlas de Colombia IGAC, 2005 [117]

8.9.5.2 Energía Eólica

Tampoco existe una estimación cuantitativa del potencial eólico nacional. Sin embargo se sabe que una de las regiones con mayor potencial es la de Guajira en la cual se estima un total posible de 18 GW. [118]

En la Figura 111, se muestra el potencial eólico en las distintas zonas del país y se puede apreciar que las zonas con un mayor potencial eólico se encuentran en norte y centro del país.



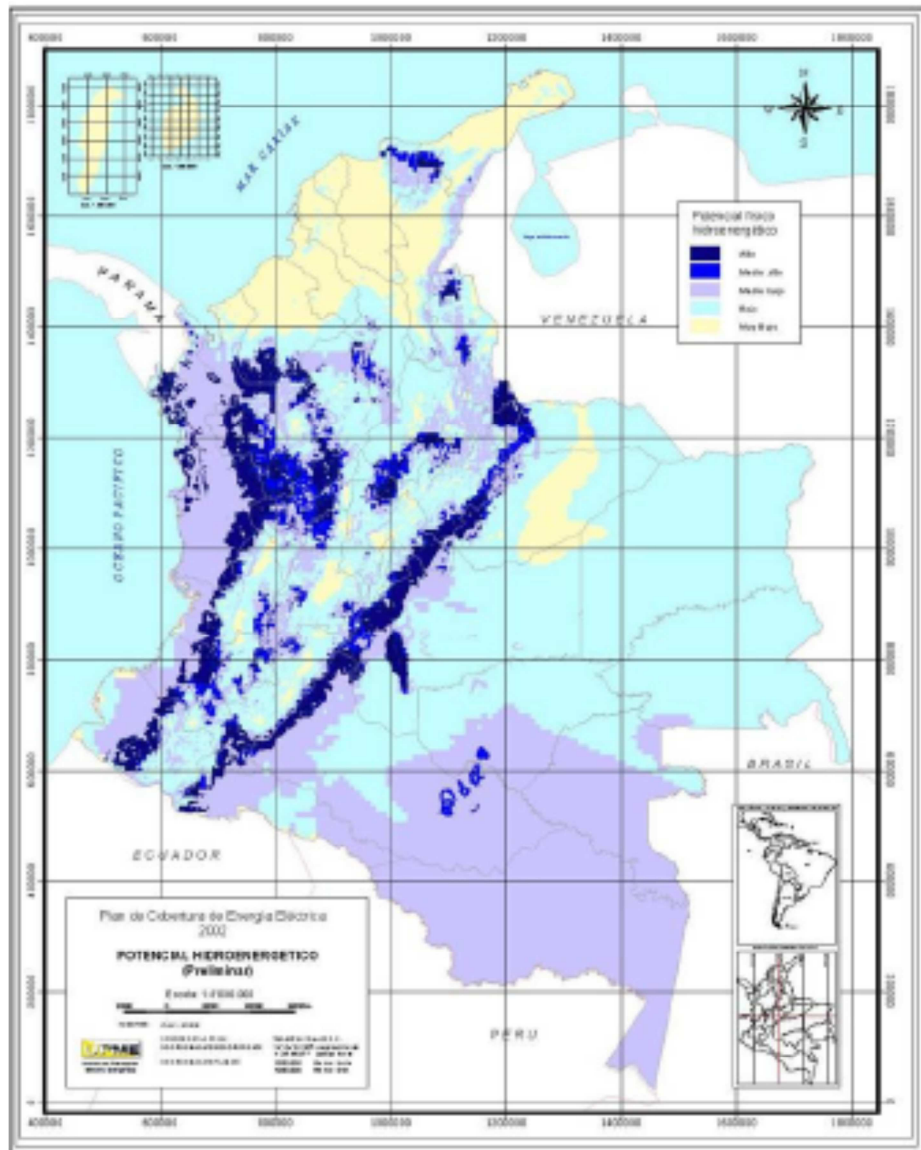


Figura 112: Mapa con potencial hidroeléctrico

Fuente: UPME, 2002

8.9.5.4 Energía de Biomasa

El potencial identificado de energía proveniente de la biomasa es de 16 GWh al año. El potencial está distribuido como sigue: [120]

- 658 MWh/año de aceite combustible.
- 2.640 MWh/año de alcohol carburante.
- 11.828 MWh/año de residuos agroindustriales y de cosecha.

- 442 MWh/año de los residuos de bosques plantados.
- 698 MWh/año de los residuos de bosques naturales.

8.9.5.5 Energía Geotérmica

El potencial geotérmico se puede estimar en un total de 2.210 MW. [90]

Por otro lado, en la Figura 113 se pueden apreciar las zonas con mayor potencial geotérmico.

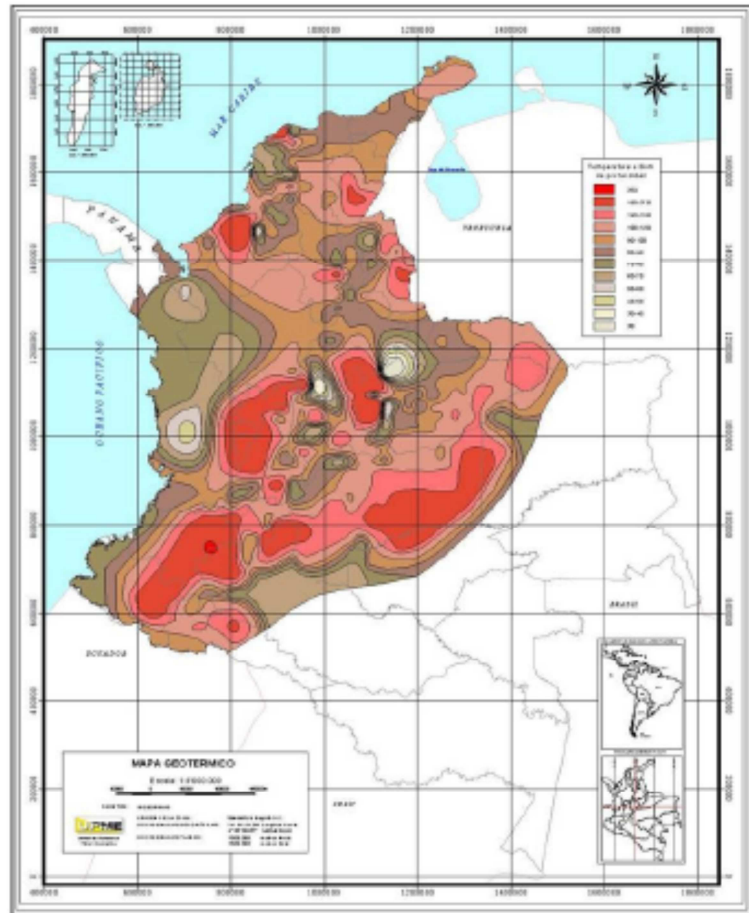


Figura 113: Zonas con mayor potencial geotérmico en Colombia.

Fuente: UPME

8.10 Información extra de Ecuador

8.10.1 Descripción del sector eléctrico ecuatoriano

En el Mercado eléctrico ecuatoriano existen dos tipos de modelos implementados, esto son:

- Mercado de contratos bilaterales financieros: los agentes contratan una cantidad de energía a precio determinado entre las partes.
- Mercado spot: también llamado de corto plazo, en este se transa la energía diariamente a un precio correspondiente al costo marginal de producir.

En Ecuador, los generadores deben vender el 100% de su producción a las empresas de distribución a través del mercado de contratos bilaterales, las cantidades asociadas a cada empresa de distribución deben ser proporcionales a su demanda.

Cuanto se implementó esta medida, los generadores que eran propiedad del estado automáticamente firmaron los contratos con las empresas de distribución. Por otro lado, los generadores privados negociaron el precio de los contratos con las empresas de distribución, por lo cual este proceso les llevo más tiempo.

Los generadores privados que inicien operaciones en el futuro también tendrán la obligación de vender toda su producción por contratos a los distribuidores.

Debido a esta obligación que tienen los generadores, las transacciones en el mercado de corto plazo son mínimas, cubriendo solo las diferencias entre la demanda real y la esperada, que es cubierta por los contratos. Además, en este mercado se transa la energía hacia y desde el extranjero. El precio de este mercado se determina en base a la teoría marginalista, es decir, corresponde al costo marginal de la unidad despachada más cara. [38]

En la Figura 114 se puede apreciar la estructura del sector eléctrico ecuatoriano.

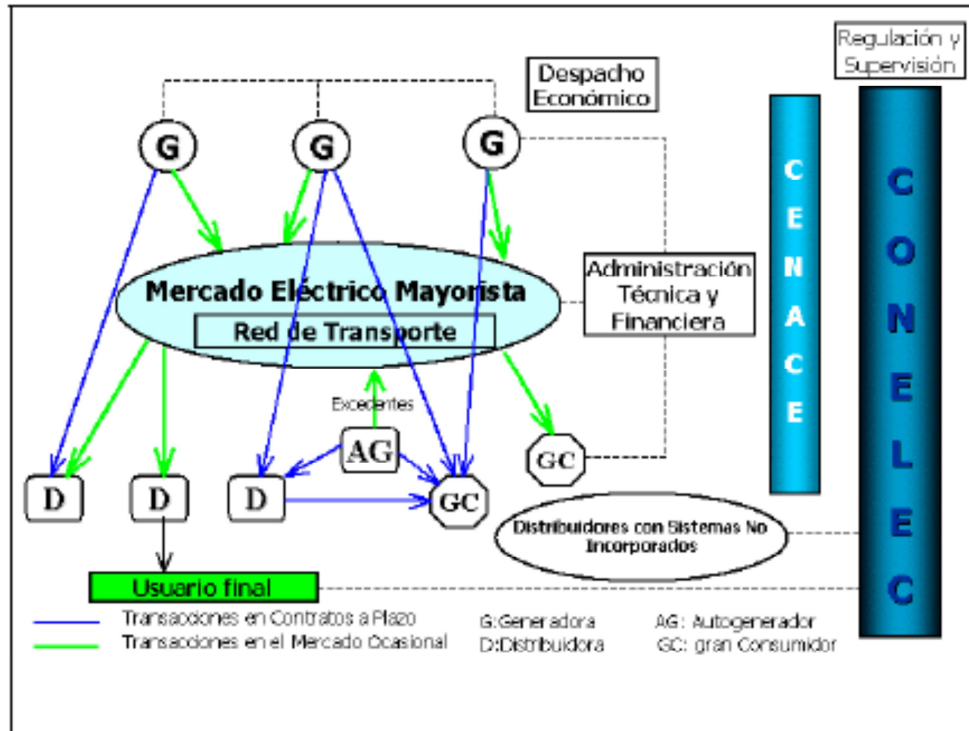


Figura 114: Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.

Fuente: CONELEC [121]

La transmisión en el país, es administrada por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), la cual es completamente estatal y se encarga de garantizar el acceso al Sistema Nacional de Transmisión a todos los agentes que lo requieran.

El Sistema Nacional de Transmisión cuenta con 1.967 km de líneas de 230 kV, 1.769 km de líneas de 138 kV y 115 km de líneas de 69 kV. [122]

Por otro lado, la distribución está dividida en diversas empresas, con una participación mayoritariamente estatal.

En Ecuador existen los llamados grandes consumidores, los cuales pueden transar energía en el mercado eléctrico a través de contratos o del mercado spot. Para ser considerado de esta forma, el consumidor debe tener una demanda máxima promedio mensual igual o mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores a la solicitud para ser calificado de esta forma, y un consumo de energía mínimo anual de 4.500 GWh en los doce meses anteriores a esta solicitud. [38]

La Figura 115 detalla la energía que es manejada por los diferentes tipos de agentes del sector eléctrico ecuatoriano.

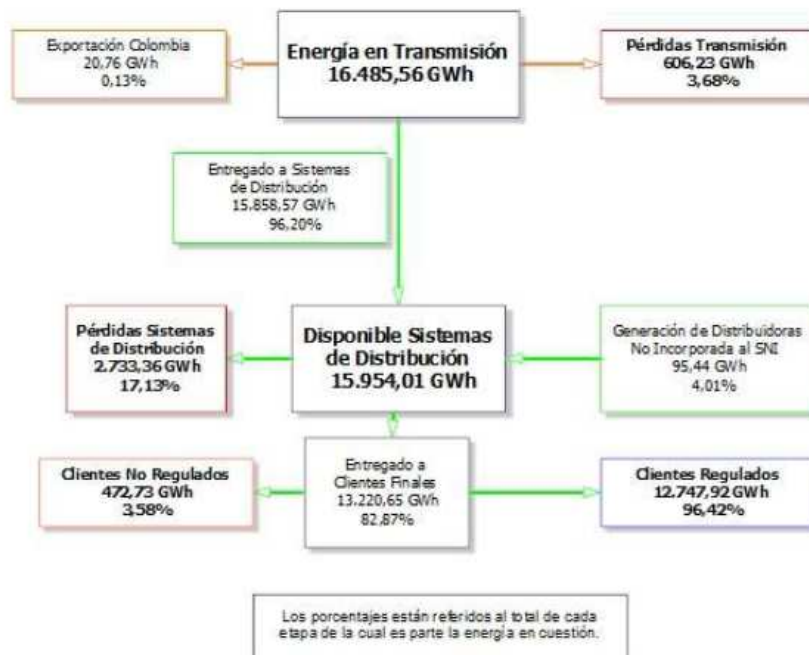


Figura 115: Energía manejada por los diferentes agentes del mercado eléctrico ecuatoriano.

Fuente: CONELEC [123]

8.10.2 Instituciones del sector eléctrico ecuatoriano

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico ecuatoriano:

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: es el encargado de formular la política nacional del sector eléctrico. [124]
- Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC): es el encargado de controlar y regular a los diferentes sectores del sector eléctrico ecuatoriano (generación, transmisión y distribución). Además, debe elaborar el Plan Maestro de Electrificación. Por lo tanto, CONELEC es un organismo muy importante del sector eléctrico ecuatoriano, cumpliendo con las funciones de regulador, supervisor y planificador. [38, 125]
- Corporación CENACE (Centro Nacional de Control de Energía): es el encargado de coordinar y administrar la prestación del servicio, tanto del Sistema Nacional

Interconectado e interconexiones internacionales, como del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). [126, 127]

- Ministerio del Ambiente: es el encargado de velar por el medio ambiente y garantizar un modelo sustentable de desarrollo ambientalmente equilibrado, además debe diseñar las políticas ambientales. [128]

8.10.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico ecuatoriano

A continuación se enumeran las principales leyes y regulaciones que rigen al sector eléctrico ecuatoriano:

- Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos Tendientes a Obras de Electrificación (RO 472, 1977).
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE, ROS 43) de 1996. Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento.
- Ley Orgánica de Defensa del Consumidor (ROS 116, 2000). Contiene disposiciones de defensa al consumidor para los servicios públicos domiciliarios.
- CONELEC - 004/11. Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.
- R.O. N° 401, Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

8.10.4 Definición de Energías Renovables en Ecuador

La última regulación de CONELEC que afecta a las energías renovables no convencionales (CONELEC 004/11) define a las centrales no convencionales como sigue: “*Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido*”. Además se destaca en los alcances de esta regulación que las pequeñas centrales hidroeléctricas son aquellas que tienen como un máximo 50 MW de capacidad instalada. [37]

8.10.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Ecuador

8.10.5.1 Energía Solar

En la Figura 116 se puede observar el atlas de radiación de Ecuador, en el cual se pueden observar las mejores zonas para desarrollar proyectos de generación con energía solar.

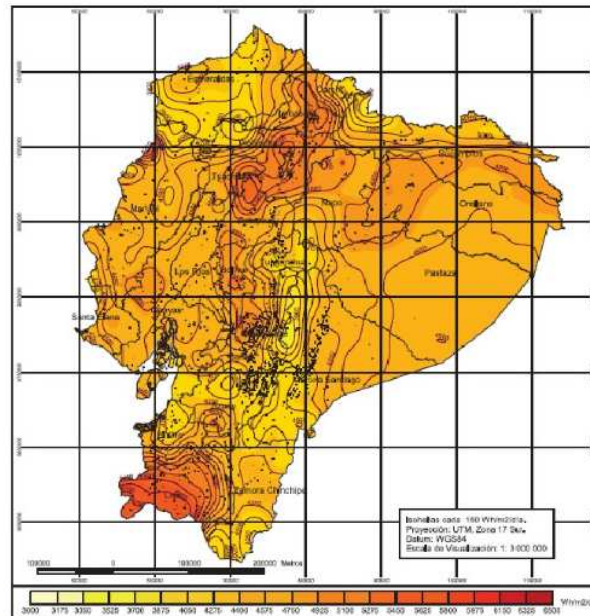


Figura 116: Atlas Solar de Ecuador.

Fuente: CONELEC [129]

Además, con los datos que se crearon este mapa, se descubrió que con un promedio anual de 5.700 Wh/m²/día de insolación global, la Provincia de Loja es la zona con un mayor potencial de esta fuente. Por otro lado, el promedio de insolación global más bajo se encuentra entre las provincias de Chimborazo y Morona Santiago en los cantones de Guamote y Morona con 3.750 Wh/m²/día. [130]

8.10.5.2 Energía Eólica

Según la referencia [131], en el año 2009, se comenzó a desarrollar un atlas eólico para evaluar el potencial de país y encontrar las mejores zonas para desarrollar proyectos, por otro lado se tienen previsto una serie de proyectos eólicos aún por realizar, que en la Tabla 36 se pueden observar.

Tabla 36: Posibilidades de proyectos eólicos en Ecuador.

Oportunidades Eólicas en Galápagos	
San Cristóbal	2,4 MW (en operación desde Octubre 2008)
Baltra	2,25 MW (proyectado hasta 12 MW)
Oportunidades Eólicas en el Continente	
Salinas	15 MW (privado)
Huascachaca	30 MW (público)
Villonaco	15 MW (privado)
Las Chinchas	10 MW (privado)
Membrillo	45 MW (privado)
Electrificación rural (pequeña escala)	

Fuente: MEER [131]

Por otro lado, en la referencia [132] se menciona que según estadísticas preliminares de CONELEC, Ecuador dispone de un potencial eólico de entre 80 y 100 MW.

8.10.5.3 Energía Hidráulica

Se ha determinado que Ecuador tiene un potencial hídrico de aproximadamente 21.520 MW. [133]

La Figura 117 muestra las cuencas hidrográficas del país, en este mapa se puede apreciar el gran potencial hidroeléctrico que posee Ecuador en energía hidroeléctrica.

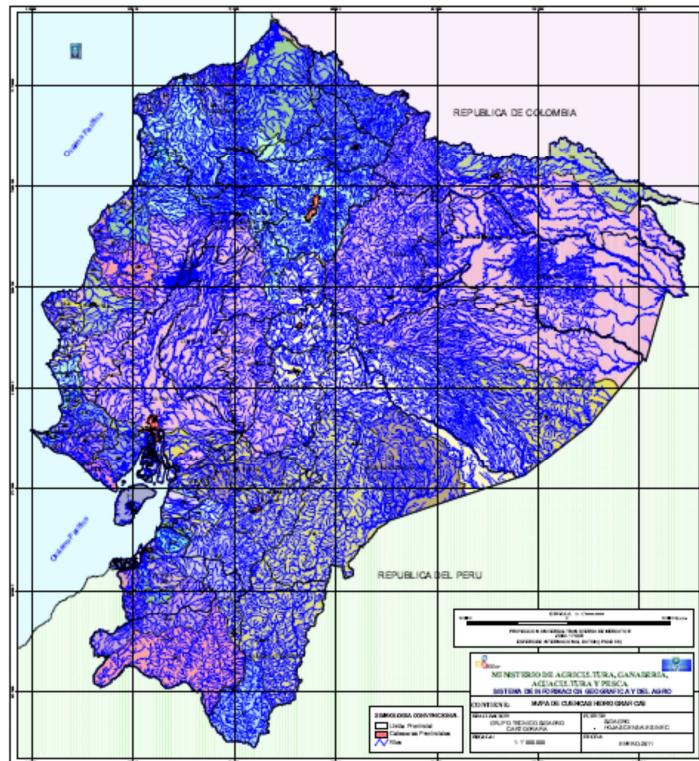


Figura 117. Potencial hidroeléctrico de Ecuador.

Fuente: MAGAP, SIGAGRO [134]

8.10.5.4 Energía de Biomasa

En la Tabla 37 se puede apreciar el potencial de biomasa en Ecuador, dividido por tipos.

Tabla 37: Potencial de Biomasa en el Ecuador.

Potencial de Biomasa en el Ecuador			
Tipo		Teórico (ktep/año)	Técnico (ktep/año)
Residuos Urbanos	Sólidos	270,3	181,8
Residuos Agrícolas		1487,4	594,9
Residuos Agroindustriales		384,1	230,5
Residuos Ganaderos		166,3	76
Industria Alcohólica		249,3	74,8
		4,1	3,7
Total		2561,5	1161,7

Fuente: Proyecto OPET América Latina y el Caribe. [132]

8.10.5.5 Energía Geotérmica

El ingeniero Bernardo Beate, el cual preparó informes técnicos de proyectos geotérmicos para CONELEC plantea que el potencial geotérmico en Ecuador podría llegar a 3.000 MW. [130]

Además, según el plan de expansión de la generación de CONELEC y otros medios se estima el potencial en 534 MW. [133, 135]

Por otro lado, la referencia [90] estima el potencial geotérmico en un total de 1.700 MW.

8.11 Información extra de Paraguay

8.11.1 Descripción del sector eléctrico paraguayo

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE), es una empresa eléctrica integrada verticalmente y de propiedad del estado, la cual cumple con la prestación del servicio eléctrico en todo el país, estando a cargo de toda la generación, transmisión y distribución del país. Debido a la presencia de esta empresa monopólica, no existe un mercado mayorista de energía eléctrica. Sin embargo, ANDE puede delegar derechos y obligaciones de estos servicios a privados, previa aprobación del Poder Legislativo. [38]

La tarifa eléctrica se calcula de manera que se cubran los costos del servicio y la rentabilidad de la empresa no sea inferior al 8 % ni superior al 10%. Ande propone esta tarifas, las cuales son analizadas por la Subsecretaría de Estado de Minas y Energía y luego por el Equipo Económico, finalmente el Poder Ejecutivo aprueba estas tarifas. La problemática de este sistema es que las tarifas resultantes pueden quedar fuertemente influenciadas por consideraciones políticas. [136]

En el segmento de la generación, Paraguay posee la central Hidroeléctrica Acaray y las centrales binacionales Hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá (compartidas con otros países), además posee algunas pequeñas centrales de generación térmica, las cuales no son muy utilizadas.

En el caso de la transmisión, el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), está compuesto por líneas de 220 kV y se encuentra dividido en seis sistemas interconectados: Sistema Metropolitano, Central, Norte, Sur, Este y Oeste. [38]

8.11.2 Instituciones del sector eléctrico paraguayo

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico paraguayo:

- Viceministerio de Minas y Energía: es el encargado de establecer y guiar las políticas energéticas, así como promover el uso de las diferentes fuentes de energía.
- Administración Nacional de Electricidad: es una empresa monopólica estatal, la cual se encarga de generar, transmitir y distribuir la energía en el país. Al ser la única empresa,

en ella recaen las funciones de regulador, supervisor, operador del sistema, planificador y resolvedor de conflictos.

- Contraloría General De la República: debe fiscalizar a ANDE (entre muchos organismos estatales).[136]
- Equipo Económico: es un comité de ministros y autoridades, que participa en la aprobación de planes de inversión de entidades estatales, en el caso de ANDE debe aprobar las tarifas.[136]
- Secretaría Técnica de Planificación: es un organismo asesor que debe definir en forma preliminar los proyectos de inversión del Estado. [136]
- Secretaría del Ambiente (SEAM): su principal objetivo es formular, coordinar, ejecutar y fiscalizar la política ambiental nacional. [38]

8.11.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico paraguayo

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico paraguayo:

- Ley 966 (1964).
- Ley N° 3009, de la producción y transporte independiente de la energía eléctrica.
- Ley 167/93.
- Tratado de Itaipú (entre Brasil y Paraguay, río Paraná).
- Tratado de Yacyretá (entre Argentina y Paraguay, río Paraná).
- La ley N° 294/93 con su modificación mediante la ley N° 345/94, se refieren a la Evaluación de Impacto Ambiental.

8.11.4 Definición de Energías Renovables en Paraguay

Las Fuentes Renovables de Energía (FRE) son aquellas formas energéticas que se regeneran de manera natural, o cuya tasa de utilización no afecta la existencia de la fuente energética.

[137]

En el caso de Paraguay, pueden considerarse las siguientes FRE: [137]

- Biomasa.

- Hidroenergía (Energía hidráulica para micro, mini y pequeños emprendimientos).
- Energía eólica.
- Energía solar.

8.11.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Paraguay

En la Figura 118 se pueden apreciar diferentes zonas de Paraguay divididas según su fuente de mayor potencial, esto se determinó según un estudio (ver referencia [138]) que buscaba como aprovechar las energías renovables para electrificar las zonas rurales más aisladas del país.



Figura 118: Zonas de Paraguay divididas según su fuente de mayor potencial.

Fuente: R. Jahns [138]

8.11.5.1 Energía Solar

Según la referencia [138], el recurso solar en Paraguay es muy abundante, por lo que se promueve utilizarlo, sobre todo para electrificar las zonas más aisladas. Como se puede observar en la Figura 118, la energía solar puede ser utilizada en todo el país, además en algunas zonas como el noroeste y el sur puede ser aprovechada en conjunto con sistemas eólicos.

Por otro lado, en la Figura 119 se puede apreciar la radiación solar en diferentes zonas del país.

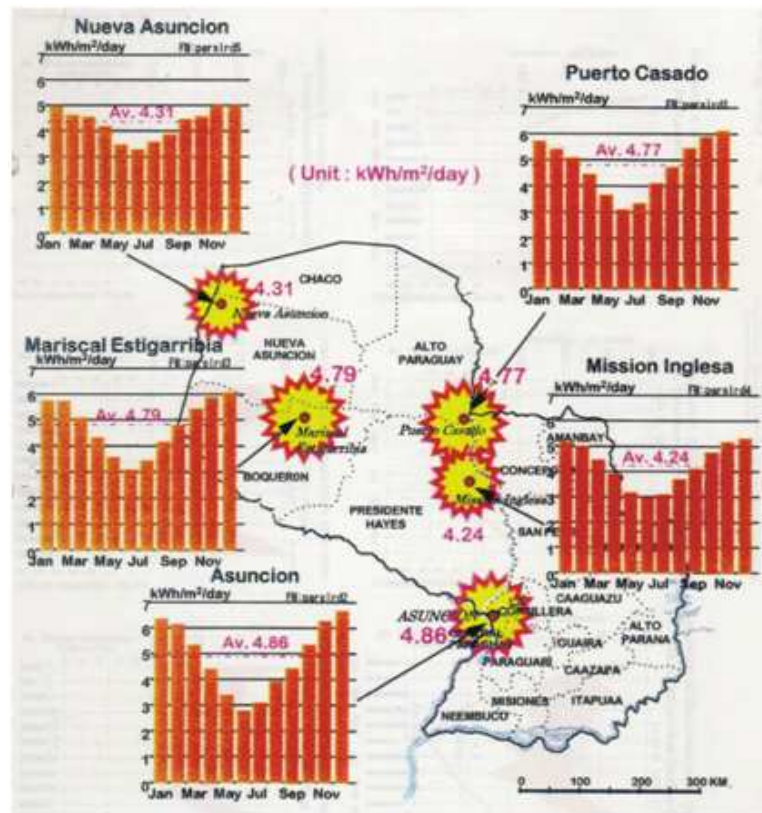


Figura 119: Radiación solar en diferentes zonas de Paraguay.

Fuente: Viceministerio de Minas y Energía [139]

8.11.5.2 Energía Eólica

La energía eólica a diferencia de la solar no tiene un gran potencial en el país, aun así es posible hacer uso de este recurso en conjunto con sistemas solar en algunas zonas como las que se muestran en la Figura 118.

Por otro lado, en la Figura 120 se pueden apreciar las velocidades promedio del viento en diferentes zonas del país.

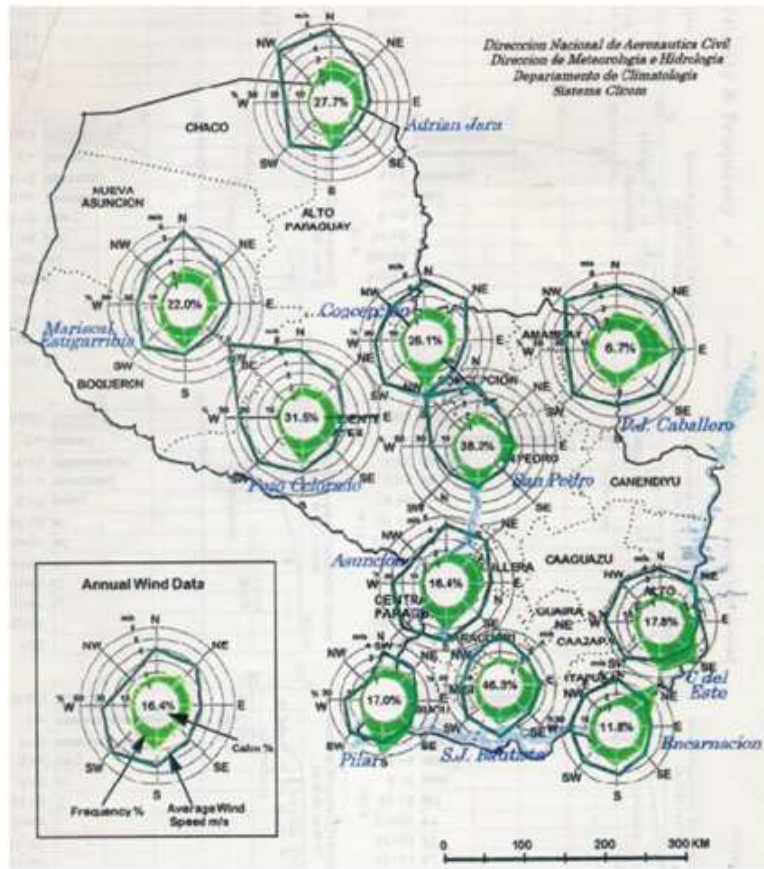


Figura 120: Velocidades promedio del viento en diferentes zonas de Paraguay.

Fuente: Viceministerio de Minas y Energía [140]

8.11.5.3 Energía Hidráulica

El recurso hídrico es muy fuerte en este país, ya que prácticamente toda la energía eléctrica proviene de esta fuente.

Según la referencia [138] se estima un potencial mini-hidráulico de 1.000 MW adicionales a los sistemas ya conocidos y aprovechados.

8.11.5.4 Energía de Biomasa

En la Tabla 38 se puede apreciar la producción de productos de la biomasa, entre los años 1990 y 2002, además también se puede apreciar un mapa de uso de suelo del país en la Figura 121. Con esta información se puede concluir que existe un gran potencial para producir energía a partir de biomasa en Paraguay. Sin embargo no existen estudios que calculen el potencial efectivo de energía aprovechable a partir de esta fuente.

Tabla 38: Producción de productos de la biomasa en Paraguay.

	Biomasa Primaria			Biomasa Secundarias	
	Leña Miles de Toneladas	Residuos vegetales Miles de Toneladas	Otras Biomosas Miles de t.e.p	Carbón Vegetal Miles de Toneladas	Alcohol carburante Metros cúbicos
1990	4.822,9	1.403,1	15,1	209,8	28.980,8
1991	5.117,1	1.416,6	16,8	227,9	32.384,6
1992	4.522,0	1.549,1	18,3	254,4	35.269,2
1993	4.543,2	1.340,0	26,6	257,3	33.269,2
1994	4.545,9	1.723,3	21,3	237,3	23.480,8
1995	4.827,3	1.882,6	19,0	225,1	19.173,1
1996	5.366,0	1.711,2	9,2	212,3	14.634,6
1997	5.649,6	1.726,7	4,7	221,7	5.769,2
1998	4.629,8	1.739,2	3,5	176,0	1.849,8
1999	4.486,2	1.745,5	11,0	170,4	13.577,0
2000	4.499,2	1.763,0	11,0	170,4	2.297,8
2001	4.648,2	1.674,9	4,0	173,9	835,6
2002	4.415,8	1.591,1	4,6	208,7	957,4

Fuente: Viceministerio de Minas y Energía [141]

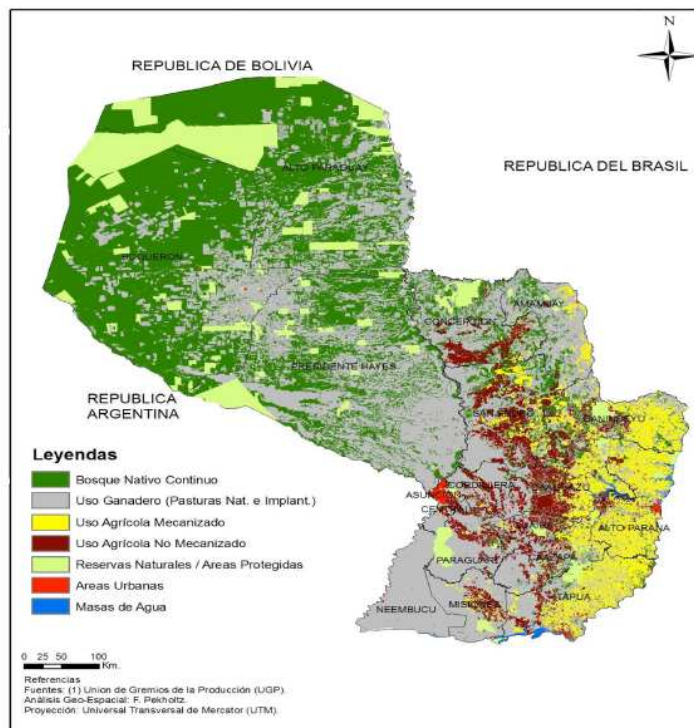


Figura 121: Mapa de uso de suelo de Paraguay.

Fuente: SENAVIDAT [142]

8.11.5.5 Energía Geotérmica

No existen estudios del potencial geotérmico en el país.

8.12 Información extra de Perú

8.12.1 Descripción del sector eléctrico peruano

En el sistema peruano los generadores transan la energía a través de tres mercados: [143]

- Mercado de contratos financieros con distribuidores: en este los generadores venden una cantidad convenida a los distribuidores a un precio también acordado entre ambos agentes. Esta energía se usa para abastecer a los clientes de los distribuidores, los cuales son en su mayoría regulados. Además este tipo de contrato, entrega seguridad a ambos agentes, en el caso de los generadores se asegura un nivel de ganancia futura (a un precio fijo), en el caso de los distribuidores se asegura el abastecimiento necesario para satisfacer la demanda esperada por parte de sus clientes.
- Mercado de contratos financieros con clientes no regulados: al igual que el caso anterior se conviene la cantidad de energía y el precio de esta entre ambos agentes. Las ventajas son las mismas del caso anterior, los clientes regulados aseguran el abastecimiento y los generadores un precio fijo.
- Mercado spot: En este mercado se liquida la energía de forma horario, básicamente sirve para abastecer la diferencia entre la demanda esperada (contratada por las distribuidoras y clientes no regulados) y la real, además los generadores que tienen contratos y no cubren este con sus propia generación (el despacho es independiente de los contratos) deben comprar en este mercado la energía con la que se cumple su contrato. [144]

El despacho de los generadores se establece según la teoría marginalista, es decir se despachan las centrales de menor costo variable hasta que se abastece por completo la demanda, además el precio del mercado spot corresponde al costo marginal de la última central despachada.

Las empresas distribuidoras deben contratar a través del mercado de contratos financieros, la cantidad de energía suficiente para suplir toda su demanda esperada. Para esto, se establecen licitaciones en las cuales los generadores ofrecen condiciones a los distribuidores para que estos puedan cumplir con esta obligación. [38]

La Figura 122 explica cómo funciona el Mercado eléctrico peruano, y cuáles son las transacciones entre los diversos agentes del mercado.

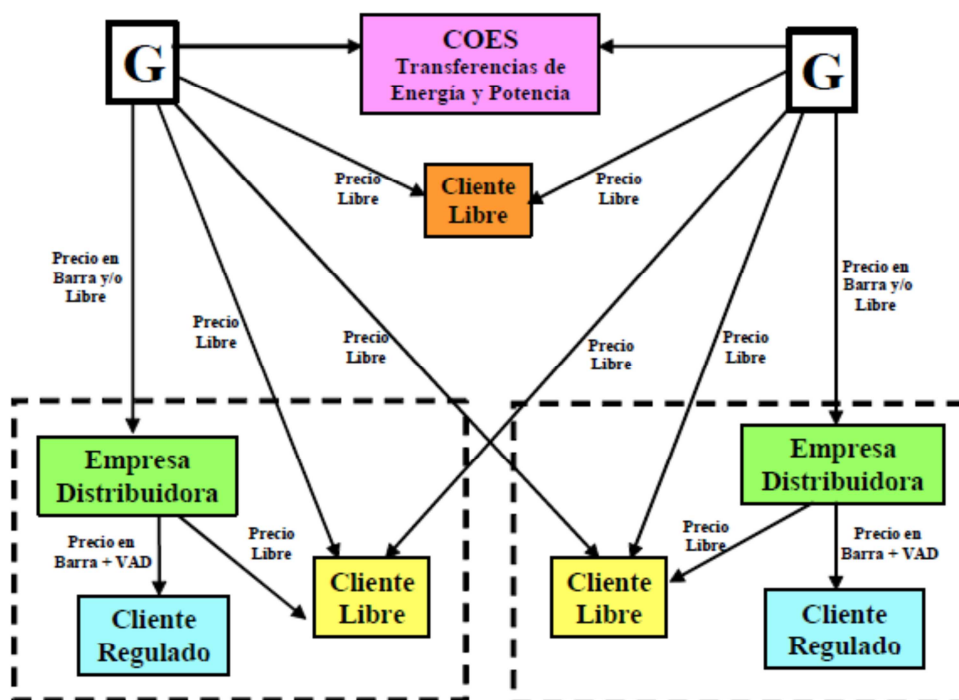


Figura 122: Funcionamiento del mercado eléctrico peruano.

Fuente: OSINERG [144]

La transmisión eléctrica en Perú cuenta con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el cual usa redes de 220 kV, 138 kV y 60 kV para abastecer a la mayoría del país, además se espera pronto instalar líneas de 500 kV. [145]

Los clientes no regulados (o libres), son aquellos que tienen una demanda superior a los 2.5 MW, además los clientes que tienen una demanda entre 0.2 y 2.5 MW pueden optar por ser denominados clientes libres o regulados. Por otro lado, se denomina “Grandes Usuarios” a aquellos clientes libres con una demanda mayor a los 10 MW. [38]

En la Figura 123 se puede observar la distribución de las ventas de electricidad a clientes regulados y libres, además se puede observar el número total de clientes. Todo esto se aprecia en diversas curvas de crecimiento de los últimos años.

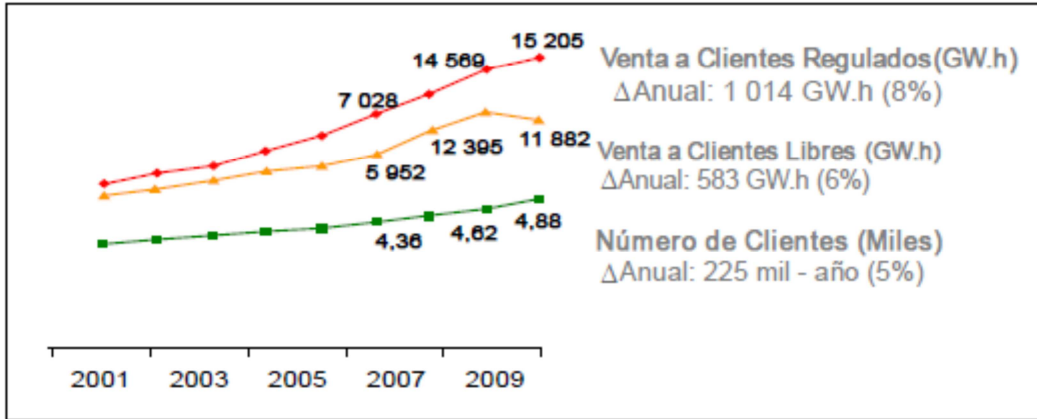


Figura 123: Ventas de electricidad a clientes regulados y libres.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas [145]

8.12.2 Instituciones del sector eléctrico peruano

La Figura 124 muestra los diversos organismos que forman parte del sector eléctrico en Perú.

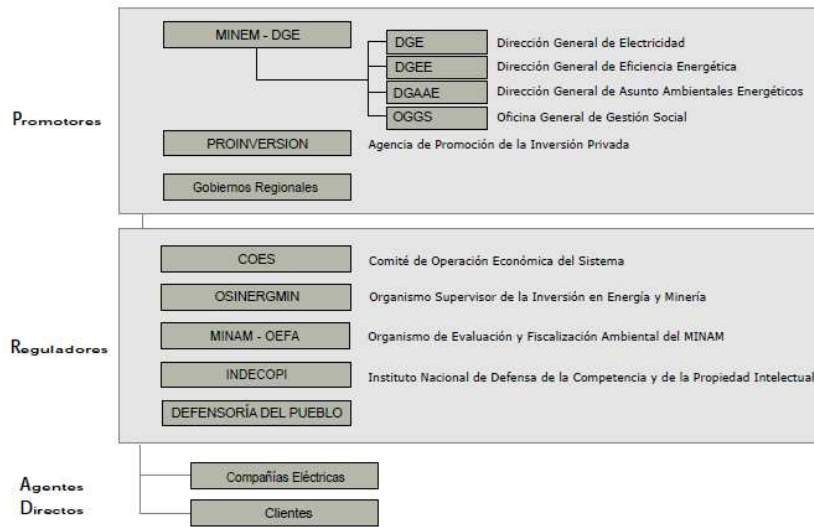


Figura 124: Instituciones del Sector Eléctrico Peruano.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas [145]

A continuación se detallan las instituciones más importantes, que influyen en el sector eléctrico peruano:

- Dirección General de Electricidad: es el encargado de proponer y evaluar la política y normativa para el sector eléctrico peruano. Depende del Viceministerio de Energía. [146]
- Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía (OSINERG): su función es fiscalizar y supervisar el sector eléctrico peruano, cuidando que se cumpla con la normativa, y el cumplimiento de las obligaciones estipuladas en los contratos de concesión. [144]
- Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI): su función es controlar el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio. [144]
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES): tiene por función principal operar el sistema eléctrico peruano a mínimo costo, asegurando la seguridad del sistema. [147]
- Consejo Nacional del Ambiente (CONAM): sus funciones son planificar, promover, coordinar, controlar y velar por el ambiente y el patrimonio natural de la Nación. [148]
- Fondo Nacional del Ambiente (FONAM): su función es promover la inversión pública y privada en el desarrollo de programas, proyectos y actividades orientadas al mejoramiento de la calidad ambiental y el uso sustentable del medio ambiente. [149]

8.12.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico peruano

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico peruano:

- Ley de Concesiones Eléctricas de noviembre de 1992.
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N°28832).
- Ley Antimonopolio y Oligopolio en el Sector Eléctrico (Ley N° 26876), donde se definen los criterios bajo los cuales se tratan las fusiones verticales y horizontales en el sector.
- Ley Marco de los Organismos Reguladores de los Servicios Públicos (Ley N° 27332).
- Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (D.S. N° 017-2000-EM).

- Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Ley N° 27.345), en la que se declaró de interés nacional, el apoyo al uso eficiente de la energía (2000).
- Ley N° 28546, de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País.
- Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- Decreto Ley N° 25844.
- Decreto Supremo N° 053-2007-EM.

8.12.4 Definición de Energías Renovables en Perú

Según el artículo 3 de la Ley 28.546, se definen como energías renovables para fines de generación eléctrica a las fuentes permanentes y que forman parte de los recursos naturales renovables. Además según el artículo 4 se clasifican en energías renovables convencionales y no convencionales, constituyendo al último grupo con las energías: solar, eólica, biomasa, geotérmica, picos hidráulicos, mareomotriz e hidráulica de pequeñas potencias. [150]

Por último, se consideran fuentes hidráulicas de pequeñas potencias aquellas con una potencia instalada de hasta 20 MW. [151]

8.12.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Perú

8.12.5.1 Energía Solar

No existe una estimación cuantitativa del potencial solar en Perú, pero se ha desarrollado un atlas solar, el cual contiene los datos de radiación solar para cada mes del año, y por lo tanto sirve para conocer las mejores áreas para desarrollar un proyecto de generación eléctrica a partir de esta fuente.

En la Figura 125 se puede apreciar el promedio anual de energía solar incidente diaria. Se distingue el sur como la zona con mayor potencial.



Figura 125: Potencial solar de Perú

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología [152]

8.12.5.2 Energía Eólica

A partir de los datos obtenidos para confeccionar el atlas solar peruano, se llegó a una estimación del potencial eólico de 77.000 MW, siendo 22.000 MW técnicamente aprovechables. Además, existen otros estudios previos que estiman que solo en el litoral de Perú se tiene un potencial eólico de 57.000 MW. [145]

En la Figura 126, que muestra el potencial eólico del país, se puede corroborar que el mayor potencial está concentrado en el litoral.

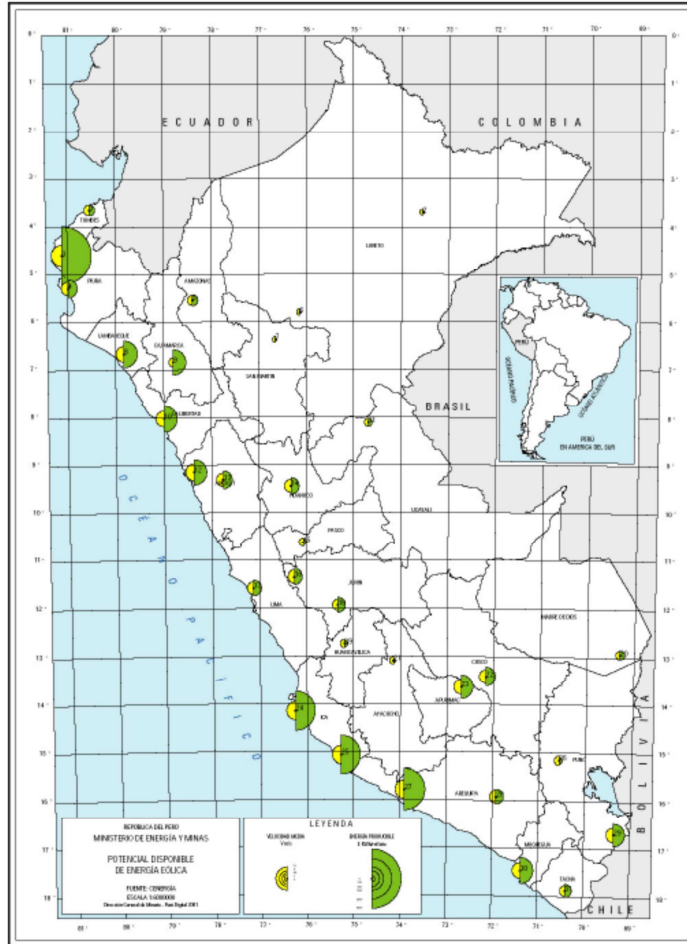


Figura 126: Potencial Eólico de Perú.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas [153]

8.12.5.3 Energía Hidráulica

La última determinación del potencial hidroeléctrico de Perú data de la década del 70 (Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional - EPHN), este estudio se realizó para medir el potencial hidroeléctrico de grandes centrales, superiores a los 30 MW y determinó un potencial de 60.000 MW. No existe un estudio del potencial de centrales hidroeléctricas de menor tamaño. [145]

En la Figura 127 se pueden apreciar los proyectos instalados, tanto hidráulicos como térmicos, en este se puede observar que el gran potencial hidroeléctrico del país ya está siendo aprovechado.

En la Figura 128 se pueden apreciar las mejores zonas para generar en base a este recurso natural, destacando el sur del país.

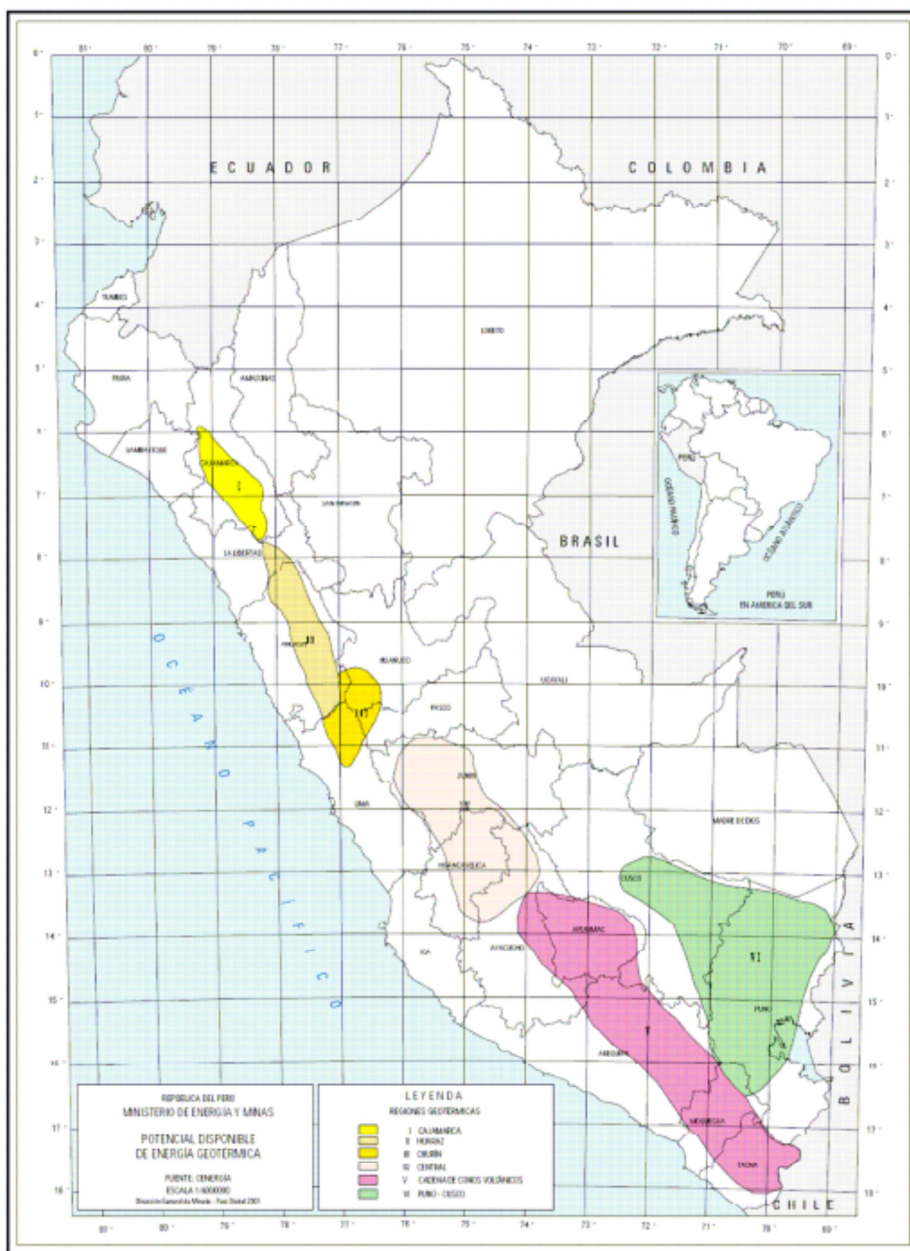


Figura 128: Zonas con mayor potencial geotérmico en Perú.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas [155]

Por otro lado, la referencia [90] estima el potencial geotérmico en un total de 2.990 MW.

8.13 Información extra de Uruguay

8.13.1 Descripción del sector eléctrico uruguayo

Uruguay posee un mercado spot para las transacciones diarias de energía y un mercado de contratos bilaterales financieros, en el cual los generadores y distribuidores o grandes consumidores convienen una cantidad suministrada de energía, el precio de esta y otras condiciones.

Por otro lado, en el mercado spot se puede transar la energía faltante (de la contratada) para cumplir con la demanda real de los grandes consumidores y distribuidores. El precio en este mercado se calcula con el costo marginal acotado por el menor valor entre el primer escalón de costo de falla y 250 US\$/MWh. [38]

La transmisión se realiza a través de 770 km de líneas 500 kV y 350 km de líneas de 150 kV. Por otro lado, la distribución se realiza con redes que totalizan los 40.000 km con tensiones entre 6 y 60 kV y 23.000 km de baja tensión. [156]

En la Figura 129 se pueden apreciar los tipos de clientes y cómo se distribuye el consumo de electricidad según estos.

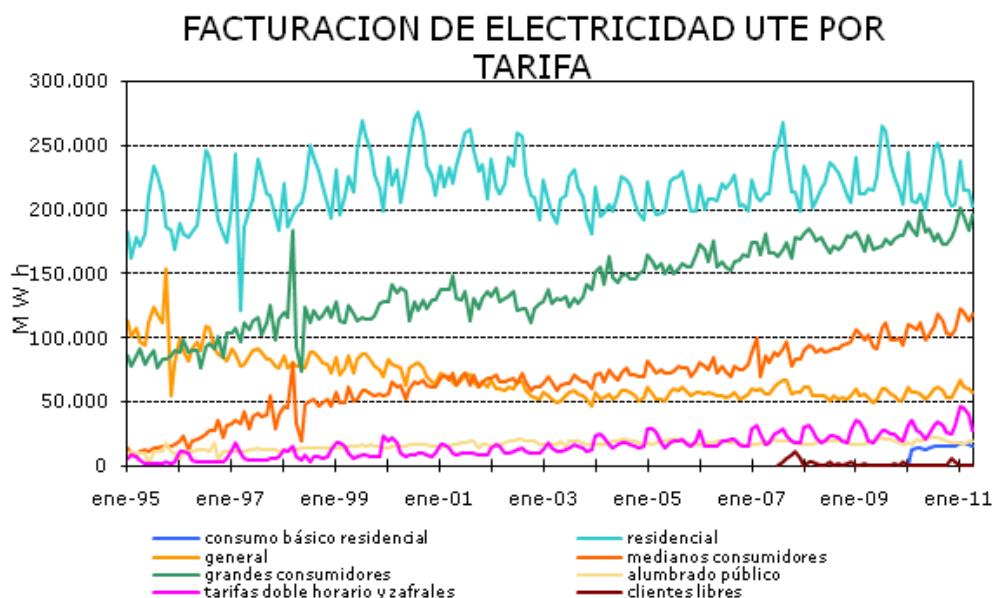


Figura 129: Consumo de electricidad según tipo de cliente en Uruguay.

Fuente: Dirección Nacional de Energía [157]

8.13.2 Instituciones del sector eléctrico uruguayo

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico uruguayo:

- Ministerio de Industria, Energía y Minería: es el responsable de las políticas que afectan a los sectores industrial, energético, minero, telecomunicaciones, micro, pequeñas y medianas empresas (MIPYMES). [158]
- Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA): su función es regular los servicios de energía, agua potable y saneamiento. Además debe proteger los derechos de los consumidores, asegurar la calidad y seguridad del sistema. Por último, debe promover la competencia y regular los monopolios. [159]
- Administración del Mercado Eléctrico (ADME): su función es operar y administrar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuidando despachar la demanda requerida y permitiendo que se cumplan los contratos pactados entre los agentes. [160]
- Dirección Nacional de Energía (DNE): su función es identificar el nivel de las fuentes primarias aprovechables del país y asesorar al Ministerio en la formulación de la política energética, para luego ejecutar las acciones necesarias para cumplir con esta. [161]
- Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA): es la responsable de la protección del medio ambiente a través de políticas y planes de protección, procurando un desarrollo sustentable. [162]

8.13.3 Leyes y reglamentos que influyen en el sector eléctrico uruguayo

A continuación se enumeran las principales leyes y decretos que rigen al sector eléctrico uruguayo:

- Ley Nacional de Electricidad (Ley N° 14.694).
- Ley de Servicios Públicos Nacionales (Ley N° 16.211).
- Acuerdo de Interconexión Energética con Argentina y su Convenio de Ejecución.
- Ley N° 16.832 del Marco Regulatorio Eléctrico.
- Ley N°18.585 (2009), declara interés nacional por uso de energía solar.
- Ley N°18.245 (2007), modifica ley forestal.

- Ley N°18.195 (2007), ley de agrocombustibles.
- Ley N°17.905 (2005), elimina subsidio a la actividad forestal.
- Ley N°17.567 (2002), declara interés nacional por combustibles alternativos.
- Ley N°15.939 (1987), ley forestal.
- Ley 17.598, crea la URSEA.
- Decreto 77/06.
- Decreto No. 339/979, reglamento de la Ley Nacional de Electricidad.

8.13.4 Definición de Energías Renovables en Uruguay

Según el decreto 354/09 se define como fuentes renovables no tradicionales: *“a la energía hidráulica de pequeño porte, a la energía eólica, a la energía solar térmica y fotovoltaica, a la energía geotérmica, a la energía mareomotriz, a la energía undimotriz y a las distintas fuentes de biomasa utilizada de manera sustentable”*. [47]

8.13.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Uruguay

8.13.5.1 Energía Solar

No existe una estimación cuantitativa, pero se han medido los valores de irradiación solar en todo el país, creando un mapa solar que se puede apreciar en la Figura 130. El promedio de irradiación del país varía entre 4.0 y 4.8 kWh/m², siendo el departamento de Artigas la zona con mayor irradiación. [163]

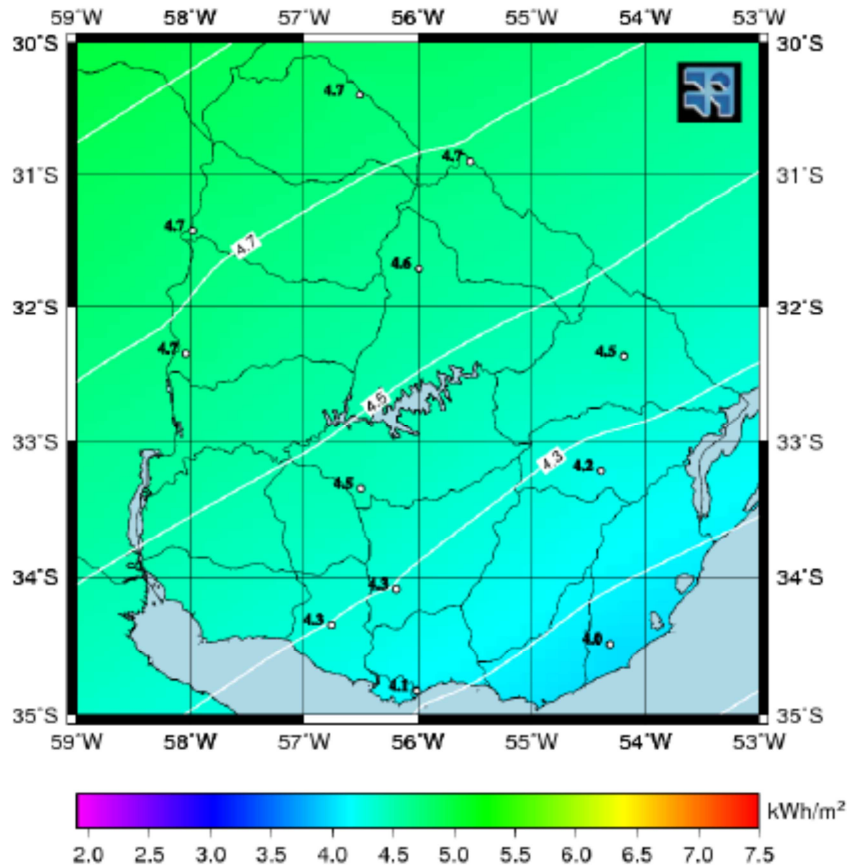


Figura 130: Promedio anual de la irradiación solar en Uruguay.

Fuente: Dirección Nacional de Energía [164]

8.13.5.2 Energía Eólica

Según la referencia [165], Uruguay posee un potencial eólico significativo, haciendo posible instalar centrales de 200 a 300 MW de potencia.

Por otro lado, se menciona que el potencial nacional se puede estimar del orden de 3.000 MW.

¹

En la Figura 131 se presenta el mapa eólico de Uruguay, el cual sirve para detectar las mejores zonas en las cuales emprender proyectos de generación eólica. Claramente se puede apreciar que en el sur del país existe un mayor potencial.

¹ Columna de O. Ferreño en La Red 21, disponible en: <http://www.lr21.com.uy/comunidad/274151-estiman-en-3000-mw-el-potencial-eolico-del-pais>

Mapas de igual velocidad media anual

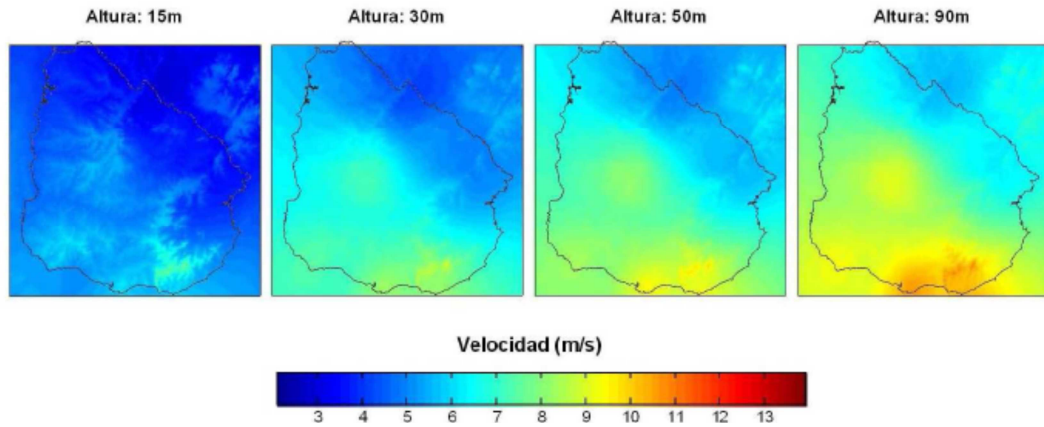


Figura 131: Mapa eólico de Uruguay.

Fuente: J. Cataldo [166]

8.13.5.3 Energía Hidráulica

No existe una estimación cuantitativa, ni algún tipo de medición de potencial. Sin embargo, existen varios proyectos nuevos de generación hidráulica en el país, tanto de centrales pequeñas como de grandes centrales, estos pueden llegar a un total de 1.000 MW adicionales.

En la Figura 132 se puede apreciar el potencial hidroeléctrico (los ríos que pasan por el país) y algunos de los nuevos proyectos programados.



Figura 132: Potencial hidroeléctrico de Uruguay y algunos nuevos proyectos programados.

Fuente: Paim/CTM Salto Grande/Engevix [167]

8.13.5.4 Energía de Biomasa

Según la referencia [165], se considera que Uruguay tiene un potencial de aproximadamente 200 MW asociados a aserraderos y de aproximadamente 100 MW asociados a residuos en campo.

En la Figura 133 se puede apreciar el potencial disponible en el año 2006 y el estimado para el 2015 de generación a partir de residuos forestales.

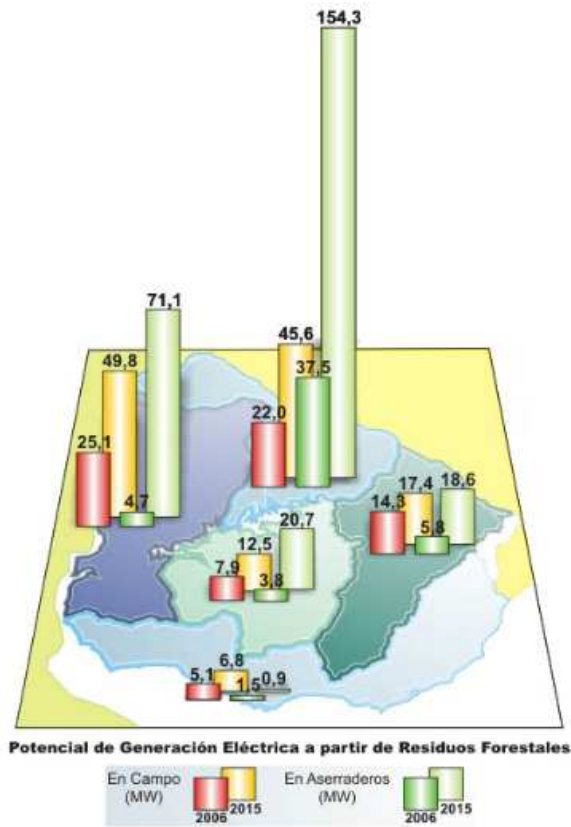


Figura 133: Potencial de Generación con biomasa forestal.

Fuente: DNETN, 2006 [167]

8.13.5.5 Energía Geotérmica

No existen estudios del potencial geotérmico en el país.

8.14 Información extra de Venezuela

8.14.1 Descripción del sector eléctrico venezolano

En el año 2010 con la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, se establece una estructura centralizada de tipo monopólica y con total control estatal. Este proceso ya había comenzado en el año 2007, cuando mediante el decreto 5330 se crea CORPOELEC (Empresa Eléctrica Socialista), la cual es una empresa estatal que tiene como función realizar las labores de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica en el país. [168]

Por otro lado, según el artículo 62 de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico: *“El Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica incluirá en el diseño del esquema de tarifas los costos establecidos para cada actividad y la caracterización y clasificación de los usuarios. Asimismo considerará, entre otros, los lineamientos enmarcados en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación”*. Además, según el artículo 63: *“El esquema de tarifas contendrá incentivos que estimulen el uso eficiente de la energía eléctrica”*. [169]

Es decir, al no existir mercado, el conjunto de empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, pertenecientes a CORPOELEC, funcionan minimizando costos como un conjunto y se establece una tarifa final en base a la suma de los costos de generación, transmisión y distribución.

En cuanto a la transmisión, a diciembre del 2010, se contaba con 12.980 Kms de líneas de transmisión troncal y 16.265 Kms de líneas de transmisión no troncal y distribución. [170]

Por otro lado, la cantidad total de clientes a diciembre del 2010 era de 5.661.671, con 4.990.947 clientes residenciales y 670.734 no residenciales. [170]

8.14.2 Instituciones del sector eléctrico venezolano

A continuación se detallan las instituciones que influyen en el sector eléctrico venezolano:

- Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica: según el artículo 26 de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico este Ministerio es el órgano rector del

sistema y servicio eléctrico nacional. Además, según el artículo 27 de la misma ley, este Ministerio cumple no solo funciones de creador de políticas para el sector, sino que además cumple funciones de regulador, supervisor, planeador y operador del sistema, debiendo velar por la prevención de la contaminación del ambiente según el punto 27. [171]

- Centro de Despacho: este organismo está en creación, y tiene por función la operación del sistema eléctrico Venezolano. Es parte del Ministerio antes mencionado. [170]
- Ministerio del Poder Popular para el Ambiente: tiene la función de Dirigir la formulación, seguimiento y evaluación de las políticas ambientales. [172]
- Dirección General de Energía Alternativa: es parte del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica y tiene por función promover el uso y desarrollo de las energías renovables. Además está a cargo de incrementar la electrificación rural, fomentar el uso eficiente de la energía y promover la investigación y el desarrollo científico-tecnológico del país en materia de energías alternativas.[170]

8.14.3 Ley que influye en el sector eléctrico venezolano

La Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, es la única ley que rige al sector eléctrico venezolano.

8.14.4 Definición de Energías Renovables en Venezuela

Según la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (art 16) las Energías alternativas “*son aquellas que permiten la generación de energía eléctrica en sustitución de las fuentes de energía convencional que en la República son: hidrocarburos líquidos y gaseosos e hídrica*”. [171]

8.14.5 Potenciales de Fuentes Renovables en Venezuela

8.14.5.1 Energía Solar

La mejor zona para emprender proyectos de energía solar está en el norte del país, según los datos del mapa solar, que se muestra en la Figura 134. Sin embargo, aún no se realiza un estudio para calcular el potencial solar en Venezuela de manera cuantitativa.

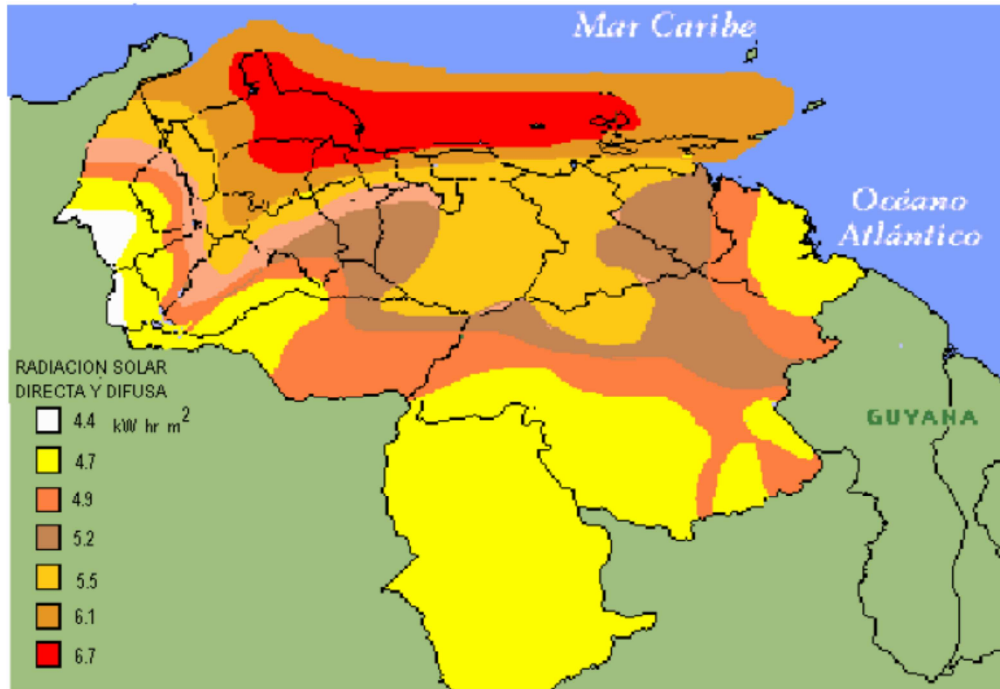


Figura 134: Mapa solar venezolano.

Fuente: V. Durán [173]

8.14.5.2 Energía Eólica

Estimaciones del Ministerio para la Energía Eléctrica de Venezuela calculan un potencial de 20.000 MW en todo el país y de 10.000 MW solo en la región de Guajira. [174]¹

Por otro lado, al igual que en el caso solar, el mayor potencial eólico se encuentra en el norte del país. Esto se puede apreciar en el mapa eólico disponible en la Figura 135.

¹ También es mencionado en http://www.evwind.com/noticias.php?id_not=9201

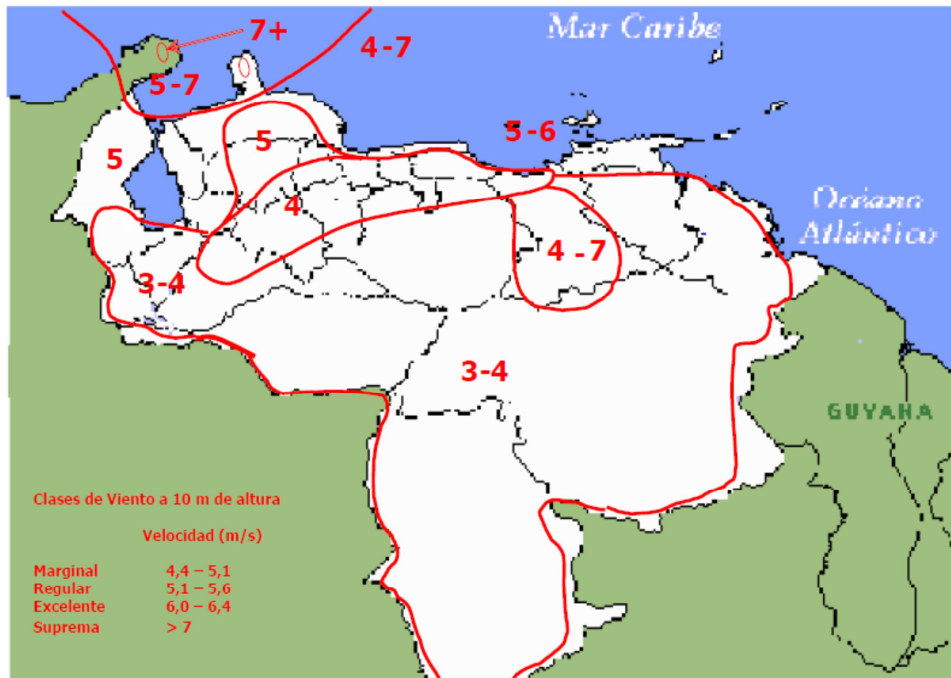


Figura 135: Mapa eólico venezolano.

Fuente: V. Durán [173]

8.14.5.3 Energía Hidráulica

El potencial teórico estimado e identificado en Venezuela es de 345.000GWh al año, con un potencial técnicamente posible de 260.720 GWh por año. Por último, se reconoce que es económicamente posible producir 100.000 GWh por año. [175]

En el mapa de la Figura 136 se pueden observar las centrales mini-hidráulicas que están en operación y aquellas que están en estudio, mostrando que existe todavía un gran potencial hidroeléctrico no aprovechado.

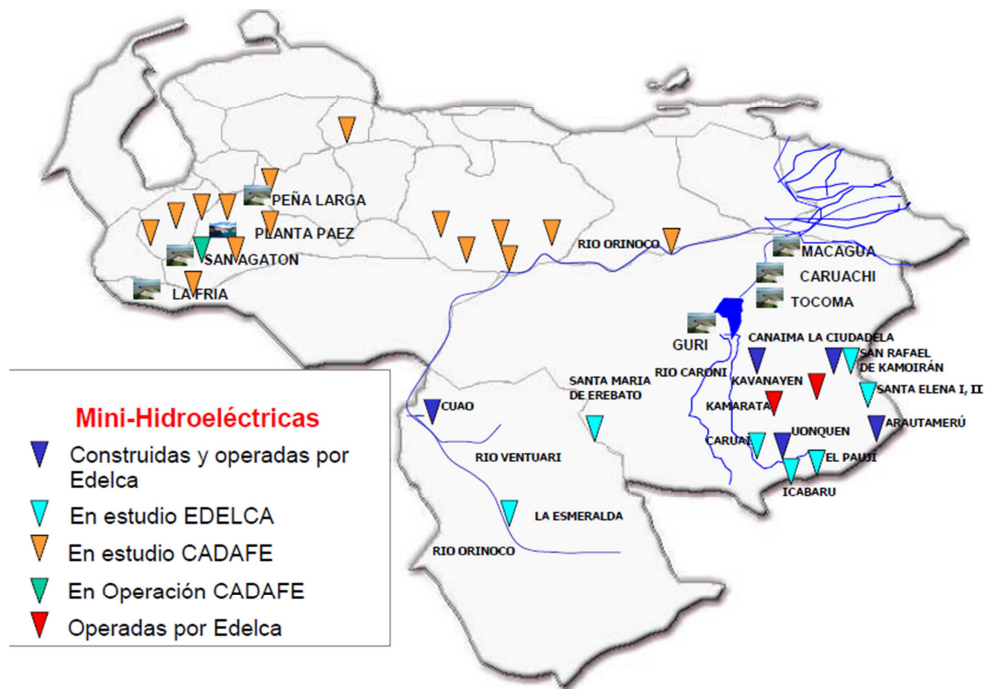


Figura 136: Centrales Mini-hidroeléctricas instaladas y proyectadas en Venezuela.

Fuente: V. Durán [173]

8.14.5.4 Energía de Biomasa

En el mapa de la Figura 137 se pueden apreciar los potenciales de energía de biomasa estimados para diferentes sectores del país, concluyendo que se tiene un potencial total estimado de 340 MW para el país.

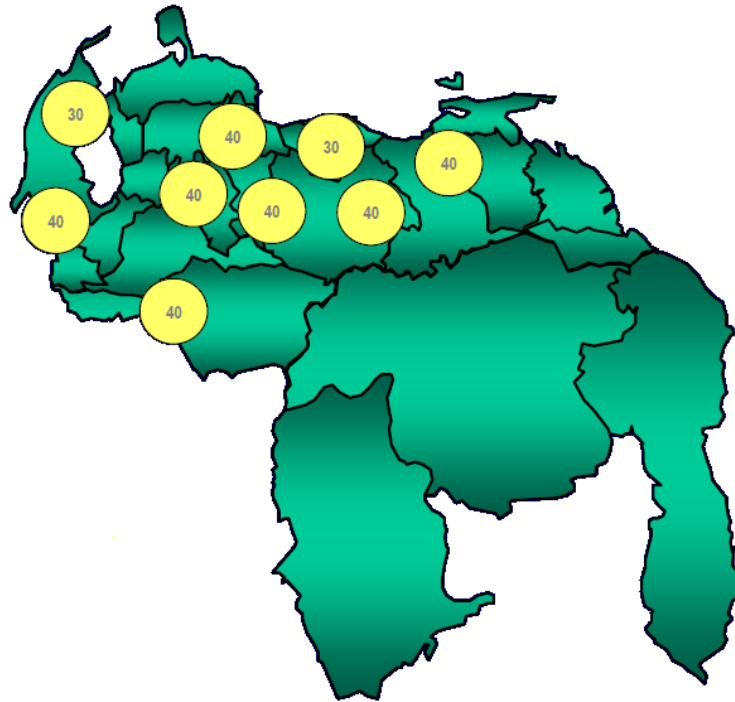


Figura 137: Potenciales de energía de biomasa en Venezuela.

Fuente: V. Durán [173]

8.14.5.5 Energía Geotérmica

Según la referencia [90], el potencial geotérmico se puede estimar en un total de 910 MW.

8.15 Datos de los países latinoamericanos

Tabla 39: Datos de capacidad y generación Hidroeléctrica por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Argentina	Cap [MW]	8.220	8.761	9.161	9.326	9.581	9.581	9.612	9.762	9.780	9.898	9.920	9.920	9.945	9.991	10.024	-	-
	Cap [%]	44%	46%	45%	44%	41%	40%	38%	38%	38%	38%	38%	39%	39%	37%	35%	-	-
	Gen [GWh]	26.916	22.926	28.117	26.503	21.598	28.762	36.949	35.797	33.737	30.445	34.192	38.056	31.560	31.456	35.093	-	-
	Gen [%]	43%	35%	41%	39%	30%	35%	45%	47%	40%	33%	35%	37%	31%	29%	33%	-	-
Bolivia	Cap [MW]	-	-	302	318	356	356	364	449	432	453	453	476	478	480	480	480	475
	Cap [%]	-	-	38%	39%	36%	33%	34%	39%	40%	39%	39%	40%	37%	37%	37%	37%	38%
	Gen [GWh]	1.263	1.438	1.571	1.498	1.712	1.898	2.107	2.182	1.969	2.130	1.942	2.131	2.294	2.281	2.265	2.151	-
	Gen [%]	47%	50%	50%	45%	49%	54%	60%	59%	52%	54%	46%	47%	47%	42%	40%	35%	-
Brasil	Cap [MW]	31.367	53.119	54.889	56.759	58.997	61.063	62.409	64.474	67.698	69.088	71.060	73.678	76.869	77.545	78.610	80.703	-
	Cap [%]	87%	87%	87%	87%	87%	83%	83%	80%	79%	76%	77%	77%	77%	75%	74%	71%	-
	Gen [GWh]	253.905	265.769	278.972	291.469	293.000	304.403	267.876	286.092	305.616	320.797	337.457	348.805	374.015	369.556	390.988	405.055	-
	Gen [%]	92%	91%	91%	91%	88%	87%	82%	83%	84%	83%	84%	83%	84%	80%	84%	79%	-
Chile	Cap [MW]	3.583	4.076	4.136	4.314	4.316	4.443	4.443	4.472	4.484	5.248	5.248	5.248	5.374	5.445	5.471	5.815	-
	Cap [%]	66%	64%	60%	53%	49%	44%	42%	41%	40%	43%	42%	42%	41%	40%	36%	36%	-
	Gen [GWh]	-	16.013	17.992	15.138	12.817	18.506	21.058	22.524	21.864	20.889	25.435	28.067	22.227	23.667	24.661	21.376	-
	Gen [%]	-	72%	76%	59%	36%	48%	52%	53%	48%	43%	50%	52%	40%	42%	43%	36%	-
Colombia	Cap [MW]	7.838	8.016	8.094	8.137	7.892	8.276	8.682	9.036	8.839	8.923	8.948	8.956	8.997	9.002	9.036	9.026	-
	Cap [%]	78%	76%	73%	68%	68%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	-
	Gen [GWh]	31.942	35.272	31.254	30.559	33.520	31.853	31.577	33.747	35.953	39.856	39.576	42.523	44.214	46.161	40.837	-	-
	Gen [%]	73%	79%	69%	67%	76%	72%	72%	75%	75%	79%	78%	78%	79%	82%	72%	-	-
Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	1.703	1.703	1.726	1.733	1.733	1.732	1.750	1.786	2.031	2.033	2.032	2.215	-
	Cap [%]	-	-	-	-	53%	53%	56%	53%	52%	52%	50%	47%	49%	49%	46%	47%	-
	Gen [GWh]	-	-	-	-	7.177	7.611	7.071	7.524	7.180	7.412	6.883	7.129	9.038	11.293	9.225	8.636	-
	Gen [%]	-	-	-	-	69%	72%	64%	63%	57%	52%	45%	43%	50%	59%	48%	42%	-
Paraguay	Cap [MW]	6.870	7.108	7.390	7.390	7.390	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	8.110	8.110	-	-	-
	Cap [%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-
	Gen [GWh]	39.712	44.772	50.805	50.824	51.910	53.481	45.308	48.203	51.761	51.921	51.156	53.774	53.714	53.714	-	-	-
	Gen [%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-
Perú	Cap [MW]	2.190	2.200	2.412	2.467	2.587	2.779	2.889	2.918	2.947	2.969	3.119	3.127	3.145	3.152	3.183	3.345	-
	Cap [%]	69%	66%	56%	53%	54%	54%	57%	58%	58%	58%	60%	56%	53%	53%	47%	46%	-
	Gen [GWh]	11.541	11.848	12.265	13.367	14.111	15.747	17.188	17.638	18.118	17.101	17.567	19.161	19.107	18.608	19.419	19.567	-
	Gen [%]	88%	89%	80%	79%	81%	86%	89%	86%	85%	76%	74%	75%	68%	61%	63%	58%	-
Uruguay	Cap [MW]	1.519	1.524	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	-
	Cap [%]	74%	74%	74%	74%	74%	74%	75%	75%	75%	75%	75%	68%	64%	61%	59%	57%	-
	Gen [GWh]	-	-	-	-	-	7.051	9.194	9.535	8.530	4.762	6.683	3.594	8.069	4.500	5.260	8.393	-
	Gen [%]	-	-	-	-	-	93%	100%	100%	100%	82%	87%	65%	87%	56%	65%	85%	-
Venezuela	Cap [MW]	10.675	12.234	13.026	13.224	13.215	13.215	13.116	12.491	12.491	13.864	14.597	14.597	14.597	14.598	14.623	14.623	-
	Cap [%]	56%	59%	60%	61%	62%	62%	62%	61%	61%	63%	66%	66%	65%	63%	62%	59%	-
	Gen [GWh]	53.450	53.844	57.268	58.556	60.555	62.826	60.449	58.674	60.698	70.075	77.229	81.600	83.059	86.841	85.962	76.780	-
	Gen [%]	71%	71%	73%	71%	75%	74%	67%	67%	67%	71%	73%	73%	72%	72%	69%	66%	-

Fuente: CNE, MIEMDNE, MPPE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), UPME, CONELEC, MINEM, CNDC, UNdata [68, 69, 70, 71, 72, 157, 170, 176, 177, 178, 180, 181, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191]

Tabla 40: Datos de capacidad y generación Eólica por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Datos Energía Eólica por Países	Argentina	Cap [MW]	0	0	12	13	14	14	25	26	26	28	28	28	28	28	28	28	-	
		Cap [%]	0,00%	0,00%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%	0,10%	0,10%	0,10%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,10%	0,10%	0,10%	-
		Gen [GWh]	0	10	15	33	35	35	49	73	78	72	75	70	62	42	37	37	-	
		Gen [%]	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%	0,05%	0,04%	0,06%	0,10%	0,09%	0,08%	0,08%	0,07%	0,06%	0,04%	0,03%	0,03%	-	
	Brasil	Cap [MW]	1	1	1	6	19	19	19	22	29	29	29	29	237	247	414	602	927	
		Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,4%	0,6%	0,8%	
		Gen [GWh]	0	2	4	5	2	1	35	61	61	61	93	237	559	1.183	1.446	2.177		
		Gen [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%		
	Chile	Cap [MW]	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	20	20	84	170		
		Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%	0,5%	1,0%		
		Gen [GWh]	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	31	78	332		
		Gen [%]	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,6%		
	Colombia	Cap [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	10	18	18	18	18	18	
		Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
		Gen [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	49	63	49	54	58	-	
		Gen [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-	
	Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	
		Cap [%]	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,06%	0,05%	0,05%	
		Gen [GWh]	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	3	3	
		Gen [%]	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,02%	0,02%	
Perú	Cap [MW]	0,0	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7		
	Cap [%]	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%		
	Gen [GWh]	0,0	0,4	0,6	0,5	0,6	0,8	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2		
	Gen [%]	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Uruguay	Cap [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	30	40		
	Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	1,2%	1,5%		
	Gen [GWh]	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	68		
	Gen [%]	-	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,005	0,007		

Fuente: CNE, MIEMDNE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), UPME, CONELEC, MINEM [68, 69, 70, 71, 72, 157, 176, 177, 178, 180, 181, 183, 184, 185, 186, 187, 188]

Tabla 41: Datos de capacidad y generación Solar por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Datos Energía Solar por Países	Argentina	Cap [MW]	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	-
		Cap [%]	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		Gen [GWh]	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,11	0,14	0,08	-
		Gen [%]	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-
	Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
		Cap [%]	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		Gen [GWh]	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,01	-
		Gen [%]	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-

Fuente: CNE, MIEMDNE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), UPME, CONELEC, MINEM [68, 69, 70, 71, 72, 157, 176, 179, 183, 184, 185, 186, 187, 188]

Tabla 42: Datos de capacidad y generación a partir de Biomasa por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Datos Energía de Biomasa por Países	Brasil	Cap [MW]	-	-	-	-	-	2.658	2.668	3.034	3.400	3.476	3.552	4.115	4.315	4.948	6.103	7.826	
		Cap [%]	-	-	-	-	-	3,6%	3,6%	3,8%	4,0%	3,8%	3,8%	4,3%	4,3%	4,8%	5,7%	6,9%	
		Gen [GWh]	6.788	7.941	8.861	9.142	10.216	10.896	12.276	13.736	15.459	16.348	18.274	18.687	21.675	23.339	25.967	28.019	
		Gen [%]	2,5%	2,7%	2,9%	2,8%	3,1%	3,1%	3,7%	4,0%	4,2%	4,2%	4,5%	4,5%	4,9%	5,0%	5,6%	5,5%	
	Chile	Cap [MW]	43	73	73	73	73	73	73	73	73	102	199	229	229	229	309	313	324
		Cap [%]	0,8%	1,2%	1,1%	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,9%	1,6%	1,8%	1,8%	1,7%	2,2%	2,0%	2,0%
		Gen [GWh]	-	238	653	813	914	616	387	374	432	646	474	570	744	884	966	841	
		Gen [%]	-	1,1%	2,7%	3,2%	2,5%	1,6%	1,0%	0,9%	1,0%	1,3%	0,9%	1,1%	1,3%	1,6%	1,7%	1,4%	
	Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	28	56	63	63	95	95	93
		Cap [%]	-	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,8%	1,6%	1,7%	1,5%	2,3%	2,1%	2,0%
		Gen [GWh]	-	-	-	-	0	0	0	0	0	3	103	146	219	208	217	236	
		Gen [%]	-	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,9%	1,2%	1,1%	1,1%	1,2%	
Uruguay	Cap [MW]	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	11	15	15	176	176	176	240	
	Cap [%]	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,5%	0,7%	0,7%	7,3%	7,0%	6,7%	8,9%	

Fuente: CNE, MIEMDNE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), ANEEL, UPME, CONELEC, MINEM [68, 69, 70, 71, 72, 157, 176, 177, 178, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188]

Tabla 43: Datos de capacidad y generación Renovable por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Argentina	Cap [MW]	8.220	8.762	9.173	9.340	9.596	9.596	9.638	9.788	9.807	9.927	9.949	9.949	9.974	10.020	10.052	-	-	
	Cap [%]	44%	46%	45%	44%	41%	40%	38%	38%	38%	38%	38%	39%	39%	39%	37%	35%	-	-
	Gen [GWh]	26.916	22.935	28.131	26.536	21.633	28.797	36.999	35.870	33.815	30.518	34.268	38.126	31.622	31.498	35.130	-	-	-
	Gen [%]	43%	35%	42%	39%	30%	36%	45%	47%	40%	33%	35%	37%	31%	29%	33%	-	-	-
Bolivia	Cap [MW]	-	-	302	318	356	356	364	449	432	453	453	476	478	480	480	480	475	-
	Cap [%]	-	-	38%	39%	36%	33%	34%	39%	40%	39%	39%	40%	37%	37%	37%	37%	38%	-
	Gen [GWh]	1.263	1.438	1.571	1.498	1.712	1.898	2.107	2.182	1.969	2.130	1.942	2.131	2.294	2.281	2.265	2.151	-	-
	Gen [%]	47%	50%	50%	45%	49%	54%	60%	59%	52%	54%	46%	47%	47%	42%	40%	35%	-	-
Brasil	Cap [MW]	-	-	-	-	-	63.740	65.096	67.530	71.127	72.593	74.641	78.030	81.431	82.907	85.315	89.457	-	-
	Cap [%]	-	-	-	-	-	86%	87%	84%	83%	80%	80%	81%	81%	81%	80%	79%	-	-
	Gen [GWh]	260.693	273.712	287.837	300.616	303.218	315.300	280.187	299.889	321.136	337.206	355.824	367.729	396.249	394.078	418.401	435.251	-	-
	Gen [%]	95%	94%	93%	93%	91%	90%	85%	87%	88%	87%	88%	88%	89%	85%	90%	85%	-	-
Chile	Cap [MW]	3.626	4.149	4.209	4.387	4.390	4.517	4.519	4.547	4.589	5.450	5.479	5.479	5.623	5.774	5.867	6.310	-	-
	Cap [%]	66%	65%	61%	54%	50%	45%	43%	42%	41%	45%	43%	43%	42%	42%	38%	39%	-	-
	Gen [GWh]	-	16.251	18.645	15.951	13.731	19.123	21.445	22.898	22.296	21.535	25.910	28.637	22.974	24.582	25.706	22.552	-	-
	Gen [%]	-	73%	78%	62%	38%	49%	53%	54%	49%	44%	51%	53%	41%	43%	45%	38%	-	-
Colombia	Cap [MW]	7.838	8.016	8.094	8.137	7.892	8.276	8.682	9.036	8.839	8.943	8.958	8.974	9.015	9.020	9.054	9.044	-	-
	Cap [%]	78%	76%	73%	68%	68%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	68%	67%	67%	67%	67%	-	-
	Gen [GWh]	31.942	35.272	31.254	30.559	33.520	31.853	31.577	33.747	35.953	39.908	39.625	42.586	44.263	46.215	40.895	-	-	-
	Gen [%]	73%	79%	69%	67%	76%	72%	72%	75%	75%	79%	78%	78%	79%	83%	72%	-	-	-
Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	1.703	1.703	1.726	1.733	1.733	1.760	1.806	1.849	2.096	2.130	2.129	2.311	-	-
	Cap [%]	-	-	-	-	53%	53%	56%	53%	52%	53%	52%	49%	51%	51%	48%	49%	-	-
	Gen [GWh]	-	-	-	-	7.177	7.611	7.071	7.524	7.180	7.415	6.986	7.275	9.257	11.504	9.445	8.875	-	-
	Gen [%]	-	-	-	-	69%	72%	64%	63%	57%	52%	46%	44%	51%	60%	49%	44%	-	-
Paraguay	Cap [MW]	6.870	7.108	7.390	7.390	7.390	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	7.410	8.110	8.110	-	-	-	-
	Cap [%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-
	Gen [GWh]	39.712	44.772	50.805	50.824	51.910	53.481	45.308	48.203	51.761	51.921	51.156	53.774	53.714	53.714	-	-	-	-
	Gen [%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-
Perú	Cap [MW]	2.190	2.201	2.412	2.467	2.588	2.780	2.890	2.918	2.948	2.970	3.120	3.128	3.146	3.153	3.184	3.365	-	-
	Cap [%]	69%	66%	56%	53%	54%	54%	57%	58%	58%	58%	60%	56%	53%	53%	47%	46%	-	-
	Gen [GWh]	11.541	11.848	12.265	13.368	14.112	15.748	17.190	17.639	18.120	17.102	17.568	19.162	19.108	18.609	19.420	19.646	-	-
	Gen [%]	88%	89%	80%	79%	81%	86%	89%	86%	85%	76%	74%	75%	68%	61%	63%	59%	-	-
Uruguay	Cap [MW]	1.533	1.538	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552	1.549	1.553	1.553	1.714	1.728	1.744	1.818	-	-
	Cap [%]	74%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	76%	76%	69%	71%	68%	67%	68%	-	-
	Gen [GWh]	-	-	-	-	-	7.051	9.194	9.535	8.530	4.762	6.683	3.594	8.069	4.500	5.302	8.461	-	-
	Gen [%]	-	-	-	-	-	93%	100%	100%	100%	82%	87%	65%	87%	56%	65%	86%	-	-
Venezuela	Cap [MW]	10.675	12.234	13.026	13.224	13.215	13.215	13.116	12.491	12.491	13.864	14.597	14.597	14.597	14.598	14.623	14.623	-	-
	Cap [%]	56%	59%	60%	61%	62%	62%	62%	61%	61%	63%	66%	66%	65%	63%	62%	59%	-	-
	Gen [GWh]	53.450	53.844	57.268	58.556	60.555	62.826	60.449	58.674	60.698	70.075	77.229	81.600	83.059	86.841	85.962	76.780	-	-
	Gen [%]	71%	71%	73%	71%	75%	74%	67%	67%	67%	71%	73%	73%	72%	72%	69%	66%	-	-

Fuente: CNE, MIEMDNE, MPPE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), ANEEL, UPME, CONELEC, MINEM, CNDC, UNdata [68, 69, 70, 71, 72, 157, 170, 176, 177, 178, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191]

Tabla 44: Datos Energía de capacidad y generación sin Hidroelectricidad por Países

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Datos Energía Renovable sin Hidro por Países	Argentina	Cap [MW]	0	1	12	14	15	15	25	26	26	28	28	28	28	28	28	28	-
		Cap [%]	0,00%	0,00%	0,06%	0,07%	0,06%	0,06%	0,10%	0,10%	0,10%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,10%	0,10%	-
		Gen [GWh]	0	10	15	33	35	35	49	73	78	73	75	70	62	42	37	37	-
		Gen [%]	0,00%	0,01%	0,02%	0,05%	0,05%	0,04%	0,06%	0,10%	0,09%	0,08%	0,08%	0,07%	0,06%	0,04%	0,03%	0,03%	-
	Brasil	Cap [MW]	-	-	-	-	-	2.677	2.687	3.056	3.429	3.505	3.581	4.352	4.562	5.362	6.705	8.754	
		Cap [%]	-	-	-	-	-	3,6%	3,6%	3,8%	4,0%	3,9%	3,9%	4,5%	4,5%	5,2%	6,3%	7,7%	
		Gen [GWh]	6.788	7.943	8.865	9.147	10.218	10.897	12.311	13.797	15.520	16.409	18.367	18.924	22.234	24.522	27.413	30.196	
		Gen [%]	2,5%	2,7%	2,9%	2,8%	3,1%	3,1%	3,7%	4,0%	4,3%	4,2%	4,6%	4,5%	5,0%	5,3%	5,9%	5,9%	
	Chile	Cap [MW]	43	73	73	73	73	73	75	75	104	201	231	231	249	329	397	495	
		Cap [%]	0,8%	1,2%	1,1%	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,9%	1,7%	1,8%	1,8%	1,9%	2,4%	2,6%	3,0%	
		Gen [GWh]	-	238	653	813	914	616	387	374	432	646	474	570	747	915	1.045	1.176	
		Gen [%]	-	1,1%	2,7%	3,2%	2,5%	1,6%	1,0%	0,9%	1,0%	1,3%	0,9%	1,1%	1,3%	1,6%	1,8%	2,0%	
Colombia	Cap [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	10	18	18	18	18		
	Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%		
	Gen [GWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	49	63	49	54	58	-		
	Gen [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-		
Ecuador	Cap [MW]	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,00	55,62	63,32	65,72	96,92	96,92	95,82	
	Cap [%]	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,84%	1,60%	1,68%	1,58%	2,31%	2,20%	2,01%	
	Gen [GWh]	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,24	102,87	145,57	219,73	211,03	219,73	238,99		
	Gen [%]	-	-	-	-	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,68%	0,87%	1,21%	1,10%	1,13%	1,17%		
Perú	Cap [MW]	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	21	
	Cap [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	
	Gen [GWh]	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	79	
	Gen [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	
Uruguay	Cap [MW]	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	11	15	15	176	190	206	280	
	Cap [%]	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	7%	8%	8%	10%	
	Gen [GWh]	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	41,6	68,0	
	Gen [%]	-	-	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,7%	

Fuente: CNE, MIEMDNE, Secretaria de Energía (Argentina), MME (Brasil), ANEEL, UPME, CONELEC, MINEM [68, 69, 70, 71, 72, 157, 176, 177, 178, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188]

Tabla 45: Otros datos de Energía Renovable de Chile.

		año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Otros Datos de Chile	Mini-Hidro	Cap [MW]	234	234	234	234	236	236	236	236	249	249	249	249	271	287	312	349	
		Cap [%]	4,3%	3,7%	3,4%	2,9%	2,7%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%
	Pasada	Gen [GWh]	-	4.278	4.798	4.885	4.879	6.285	7.083	7.842	7.641	7.161	7.495	7.995	7.685	8.355	8.623	8.168	
		Gen [%]	-	19%	20%	19%	14%	16%	17%	18%	17%	15%	15%	15%	14%	15%	15%	14%	
	ERNC	Cap [MW]	277	307	307	307	310	310	312	312	312	353	450	480	480	520	616	709	843
		Cap [%]	5,1%	4,8%	4,4%	3,8%	3,5%	3,1%	3,0%	2,9%	3,1%	3,7%	3,8%	3,8%	3,9%	4,5%	4,6%	5,2%	
	ERNC*	Gen [GWh]	-	4.515	5.451	5.697	5.792	6.902	7.470	8.215	8.073	7.808	7.969	8.565	8.432	9.270	9.667	9.344	
		Gen [%]	-	20%	23%	22%	16%	18%	18%	19%	18%	16%	16%	16%	15%	16%	17%	16%	

Fuente: CNE [71, 72, 73, 74, 75]

Anexo C: Datos y curvas extra de la Metodología

8.16 Países considerados en la metodología

En las Tablas 46 y 47 se muestran los datos principales de los países escogidos para crear los rangos por incentivo. Entre estos datos se muestra el año en el cual se aplicó el incentivo respectivo, el PIB, PIB per cápita, consumo eléctrico per cápita y la población de cada país.

Tabla 46: Datos económicos de países usados en la metodología y año de entrada de su incentivo respectivo.

	Año	PIB total [US\$]	PIB per cápita [US\$]	Consumo per cápita [kWh per cápita]	Población [hab]
Francia	1996	1.572.775.612.258	20.778	6.915	59.670.985
Irlanda	1996	73.984.024.689	19.490	4.788	3.637.510
Reino Unido	1990	1.012.576.349.432	16.312	5.357	57.247.586
Brasil	2002	504.221.228.974	7.372	1.811	179.289.227
Australia	1999	390.208.672.766	25.368	10.037	18.926.000
Alemania	2000	1.886.401.326.700	25.753	6.636	82.210.000
Austria	1998	213.329.585.371	26.201	6.760	7.982.461
Eslovaquia	2005	61.328.471.583	16.175	4.920	5.387.001
Eslovenia	2004	33.837.749.815	22.279	6.831	1.997.000
España	1998	600.838.623.455	18.891	4.536	39.721.100
Estonia	2003	9.845.350.163	13.395	5.269	1.353.520
Hungría	2002	66.389.489.264	14.669	3.545	10.158.608
Irlanda	2006	222.473.592.845	42.275	6.371	4.260.341
Lituania	2002	14.163.949.142	10.567	2.828	3.469.070
Republica Checa	2002	75.276.073.339	16.866	5.890	10.204.853
Bélgica	2002	252.794.654.621	30.046	8.312	10.333.000
Polonia	2000	171.276.118.424	10.513	3.240	38.453.757
Reino Unido	2002	1.612.056.354.916	28.886	6.147	59.325.809
Rumania	2004	75.489.440.362	8.734	2.271	21.684.890
Suecia	2003	314.713.404.153	30.425	15.364	8.956.000

Fuente: M. Rathmann et Al., World Bank [49, 192]

Tabla 47: Potenciales de países usados en la metodología

	Geotérmico [GWh]	Hidráulica		Solar [GWh]	Eólica [GWh]	Oceánica [GWh]	Biomasa y otros [GWh]
		Gran escala [GWh]	Pequeña escala [GWh]				
Francia	5.977	60.094	11.884	74.210	135.082	47.454	70.361
Irlanda	384	744	209	3.523	18.814	7.221	6.930
Reino Unido	6.140	4.349	686	49.012	241.734	110.013	42.884
Brasil		174 GW ¹			272.000		6.518.000
Australia	280 MW ¹²						
Alemania	10.105	16.151	10.116	59.919	159.804	14.756	59.873
Austria	1.174	35.396	9.744	11.744	8.128	0	11.081
Eslovaquia	384	4.744	1.291	5.140	3.674	0	4.081
Eslovenia	244	4.849	814	2.128	640	0	2.640
España	1.884	38.768	7.895	179.967	118.989	19.837	43.535
Estonia	128	0	35	1.186	4.430	1.849	2.326
Hungría	1.395	1.372	116	6.291	2.605	0	10.268
Irlanda	384	744	209	3.523	18.814	7.221	6.930
Lituania	256	407	128	1.721	5.267	256	3.512
Republica Checa	640	1.244	1.640	8.930	8.407	0	8.012
Bélgica	1.535	174	302	6.674	17.302	674	9.128
Polonia	2.302	1.419	2.384	28.593	49.152	1.977	32.872
Reino Unido	6.140	4.349	686	49.012	241.734	110.013	42.884
Rumania	2.802	20.709	2.163	14.861	11.454	465	18.523
Suecia	1.279	67.361	5.326	15.849	41.000	5.209	20.593

Fuente: M. Rathmann et Al., Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Brasil) [49, 106, 107, 108]

¹ Los potenciales de todos los países menos Brasil y Australia están considerados como los realizables para el año 2030, para estos dos casos no se tiene un año estimado.

² Estimación obtenida de columna de Michael Stedman en The Mercury, disponible en: http://www.themercury.com.au/article/2010/02/22/129381_tasmania-news.html

8.17 Datos Usados en metodología, su validación y comparación internacional

Tabla 48: Datos Capacidad Eólica de Países con incentivo *Feed-In Tariff*

Datos Capacidad Eólica Países <i>Feed-In Tariff</i> [MW]													
Año	Alemania	Austria	Eslovaquia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa	Dinamarca	Grecia	Bulgaria	Letonia
1990	48	0	0	2	0	0	0	0	0	343	1	0	0
1991	110	0	0	3	0	0	0	0	0	413	1	0	0
1992	183	0	0	33	0	0	6	0	0	458	16	0	0
1993	334	0	0	34	0	0	6	0	0	491	27	0	0
1994	643	0	0	41	0	0	6	0	0	532	27	0	0
1995	1.137	1	0	98	0	0	6	0	0	616	27	0	1
1996	1.564	10	0	227	0	0	6	0	0	842	27	0	1
1997	1.966	19	0	420	0	0	57	0	0	1.130	27	0	1
1998	2.672	27	0	848	0	0	62	0	1	1.443	38	0	1
1999	4.138	35	0	1.613	0	0	70	0	1	1.759	109	0	1
2000	6.095	54	0	2.206	0	0	115	0	1	2.392	226	0	2
2001	8.754	69	0	3.397	0	1	123	0	1	2.498	270	0	2
2002	12.001	133	0	4.891	1	1	136	0	6	2.892	287	0	22
2003	14.609	343	3	5.945	3	3	210	0	11	3.117	371	0	26
2004	16.629	599	3	8.317	7	3	341	1	16	3.125	470	0	26
2005	18.428	802	5	9.918	31	17	494	1	29	3.129	491	8	26
2006	20.622	959	5	11.722	31	33	746	31	44	3.135	749	27	26
2007	22.247	976	5	14.820	50	61	855	47	114	3.124	846	30	26
2008	23.895	996	5	16.555	77	134	1.028	54	150	3.166	1.022	114	28
2009	25.777	1.004	3	18.988	104	203	1.264	98	193	3.482	950	333	29

Fuente: Eurostat [193]

Tabla 49: Datos Capacidad Solar de Países con incentivo *Feed-In Tariff*

Datos Capacidad Solar Países <i>Feed-In Tariff</i> [MW]										
Año	Alemania	Austria	Eslovenia	España	Hungría	Republica Checa	Dinamarca	Grecia	Francia	Italia
1990	2	0	0	3	0	0	0	0	0	4
1991	2	0	0	4	0	0	0	0	0	5
1992	6	1	0	4	0	0	0	0	2	8
1993	9	1	0	5	0	0	0	0	2	12
1994	12	1	0	6	0	0	0	0	2	14
1995	18	1	0	7	0	0	0	0	2	16
1996	28	2	0	7	0	0	1	0	3	16
1997	42	2	0	7	0	0	1	0	4	17
1998	54	3	0	9	0	0	1	0	5	18
1999	70	4	0	9	0	0	1	0	6	18
2000	114	5	0	12	0	0	1	0	7	19
2001	195	7	0	16	0	0	1	1	7	20
2002	260	9	0	20	0	0	2	1	8	22
2003	388	15	0	27	0	0	2	1	9	26
2004	708	19	0	37	0	0	2	1	11	31
2005	1.508	22	0	60	0	0	3	1	13	34
2006	2.831	35	0	180	0	1	3	5	15	45
2007	3.811	35	0	745	0	4	3	9	26	87
2008	5.333	49	1	3.331	1	54	3	12	80	432
2009	9.800	49	4	3.650	1	465	5	46	263	1.142

Fuente: Eurostat [193]

Tabla 50: Datos Capacidad de Biomasa de Países con incentivo *Feed-In Tariff*

Datos Capacidad de Biomasa Países <i>Feed-In Tariff</i> [MW]													
Año	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa	Dinamarca	Grecia	Letonia
1990	914	406	0	0	142	0	24	0	0	0	60	47	0
1991	985	406	0	0	142	0	24	0	0	0	60	47	0
1992	1.031	406	0	0	143	0	24	0	0	0	131	47	0
1993	1.055	418	0	0	144	0	24	0	0	0	184	47	0
1994	1.087	418	0	0	223	0	24	0	0	0	170	48	0
1995	1.311	550	0	0	195	0	30	0	0	0	283	48	0
1996	1.405	620	0	0	221	0	30	10	0	0	270	48	0
1997	1.403	623	0	0	221	0	30	12	0	0	271	48	0
1998	1.564	756	0	0	222	0	30	12	0	0	316	48	0
1999	1.962	799	0	17	232	0	30	15	0	0	349	48	0
2000	1.944	792	0	17	294	0	31	15	0	0	357	36	0
2001	2.535	778	6	18	312	0	30	15	2	0	421	46	1
2002	2.650	778	46	18	452	6	71	19	4	0	538	46	6
2003	3.084	1.130	52	18	548	11	69	15	4	230	654	46	7
2004	3.666	1.130	52	20	674	11	218	17	5	307	849	48	9
2005	3.504	1.130	52	20	695	12	369	20	5	263	955	48	10
2006	4.123	1.130	116	22	737	12	372	27	15	338	815	34	10
2007	4.800	2.407	145	24	750	12	368	29	22	440	625	76	10
2008	5.059	3.227	159	59	712	12	418	34	24	542	942	83	10
2009	6.119	3.196	172	52	854	37	531	35	24	659	1.079	83	10

Fuente: Eurostat [193]

Tabla 51: Datos Capacidad Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo *Feed-In Tariff*

Datos Capacidad REN sin Hidro Países <i>Feed-In Tariff</i> [MW]														
Año	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa	Dinamarca	Grecia	Bulgaria	Letonia
1990	964	406	0	0	147	0	24	0	0	0	403	50	0	0
1991	1.097	406	0	0	149	0	24	0	0	0	473	50	0	0
1992	1.220	407	0	0	180	0	24	6	0	0	589	65	0	0
1993	1.398	419	0	0	183	0	24	6	0	0	675	76	0	0
1994	1.742	419	0	0	270	0	24	6	0	0	702	77	0	0
1995	2.466	552	0	0	300	0	30	6	0	0	899	77	0	0
1996	2.997	632	0	0	455	0	30	16	0	0	1.113	77	0	0
1997	3.411	644	0	0	648	0	30	69	0	0	1.402	77	0	0
1998	4.290	786	0	0	1.079	0	30	74	0	1	1.760	88	0	0
1999	6.170	838	0	17	1.854	0	30	85	0	1	2.109	157	52	0
2000	8.153	851	0	17	2.512	0	31	130	0	1	2.750	262	52	0
2001	11.484	854	6	18	3.725	0	31	138	2	1	2.920	317	52	1
2002	14.911	920	46	18	5.363	7	72	155	4	6	3.432	334	52	6
2003	18.081	1.488	55	18	6.520	14	72	225	4	241	3.773	418	7	7
2004	21.004	1.748	55	20	9.028	18	221	358	6	323	3.976	519	7	9
2005	23.441	1.954	57	20	10.673	43	386	514	6	292	4.087	540	15	10
2006	27.577	2.124	121	22	12.639	43	405	773	46	383	3.953	788	33	10
2007	30.861	3.420	150	24	16.315	62	429	884	69	558	3.752	931	36	10
2008	34.294	4.273	164	60	20.598	89	553	1.062	78	746	4.111	1.117	120	10
2009	41.703	4.250	176	56	23.492	141	735	1.299	122	1.317	4.566	1.079	338	10

Fuente: Eurostat [193]

Tabla 52: Datos Capacidad Eólica y Solar de Países con incentivo de Cuotas

Año	Datos Capacidad Eólica Países Cuotas [MW]							Datos Capacidad Solar Países Cuotas [MW]			
	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Rumania	Suecia	Chile	Italia	Bélgica	Reino Unido	Suecia	Italia
1990	5	0	10	0	8	-	3	0	0	0	4
1991	5	0	14	0	12	-	4	0	0	0	5
1992	5	0	50	0	20	-	7	0	0	1	8
1993	5	0	131	0	29	-	18	0	0	1	12
1994	5	0	153	0	40	-	21	0	0	1	14
1995	5	0	200	0	67	0	22	0	0	2	16
1996	5	0	238	0	105	0	34	0	0	2	16
1997	5	0	322	0	123	0	119	0	1	2	17
1998	6	2	331	0	174	0	164	0	1	2	18
1999	10	3	357	0	196	0	232	0	1	3	18
2000	14	4	412	0	209	0	363	0	2	3	19
2001	26	19	427	0	295	2	664	0	3	3	20
2002	31	32	534	0	357	2	780	1	4	3	22
2003	67	35	742	0	399	2	874	1	6	4	26
2004	96	40	933	0	452	2	1.127	1	8	4	31
2005	167	121	1.565	0	493	2	1.635	2	11	4	34
2006	212	172	1.955	0	516	2	1.902	2	14	5	45
2007	276	306	2.477	3	710	20	2.702	20	18	6	87
2008	324	526	3.406	5	814	20	3.525	62	23	8	432
2009	608	709	4.424	15	1.448	84	4.879	386	27	9	1.142
2010	-	-	-	-	-	170	-	-	-	-	-

Fuente: CNE, Eurostat [68, 193]

Tabla 53: Datos Capacidad de Biomasa y Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo de Cuotas

Año	Datos Capacidad de Biomasa Países Cuotas [MW]						Datos Capacidad REN sin Hidro Países Cuotas [MW]					
	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia	Chile	Italia	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia	Chile	Italia
1990	199	0	121	1.230	-	183	204	0	131	1.268	-	686
1991	230	0	151	1.230	-	183	235	0	165	1.272	-	759
1992	249	0	200	1.230	-	184	254	0	250	1.281	-	670
1993	263	0	263	1.236	-	185	268	0	394	1.302	-	686
1994	263	0	305	1.236	-	235	268	0	458	1.313	-	740
1995	299	1	315	1.276	43,356	168	304	1	515	1.421	43,356	676
1996	274	2	394	1.513	73,456	252	279	2	632	1.696	73,456	787
1997	271	2	417	1.404	73,456	272	276	2	740	1.602	73,456	937
1998	295	5	557	1.404	73,456	448	301	7	889	1.653	73,456	1.177
1999	259	9	645	1.582	73,456	507	269	12	1.003	1.855	73,456	1.342
2000	303	12	785	1.582	73	685	317	16	1.200	1.868	73	1.657
2001	330	16	825	1.967	73	739	356	35	1.256	2.435	75	1.996
2002	352	21	882	1.860	73	892	384	53	1.421	2.390	75	2.360
2003	401	44	1.148	1.860	102	1.085	469	79	1.897	2.433	104	2.692
2004	417	51	1.316	1.954	199	1.172	514	91	2.258	2.674	201	2.972
2005	601	58	1.602	2.979	229	1.141	770	179	3.179	3.767	231	3.481
2006	659	60	1.689	3.976	229	1.179	873	232	3.659	5.154	231	3.797
2007	693	76	1.755	3.208	229	1.249	989	382	4.251	4.338	249	4.709
2008	812	95	1.782	3.297	309	1.457	1.198	621	5.212	4.542	329	6.085
2009	1.056	113	1.989	3.913	313	1.896	2.050	822	6.441	6.024	397	8.612
2010	-	-	-	-	324	-	-	-	-	-	495	-

Fuente: CNE, Eurostat [68, 193]

Tabla 54: Datos Capacidad Eólica y Solar de Países con incentivo de Subastas

Año	Datos Capacidad Eólica Países Subastas [MW]						Datos Capacidad Solar Países Subastas [MW]		
	Francia	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Australia	Uruguay	Francia	Reino Unido	Australia
1990	0	0	10	-	0	-	0	0	0
1991	1	0	14	-	0	-	0	0	0
1992	1	6	50	-	0	-	2	0	0
1993	3	6	131	-	0	-	2	0	0
1994	3	6	153	-	2	-	2	0	0
1995	3	6	200	1	2	0	2	0	0
1996	6	6	238	1	2	0	3	0	0
1997	7	57	322	1	2	0	4	1	0
1998	15	62	331	6	3	0	5	1	0
1999	18	70	357	19	10	0	6	1	25
2000	57	115	412	19	33	0	7	2	29
2001	83	123	427	19	76	0	7	3	34
2002	133	136	534	22	106	0	8	4	39
2003	222	210	742	29	190	0	9	6	46
2004	363	341	933	29	379	0	11	8	52
2005	723	494	1.565	29	740	0	13	11	146
2006	1.412	746	1.955	237	819	0	15	14	155
2007	2.220	855	2.477	247	1.249	0	26	18	167
2008	3.422	1.028	3.406	414	1.885	14	80	23	190
2009	4.530	1.264	4.424	602	-	30	263	27	-
2010	-	-	-	927	-	40	-	-	-

Fuente: MIEM (Uruguay), MME (Brasil), UNdata, Eurostat [157, 177, 178, 191, 193]

Tabla 55: Datos Capacidad de Biomasa y Renovable sin hidroelectricidad de Países con incentivo de Subastas

Año	Datos Capacidad de Biomasa Países Subastas [MW]					Datos Capacidad REN sin Hidro Países Subastas [MW]			
	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Uruguay	Francia	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Uruguay
1990	0	121	-	-	240	0	131	-	-
1991	0	151	-	-	241	0	165	-	-
1992	0	200	-	-	243	6	250	-	-
1993	0	263	-	-	245	6	394	-	-
1994	0	305	-	-	245	6	458	-	-
1995	0	315	-	14	245	6	515	-	14
1996	10	394	-	14	249	16	632	-	14
1997	12	417	-	14	251	69	740	-	14
1998	12	557	-	14	260	74	889	-	14
1999	15	645	-	14	264	85	1.003	-	14
2000	15	785	2.658	14	304	130	1.200	2.677	14
2001	15	825	2.668	14	330	138	1.256	2.687	14
2002	19	882	3.034	14	381	155	1.421	3.056	14
2003	15	1.148	3.400	14	1.274	225	1.897	3.429	14
2004	17	1.316	3.476	11	1.513	358	2.258	3.505	11
2005	20	1.602	3.552	15	1.968	514	3.179	3.581	15
2006	27	1.689	4.115	15	2.728	773	3.659	4.352	15
2007	29	1.755	4.315	176	3.604	884	4.251	4.562	176
2008	34	1.782	4.948	176	4.963	1.062	5.212	5.362	190
2009	35	1.989	6.103	176	6.286	1.299	6.441	6.705	206
2010	-	-	7.826	240	-	-	-	8.754	280

Fuente: MIEM (Uruguay), MME (Brasil), ANEEL, Eurostat [157, 177, 178, 182, 193]

Tabla 56: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado *Feed-In Tariff*, en GWh.

Feed-In Tariff	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa
1990	5.074	1.179	0	0	824	0	17	0	0	0
1991	5.174	1.266	0	0	567	0	24	0	0	0
1992	6.515	1.361	0	0	686	0	46	5	0	0
1993	6.284	1.393	0	0	704	0	39	15	0	284
1994	8.139	1.233	0	0	824	15	45	19	0	418
1995	8.665	1.885	0	0	1.296	16	56	16	0	421
1996	9.055	1.787	0	0	1.459	17	50	41	0	388
1997	10.176	2.033	0	0	2.218	19	53	131	0	528
1998	13.075	1.940	0	0	2.898	29	60	254	0	598
1999	12.373	1.769	0	31	4.485	28	65	278	0	828
2000	18.001	1.662	0	70	6.238	32	65	339	0	720
2001	21.412	1.946	160	72	8.414	31	71	431	2	711
2002	26.889	1.822	158	102	11.958	44	43	470	4	689
2003	31.977	2.259	102	128	15.300	55	165	540	7	493
2004	42.212	3.207	26	126	19.955	55	731	764	7	723
2005	45.130	4.132	38	120	24.639	103	1.668	1.242	9	752
2006	53.429	5.372	405	117	27.033	131	1.307	1.751	39	970
2007	69.267	6.489	484	118	32.117	146	1.673	2.090	172	1.326
2008	71.829	6.641	525	293	40.421	184	2.144	2.571	201	1.713
2009	78.008	6.587	545	196	49.483	571	2.667	3.137	260	2.232

Fuente: World Bank [192]

Tabla 57: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Obligación de Cuotas, en GWh.

RPS	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia	Chile
1990	516	258	604	2.005	-
1991	574	438	699	1.966	-
1992	610	424	974	2.159	-
1993	600	365	1.416	2.407	-
1994	617	357	1.861	2.393	-
1995	770	365	2.033	2.630	-
1996	760	404	2.292	2.432	238
1997	631	605	2.777	3.075	653
1998	704	601	3.531	3.324	813
1999	880	510	4.280	3.201	914
2000	897	557	4.884	4.727	616
2001	1.125	780	7.485	4.421	387
2002	1.208	952	8.660	4.964	374
2003	1.143	865	9.664	5.475	432
2004	1.492	1.323	10.885	8.800	646
2005	1.840	1.884	13.992	9.031	474
2006	2.616	2.485	15.256	9.947	570
2007	3.189	3.309	15.771	11.702	747
2008	4.091	4.651	17.468	12.995	915
2009	5.315	6.531	20.879	14.615	1.045

Fuente: World Bank [192]

Tabla 58: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Subastas, en GWh.

Subastas	Francia	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Australia
1990	1.982	0	604	-	750
1991	2.171	0	699	-	769
1992	2.196	5	974	-	681
1993	2.038	15	1.416	-	683
1994	2.224	19	1.861	-	690
1995	2.396	16	2.033	6.788	749
1996	2.487	41	2.292	7.943	958
1997	2.750	131	2.777	8.865	1.000
1998	2.743	254	3.531	9.147	1.071
1999	2.957	278	4.280	10.218	1.199
2000	3.471	339	4.884	10.897	1.236
2001	3.664	431	7.485	12.311	1.605
2002	4.185	470	8.660	13.797	2.005
2003	4.681	540	9.664	15.520	2.389
2004	5.154	764	10.885	16.409	2.641
2005	5.545	1.242	13.992	18.367	2.851
2006	6.583	1.751	15.256	18.924	3.786
2007	8.805	2.090	15.771	22.234	4.749
2008	10.546	2.571	17.468	24.522	6.051
2009	13.167	3.137	20.879	27.413	6.843

Fuente: World Bank [192]

Tabla 59: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado *Feed-In Tariff*, en porcentaje del total.

Feed-In Tariff	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa
1990	0,92%	2,34%	0,00%	0,00%	0,54%	0,00%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%
1991	0,96%	2,46%	0,00%	0,00%	0,36%	0,00%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%
1992	1,21%	2,66%	0,00%	0,00%	0,43%	0,00%	0,15%	0,03%	0,00%	0,00%
1993	1,19%	2,64%	0,00%	0,00%	0,45%	0,00%	0,12%	0,09%	0,00%	0,48%
1994	1,54%	2,31%	0,00%	0,00%	0,51%	0,16%	0,13%	0,11%	0,00%	0,71%
1995	1,61%	3,33%	0,00%	0,00%	0,78%	0,18%	0,16%	0,09%	0,00%	0,69%
1996	1,63%	3,25%	0,00%	0,00%	0,84%	0,18%	0,14%	0,22%	0,00%	0,60%
1997	1,84%	3,57%	0,00%	0,00%	1,16%	0,20%	0,15%	0,67%	0,00%	0,82%
1998	2,35%	3,38%	0,00%	0,00%	1,48%	0,34%	0,16%	1,22%	0,00%	0,92%
1999	2,22%	2,90%	0,00%	0,23%	2,15%	0,34%	0,17%	1,28%	0,00%	1,28%
2000	3,12%	2,70%	0,00%	0,51%	2,78%	0,38%	0,18%	1,43%	0,00%	0,98%
2001	3,65%	3,11%	0,50%	0,50%	3,56%	0,37%	0,19%	1,75%	0,01%	0,95%
2002	4,58%	2,92%	0,49%	0,70%	4,88%	0,51%	0,12%	1,89%	0,02%	0,90%
2003	5,27%	3,75%	0,33%	0,93%	5,87%	0,54%	0,48%	2,17%	0,04%	0,59%
2004	6,86%	5,00%	0,09%	0,83%	7,13%	0,53%	2,17%	3,03%	0,04%	0,86%
2005	7,27%	6,22%	0,12%	0,79%	8,38%	1,01%	4,66%	4,85%	0,06%	0,91%
2006	8,39%	8,32%	1,29%	0,77%	9,03%	1,35%	3,64%	6,46%	0,31%	1,15%
2007	10,87%	10,02%	1,73%	0,78%	10,53%	1,20%	4,19%	7,50%	1,23%	1,50%
2008	11,27%	9,93%	1,81%	1,79%	12,88%	1,74%	5,36%	8,61%	1,44%	2,05%
2009	13,17%	9,55%	2,08%	1,20%	16,84%	6,50%	7,43%	11,25%	1,69%	2,71%

Fuente: World Bank [192]

Tabla 60: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Obligación de Cuotas, en porcentaje del total.

RPS	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia	Chile
1990	0,73%	0,19%	0,19%	1,37%	-
1991	0,80%	0,33%	0,22%	1,33%	-
1992	0,84%	0,32%	0,30%	1,47%	-
1993	0,85%	0,27%	0,44%	1,65%	-
1994	0,85%	0,26%	0,57%	1,67%	-
1995	1,03%	0,26%	0,61%	1,77%	-
1996	1,00%	0,28%	0,65%	1,73%	1,06%
1997	0,80%	0,42%	0,79%	2,06%	2,74%
1998	0,85%	0,42%	0,97%	2,09%	3,16%
1999	1,04%	0,36%	1,16%	2,07%	2,54%
2000	1,07%	0,38%	1,30%	3,25%	1,58%
2001	1,41%	0,54%	1,95%	2,74%	0,95%
2002	1,47%	0,66%	2,24%	3,38%	0,88%
2003	1,35%	0,57%	2,43%	4,04%	0,96%
2004	1,74%	0,86%	2,76%	5,80%	1,32%
2005	2,11%	1,20%	3,51%	5,70%	0,93%
2006	3,06%	1,54%	3,84%	6,94%	1,06%
2007	3,59%	2,08%	3,97%	7,86%	1,33%
2008	4,82%	2,99%	4,49%	8,66%	1,61%
2009	5,83%	4,30%	5,56%	10,69%	1,83%

Fuente: World Bank [192]

Tabla 61: Generación Renovable sin Hidro de países que han aplicado Subastas, en porcentaje del total.

Subastas	Francia	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Australia
1990	0,47%	0,00%	0,19%	-	0,49%
1991	0,48%	0,00%	0,22%	-	0,49%
1992	0,47%	0,03%	0,30%	-	0,43%
1993	0,43%	0,09%	0,44%	-	0,42%
1994	0,47%	0,11%	0,57%	-	0,41%
1995	0,48%	0,09%	0,61%	2,46%	0,43%
1996	0,48%	0,22%	0,65%	2,73%	0,54%
1997	0,54%	0,67%	0,79%	2,88%	0,55%
1998	0,54%	1,22%	0,97%	2,84%	0,55%
1999	0,56%	1,28%	1,16%	3,05%	0,59%
2000	0,64%	1,43%	1,30%	3,12%	0,59%
2001	0,67%	1,75%	1,95%	3,75%	0,72%
2002	0,75%	1,89%	2,24%	3,99%	0,88%
2003	0,83%	2,17%	2,43%	4,26%	1,06%
2004	0,90%	3,03%	2,76%	4,24%	1,12%
2005	0,96%	4,85%	3,51%	4,56%	1,16%
2006	1,15%	6,46%	3,84%	4,51%	1,53%
2007	1,55%	7,50%	3,97%	5,00%	1,89%
2008	1,83%	8,61%	4,49%	5,30%	2,35%
2009	2,43%	11,25%	5,56%	5,88%	2,62%

Fuente: World Bank [192]

Tabla 62: Precio Promedio usado de países con *Feed-In Tariff*, en euro/kWh

Feed-In Tariff	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa
2000	93,3	94,9	-	71,7	76,6	-	56,6	72,9	-	47,1
2001	94,5	94,5	-	72,0	70,5	-	57,7	72,9	-	50,6
2002	97,3	93,2	-	72,9	69,0	46,1	65,9	82,6		58,0
2003	98,2	92,6	-	70,8	70,0	50,3	66,9	88,4		57,7
2004	100,0	76,7	85,4	72,5	71,2	50,3	72,4	92,1	52,4	57,6
2005	105,7	79,3	91,3	73,6	79,3	52,4	77,6	104,7	55,4	66,5
2006	112,3	77,4	99,5	76,3	83,1	56,6	82,5	114,2	55,4	78,0
2007	119,0	91,8	111,2	81,9	90,7	58,5	91,6	129,5	60,3	84,1
2008	111,4	108,4	119,6	90,8	102,0	57,7	119,8	143,1	77,9	107,8
2009	118,8	138,0	135,5	102,2	119,6	65,0	122,4	149,8	86,2	108,0

Fuente: World Bank [192]

Tabla 63: Precio Promedio usado de países con Obligación de Cuotas, en euro/kWh

RPS	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia
2000	95,3	-	86,0	50,6
2001	96,8	60,1	82,9	47,1
2002	94,9	70,2	82,3	50,6
2003	94,2	67,1	74,9	75,2
2004	95,0	57,3	65,8	70,9
2005	90,6	66,5	70,3	65,4
2006	97,7	73,3	88,5	73,2
2007	105,5	74,3	110,2	85,7
2008	124,4	89,0	116,6	88,7
2009	122,9	87,0	123,8	85,1

Fuente: World Bank [192]

Tabla 64: Precio Promedio usado de países con Subastas, en euro/kWh

Subastas	Francia	Irlanda	Brasil
2000	74,8	72,9	38,1
2001	73,6	72,9	34,5
2002	74,3	82,6	32,4
2003	71,0	88,4	37,1
2004	71,9	92,1	46,6
2005	71,9	104,7	79,2
2006	71,9	114,2	97,4
2007	73,1	129,5	112,9
2008	75,7	143,1	115,4
2009	78,8	149,8	113,2

Fuente: MME (Brasil), World Bank [181, 192]

Tabla 65: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con *Feed-In Tariff*, en *million metric tons*.

Feed-In Tariff	Alemania	Austria	Eslovaquia	Eslovenia	España	Estonia	Hungría	Irlanda	Lituania	Republica Checa
1990	403	20	17	5	77	26	23	11	14	66
1991	400	21	17	5	78	24	24	11	15	65
1992	384	18	16	5	88	19	24	12	9	63
1993	376	17	18	5	77	14	25	12	7	64
1994	376	19	16	5	79	14	24	12	7	64
1995	370	20	17	5	88	12	24	13	6	68
1996	381	21	17	5	76	12	25	14	7	70
1997	365	21	17	6	88	12	26	14	7	70
1998	365	20	16	6	88	12	27	15	8	66
1999	351	20	16	5	105	12	26	15	6	63
2000	356	19	14	6	110	11	24	16	5	69
2001	368	21	16	6	103	11	24	17	6	69
2002	370	22	15	6	117	11	22	16	5	68
2003	377	23	17	6	111	13	23	15	5	68
2004	383	24	16	6	120	13	21	15	6	68
2005	366	25	16	6	130	13	20	15	6	66
2006	372	25	15	6	128	11	20	15	5	66
2007	385	24	15	6	136	15	21	15	5	71
2008	363	24	13	6	120	13	20	15	5	67

Fuente: World Bank [192]

Tabla 66: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con Obligación de Cuotas, en *million metric tons*.

RPS	Bélgica	Polonia	Reino Unido	Suecia
1990	31	224	243	10
1991	32	218	243	12
1992	31	210	242	12
1993	31	197	222	12
1994	33	196	216	12
1995	33	182	214	12
1996	33	189	221	16
1997	31	183	209	12
1998	33	177	213	13
1999	30	172	213	12
2000	31	169	223	10
2001	29	172	232	11
2002	29	166	227	11
2003	30	175	238	13
2004	30	173	236	13
2005	29	171	237	11
2006	29	176	241	12
2007	29	174	235	10
2008	28	167	227	10

Fuente: World Bank [192]

Tabla 67: Emisiones de CO2 proveniente de la generación de electricidad y calor de países con Subastas, en *million metric tons*.

Subastas	Francia	Irlanda	Reino Unido	Brasil	Australia
1990	64	11	243	28	141
1991	74	11	243	28	143
1992	64	12	242	30	145
1993	50	12	222	30	147
1994	51	12	216	30	150
1995	56	13	214	32	156
1996	60	14	221	34	163
1997	57	14	209	39	167
1998	71	15	213	39	186
1999	65	15	213	46	194
2000	70	16	223	50	197
2001	63	17	232	54	211
2002	65	16	227	50	227
2003	68	15	238	51	226
2004	68	15	236	56	232
2005	73	15	237	59	242
2006	69	15	241	59	250
2007	72	15	235	58	243
2008	70	15	227	69	250

Fuente: World Bank [192]

8.18 Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas

8.18.1 Rectas obtenidas para el incentivo *Feed-In Tariff*

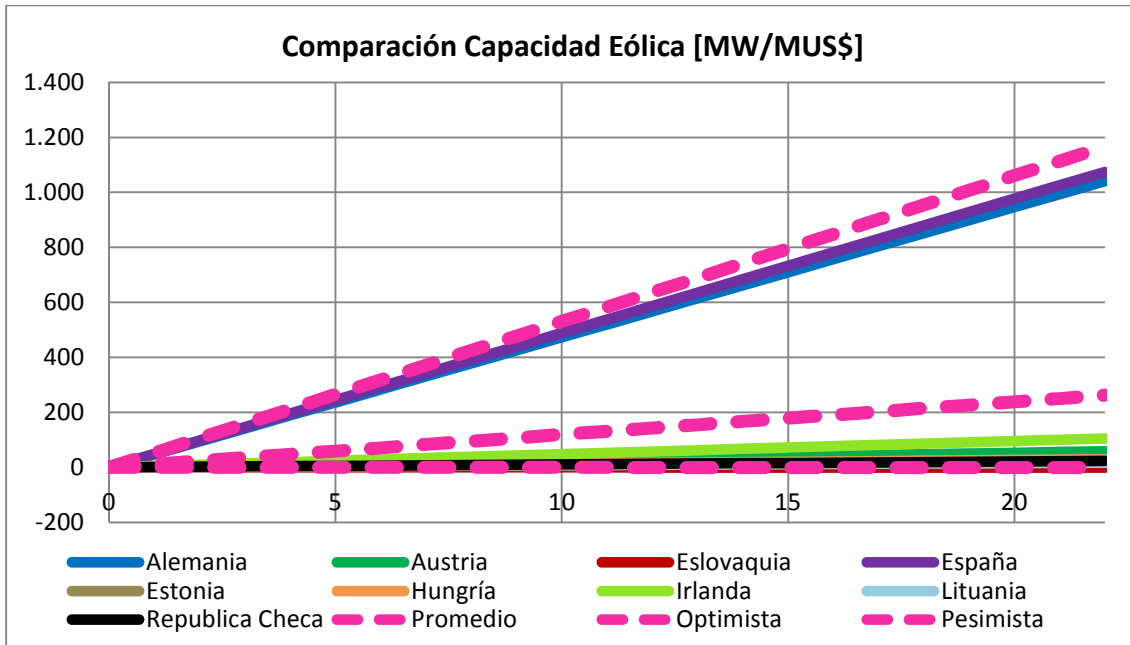


Figura 138: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo *Feed-In Tariff*.
Fuente: Elaboración Propia

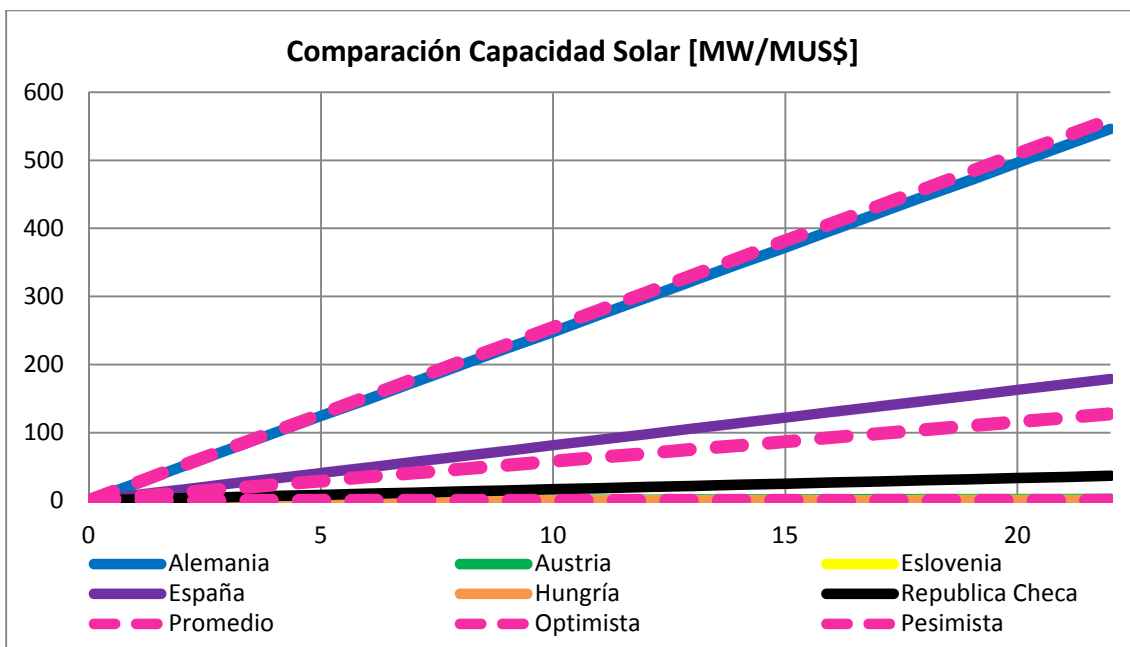


Figura 139: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo *Feed-In Tariff*.
Fuente: Elaboración Propia

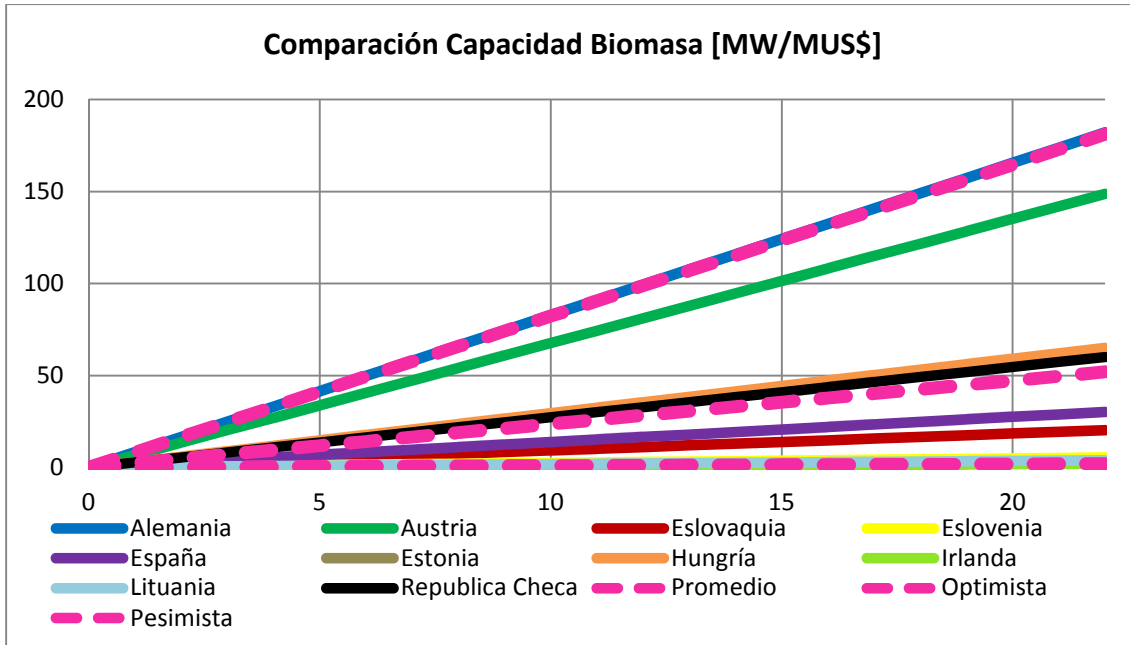


Figura 140: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo *Feed-In Tariff*.
Fuente: Elaboración Propia

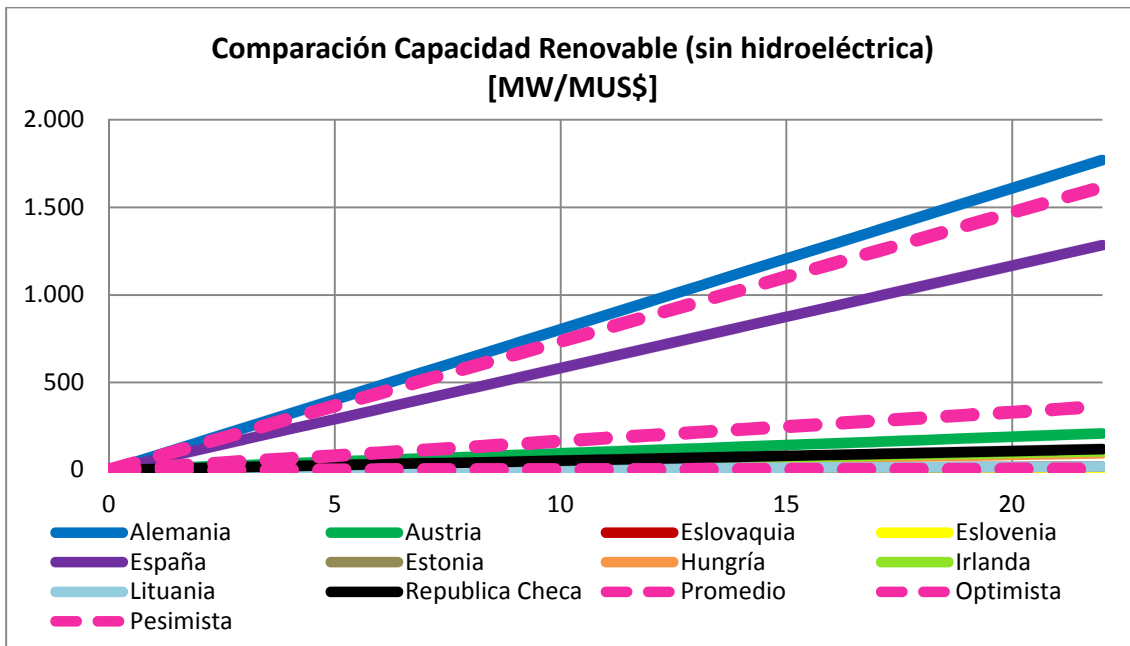


Figura 141: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo *Feed-In Tariff*.
Fuente: Elaboración Propia

8.18.2 Rectas obtenidas para el incentivo de cuotas

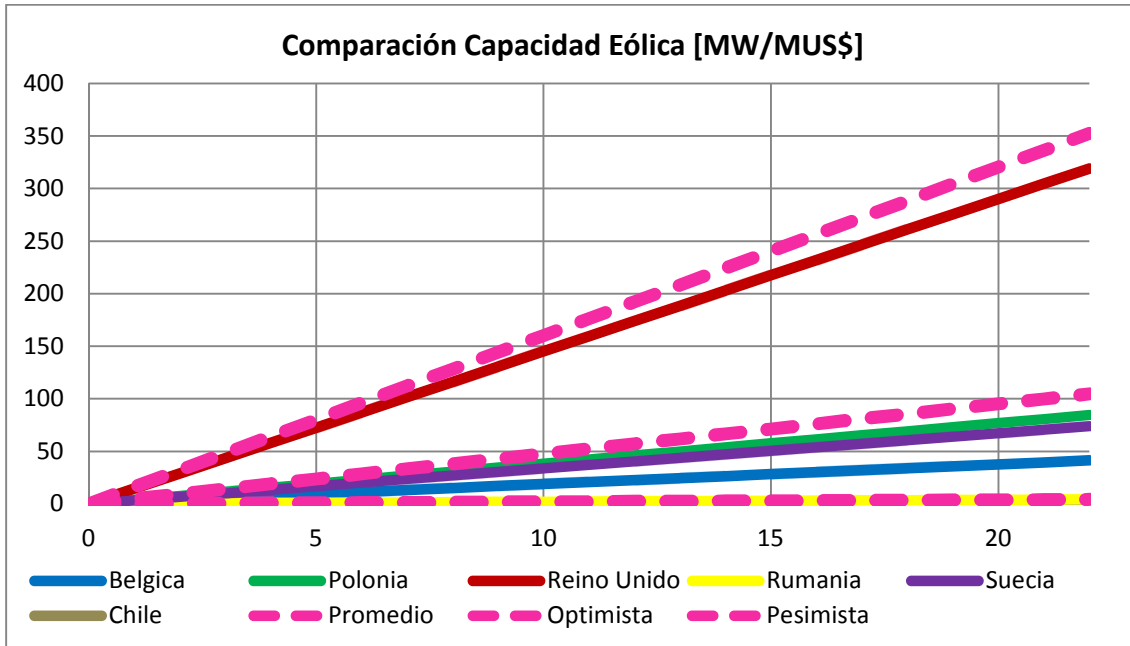


Figura 142: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

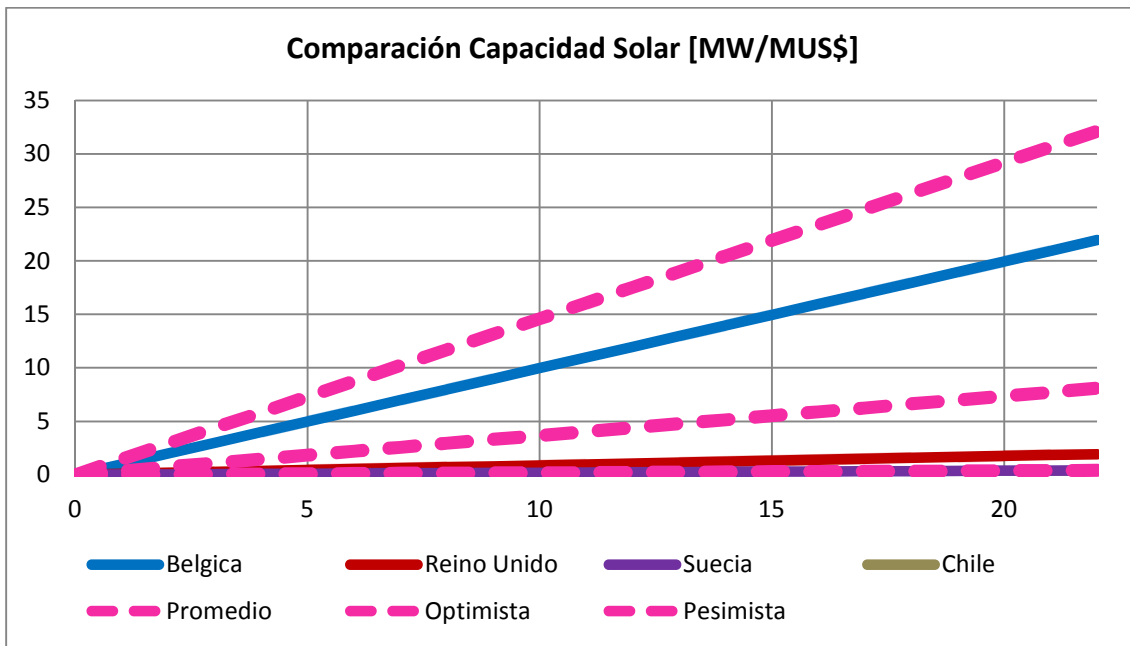


Figura 143: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo de cuotas.

Fuente: Elaboración Propia

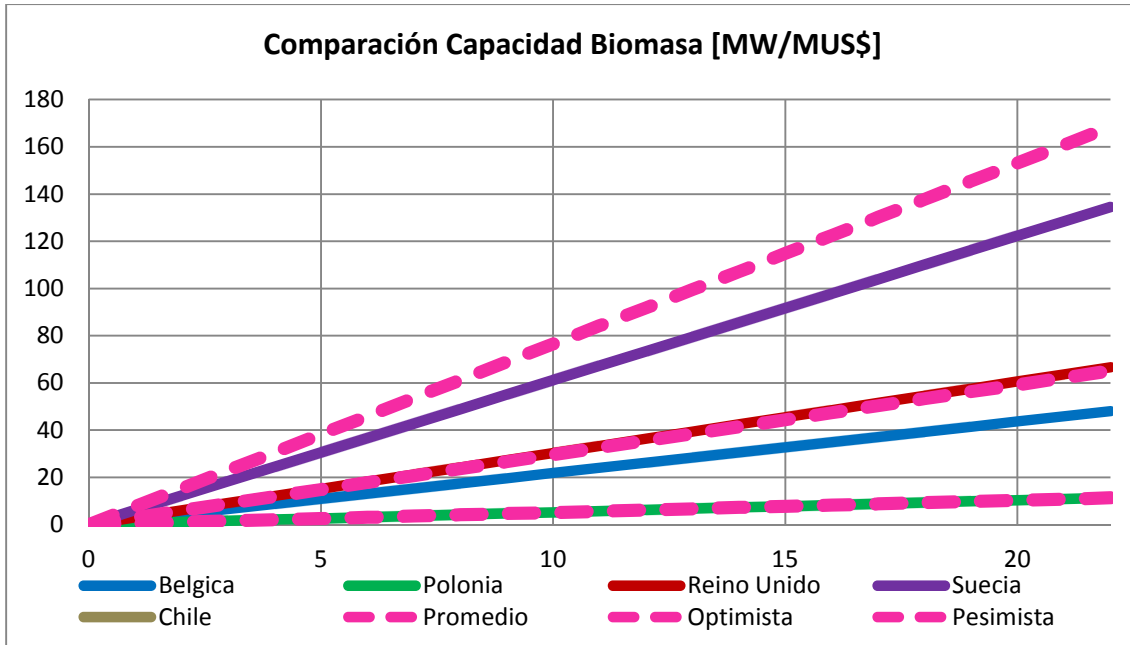


Figura 144: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo de cuotas.
Fuente: Elaboración Propia

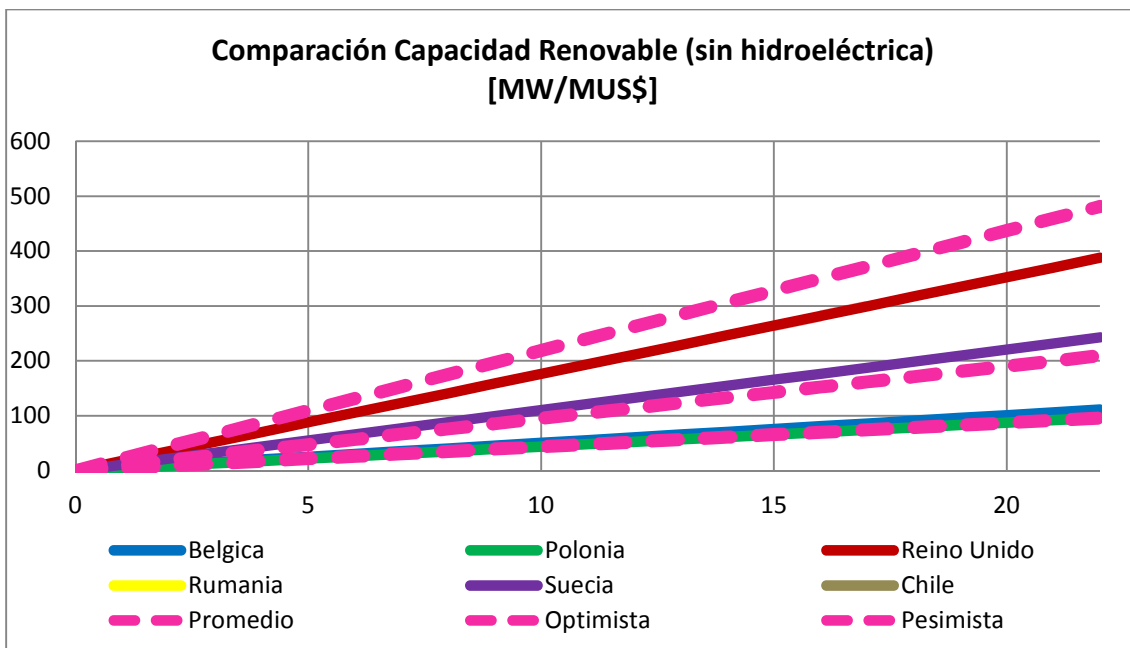


Figura 145: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo de cuotas.
Fuente: Elaboración Propia

8.18.3 Rectas obtenidas para el incentivo de subastas

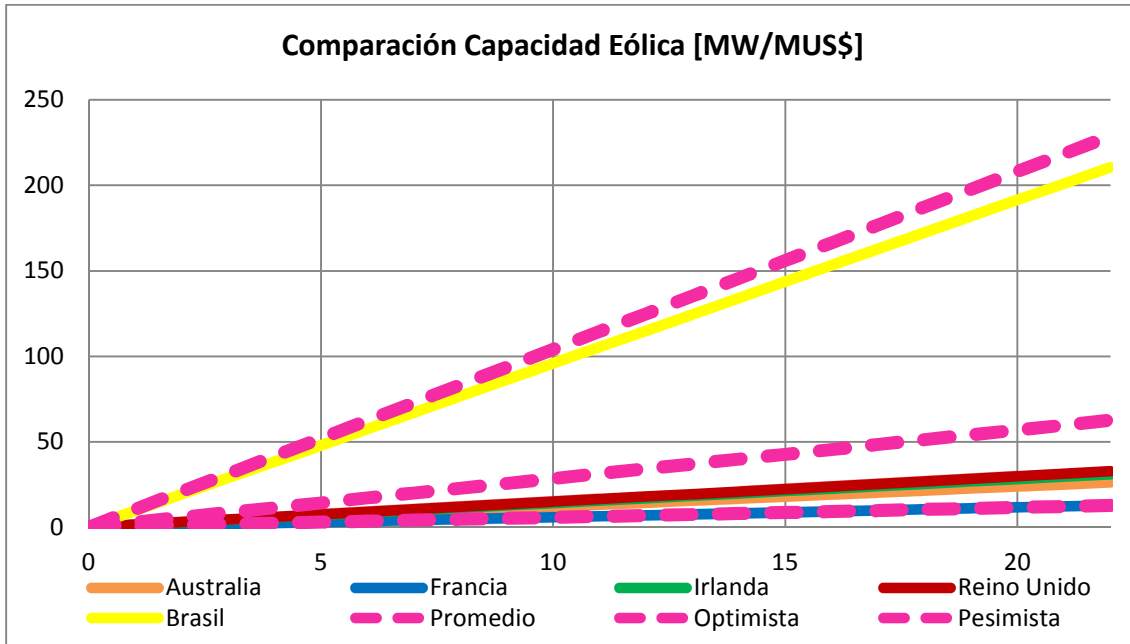


Figura 146: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad eólica en incentivo de subastas.

Fuente: Elaboración Propia

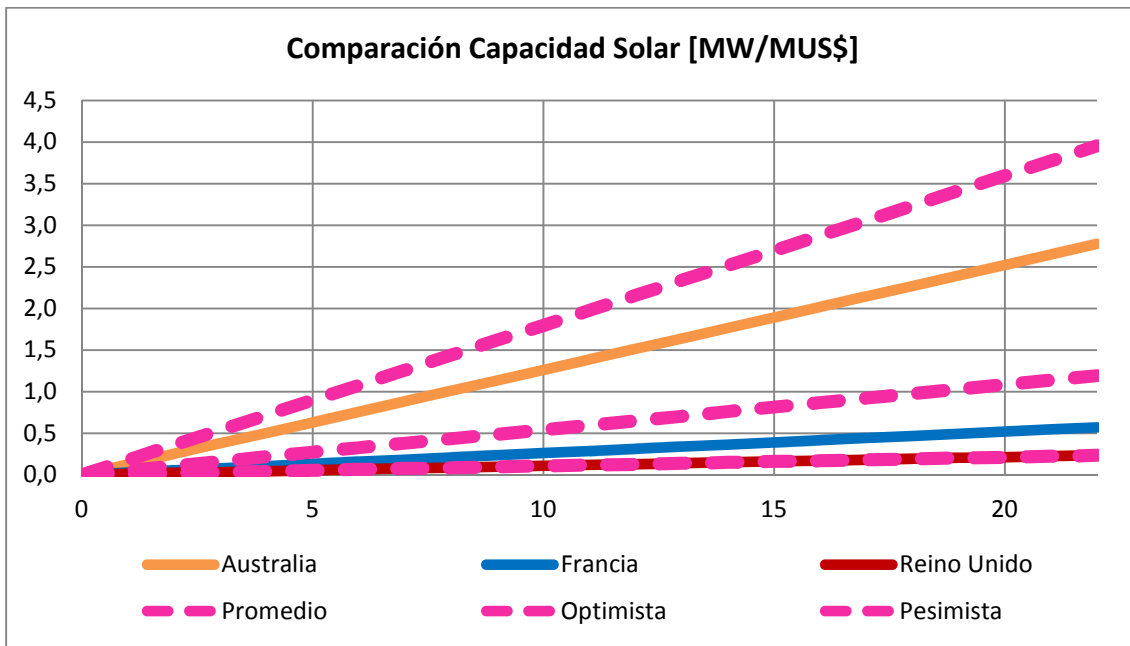


Figura 147: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad solar en incentivo de subastas.

Fuente: Elaboración Propia

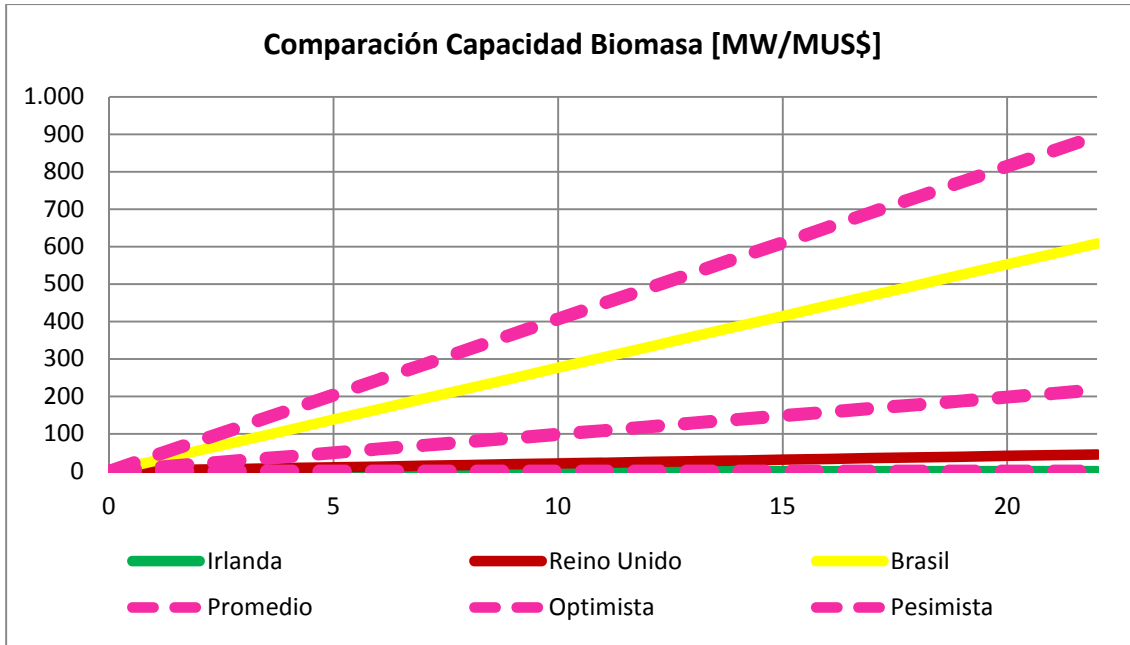


Figura 148: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad de biomasa en incentivo de subastas.
Fuente: Elaboración Propia

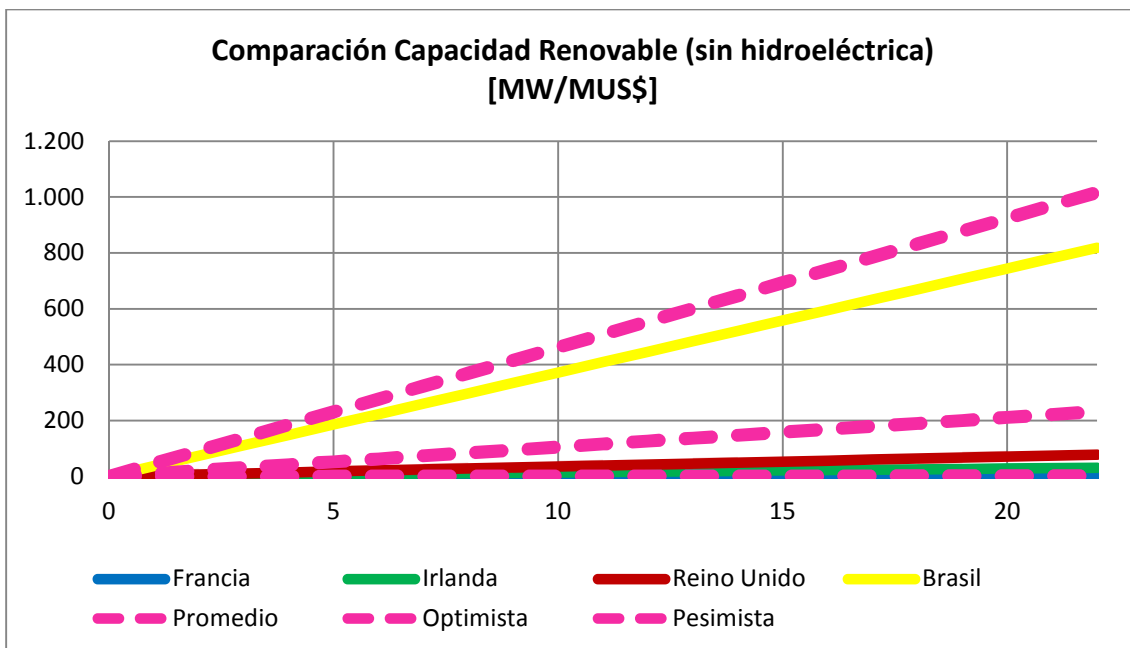


Figura 149: Rectas promedio, optimista y pesimista obtenidas para capacidad renovables (sin hidroeléctrica) en incentivo de subastas.
Fuente: Elaboración Propia

8.19 Gráficos obtenidos en la Validación del método

8.19.1 Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo *Feed-In Tariff*

8.19.1.1 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Francia

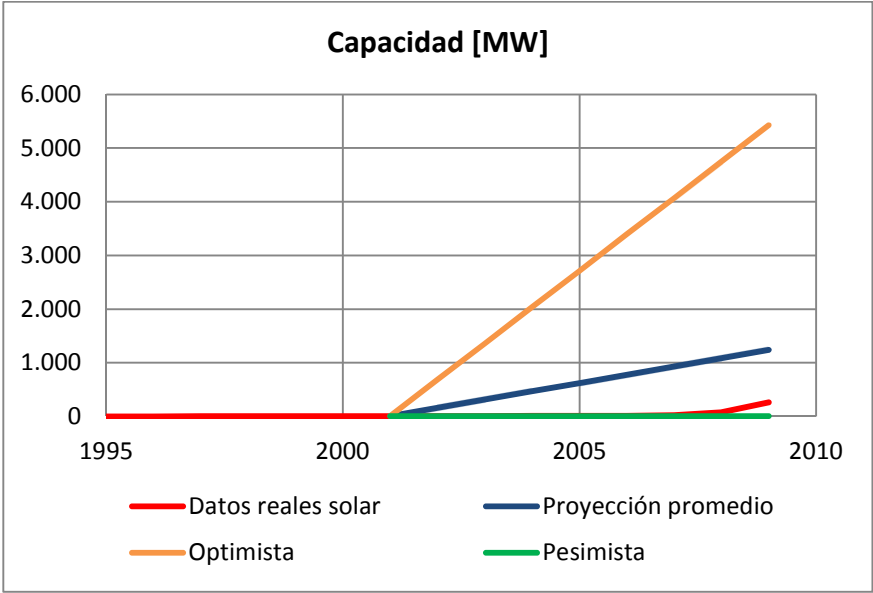


Figura 150: Validación *Feed-In Tariff* usando datos solares de Francia.

Fuente: Elaboración Propia

8.19.1.2 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Italia

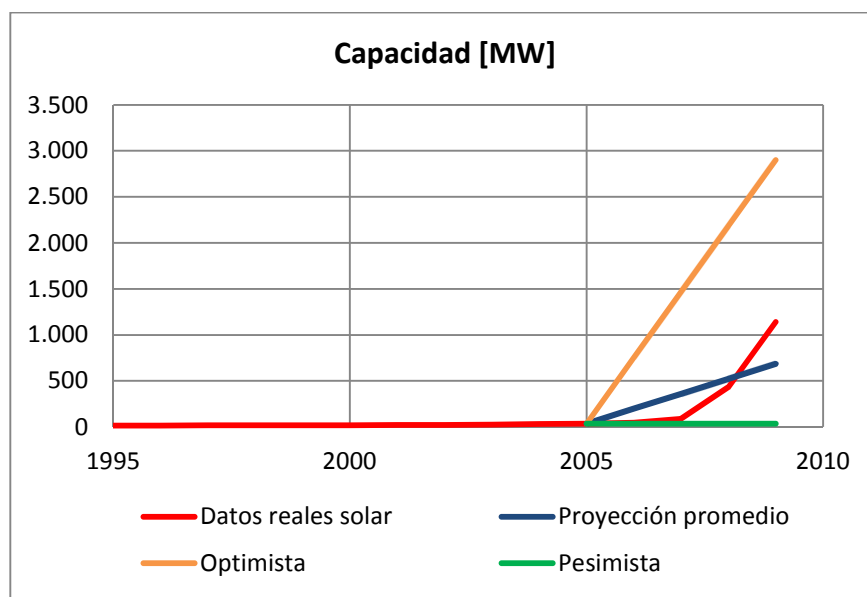


Figura 151: Validación *Feed-In Tariff* usando datos solares de Italia.

Fuente: Elaboración Propia

8.19.1.3 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Dinamarca

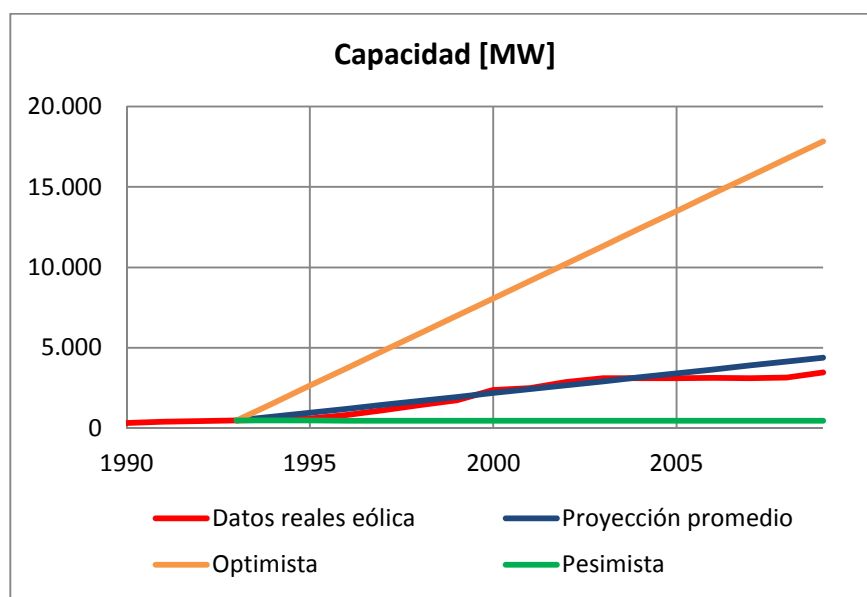


Figura 152: Validación *Feed-In Tariff* usando datos eólicos de Dinamarca.

Fuente: Elaboración Propia

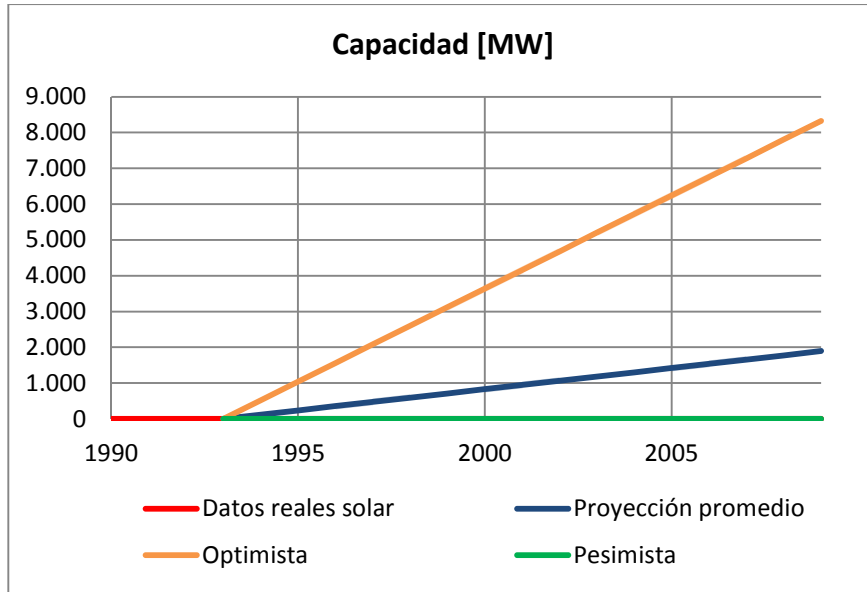


Figura 153: Validación *Feed-In Tariff* usando datos solares de Dinamarca.
Fuente: Elaboración Propia

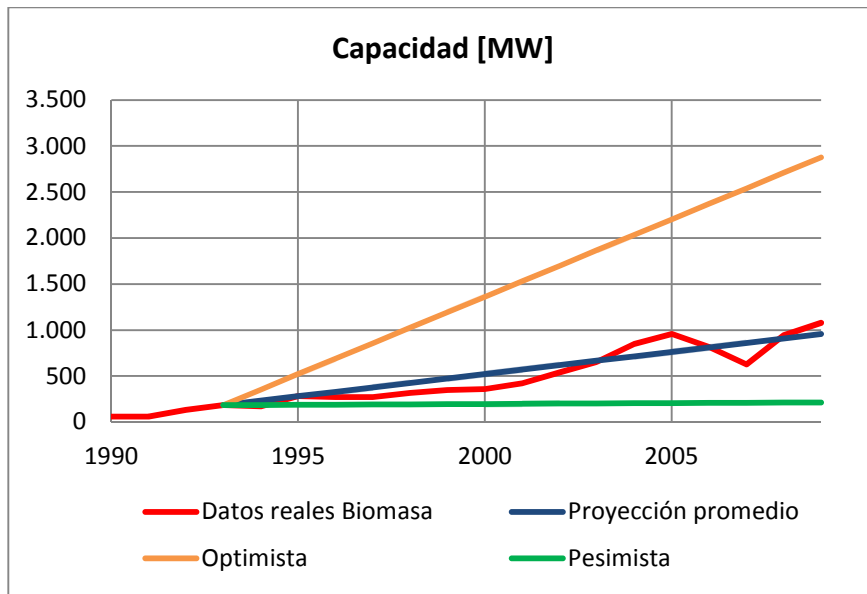


Figura 154: Validación *Feed-In Tariff* usando datos de biomasa de Dinamarca.
Fuente: Elaboración Propia

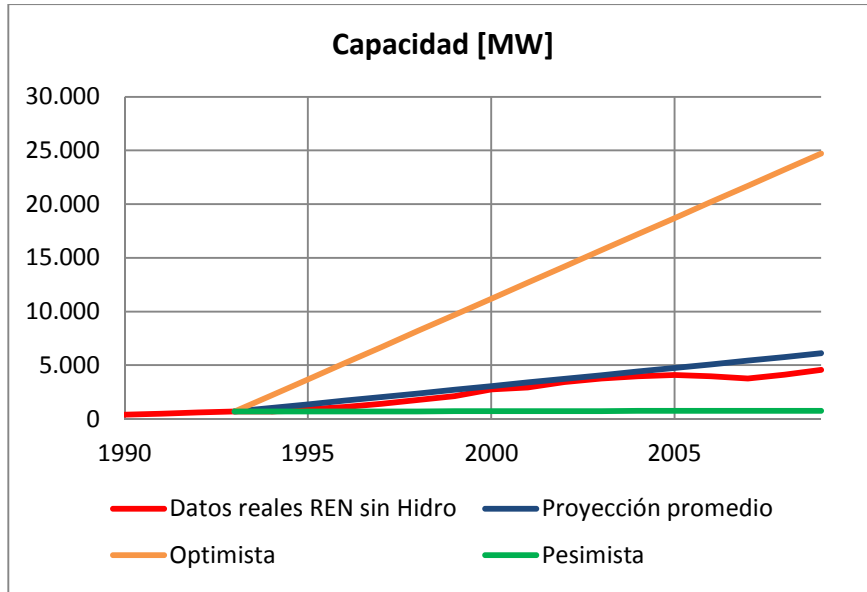


Figura 155: Validación *Feed-In Tariff* usando datos renovables (sin hidrógeno) de Dinamarca.
Fuente: Elaboración Propia

8.19.1.4 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Grecia

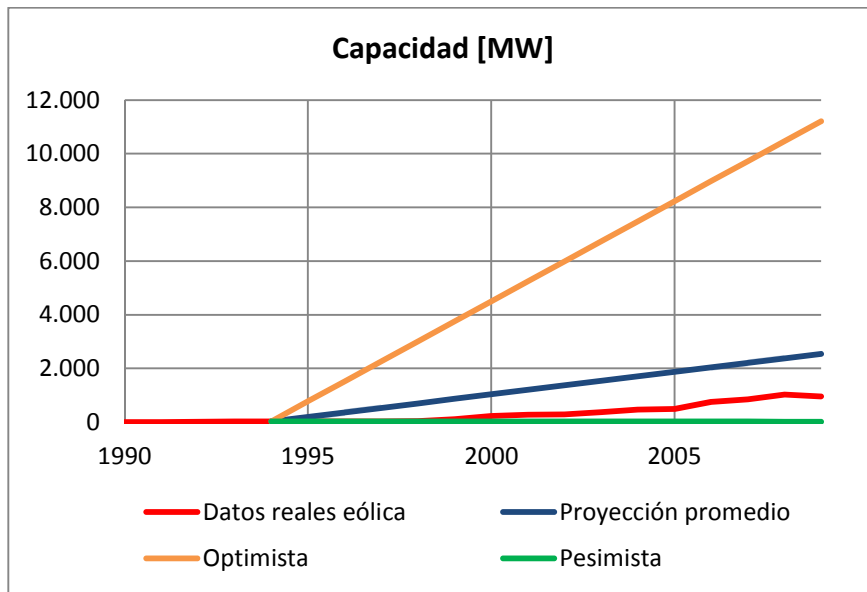


Figura 156: Validación *Feed-In Tariff* usando datos eólicos de Grecia.
Fuente: Elaboración Propia

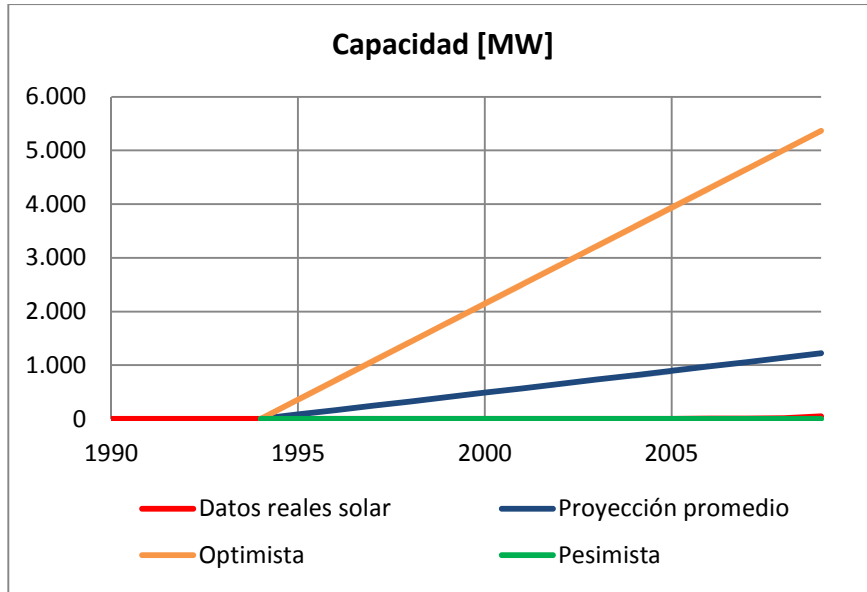


Figura 157: Validación *Feed-In Tariff* usando datos solares de Grecia.
Fuente: Elaboración Propia

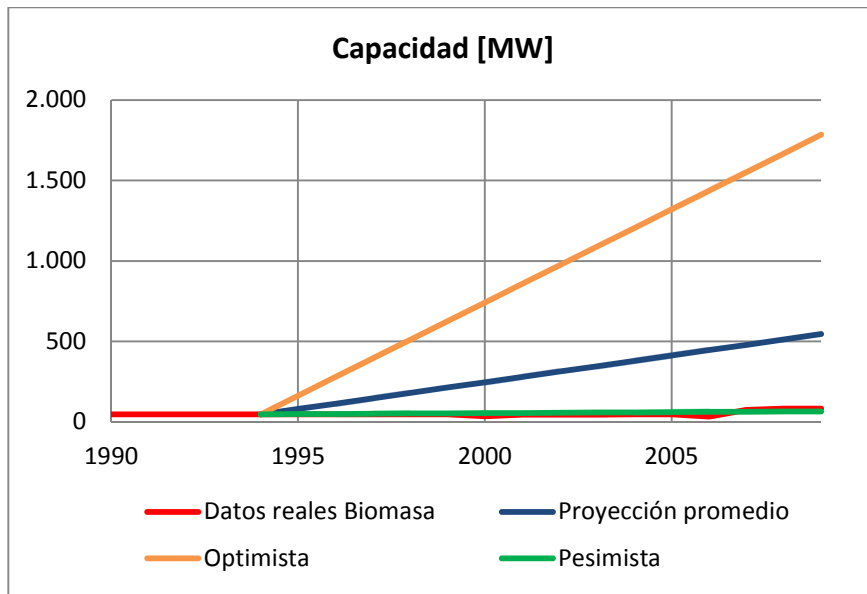


Figura 158: Validación *Feed-In Tariff* usando datos de biomasa de Grecia.
Fuente: Elaboración Propia

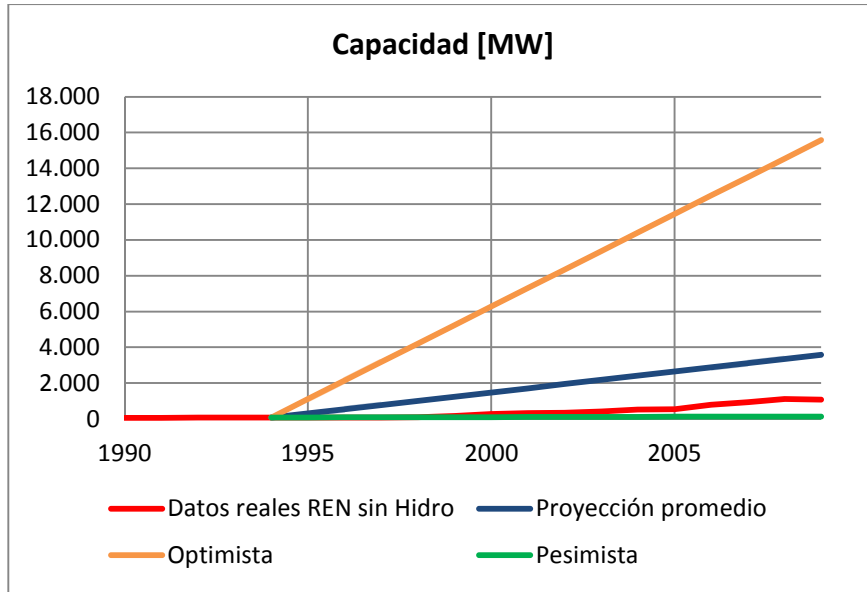


Figura 159: Validación *Feed-In Tariff* usando datos renovables (sin hidro) de Grecia.
Fuente: Elaboración Propia

8.19.1.5 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Bulgaria

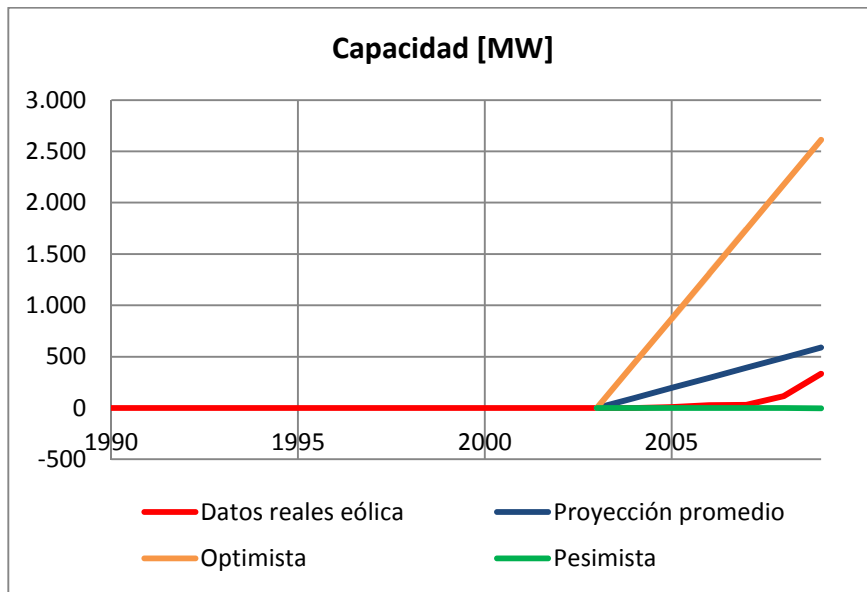


Figura 160: Validación *Feed-In Tariff* usando datos eólicos de Bulgaria.
Fuente: Elaboración Propia

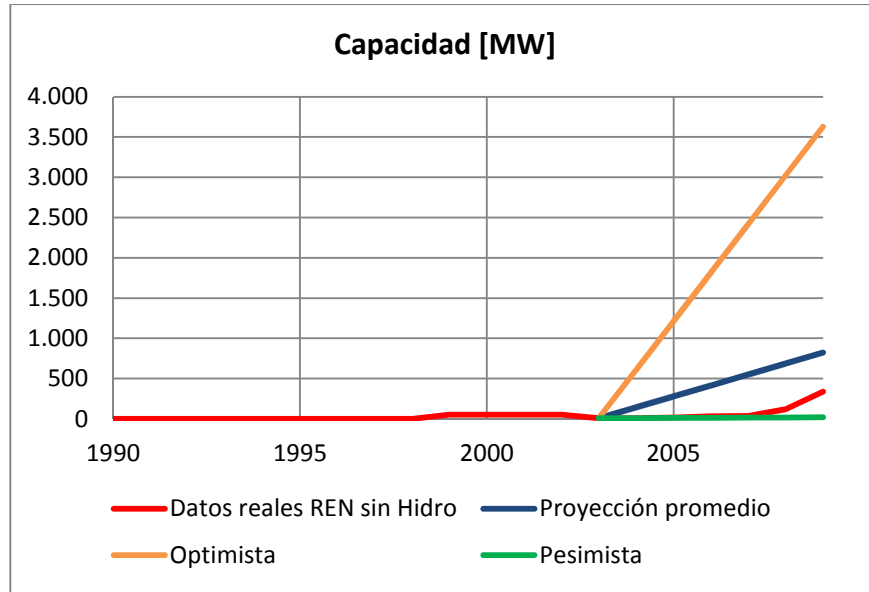


Figura 161: Validación *Feed-In Tariff* usando datos renovables (sin hidro) de Bulgaria.
Fuente: Elaboración Propia

8.19.2 Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo de cuotas

8.19.2.1 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Chile

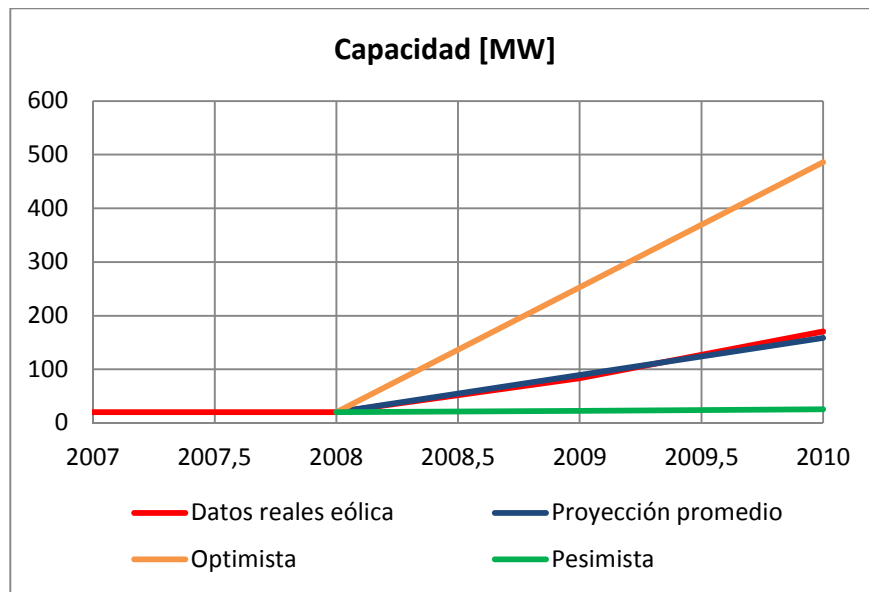


Figura 162: Validación cuotas usando datos eólicos de Chile.
Fuente: Elaboración Propia

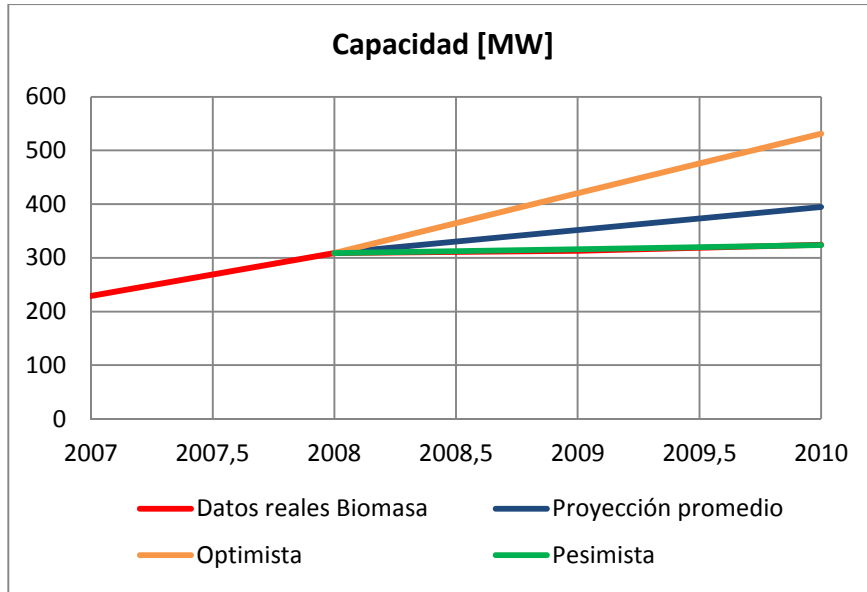


Figura 163: Validación cuotas usando datos de biomasa de Chile.

Fuente: Elaboración Propia

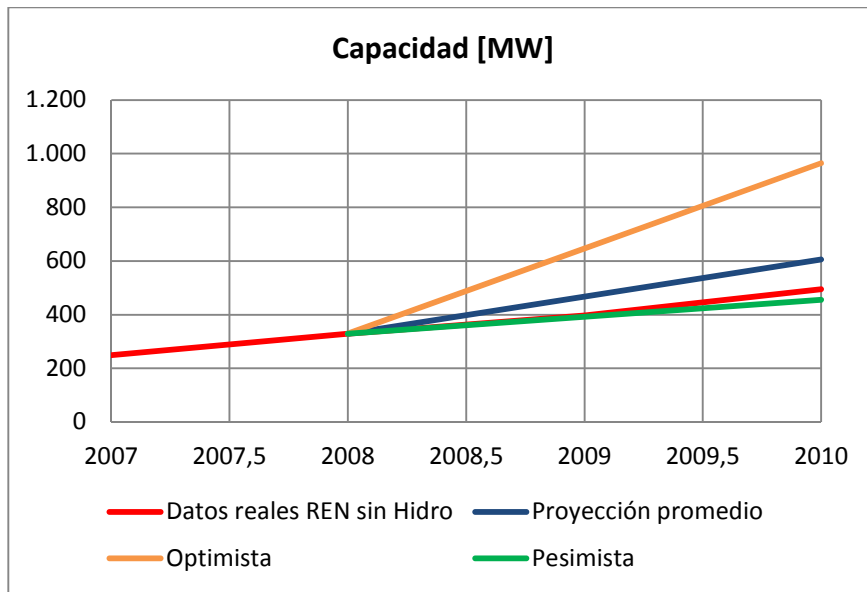


Figura 164: Validación cuotas usando datos renovables (sin hidro) de Chile.

Fuente: Elaboración Propia

8.19.2.2 Gráficos obtenidos en la Validación usando datos de Italia

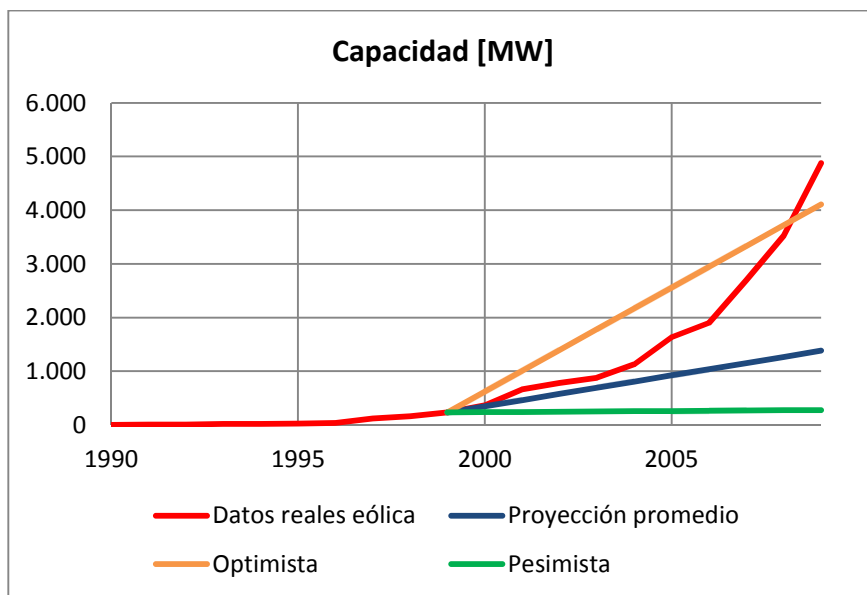


Figura 165: Validación cuotas usando datos eólicos de Italia.

Fuente: Elaboración Propia

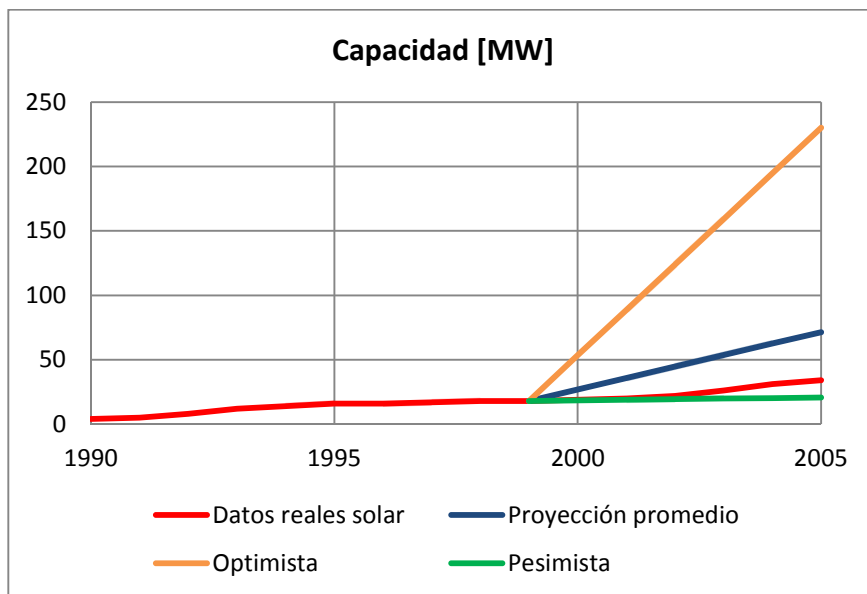


Figura 166: Validación cuotas usando datos solares de Italia.

Fuente: Elaboración Propia

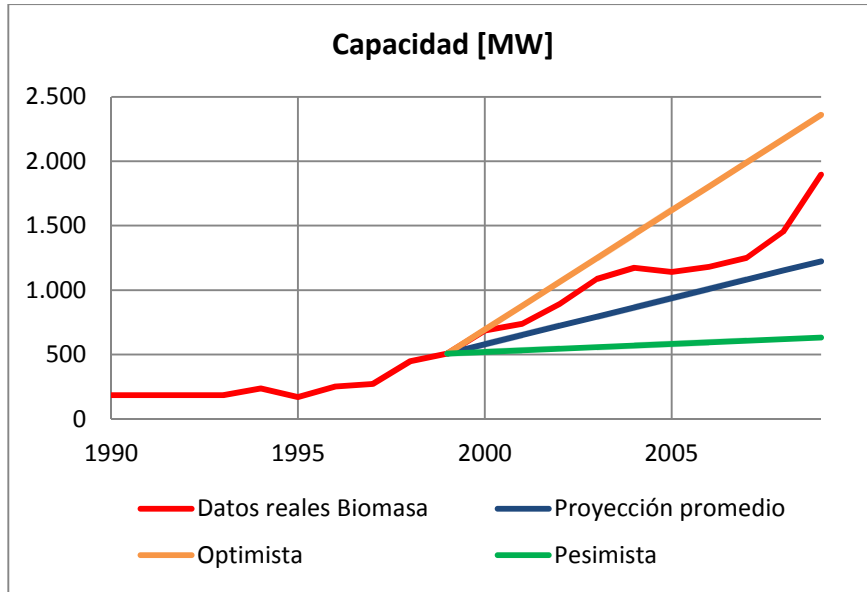


Figura 167: Validación cuotas usando datos de biomasa de Italia.
Fuente: Elaboración Propia

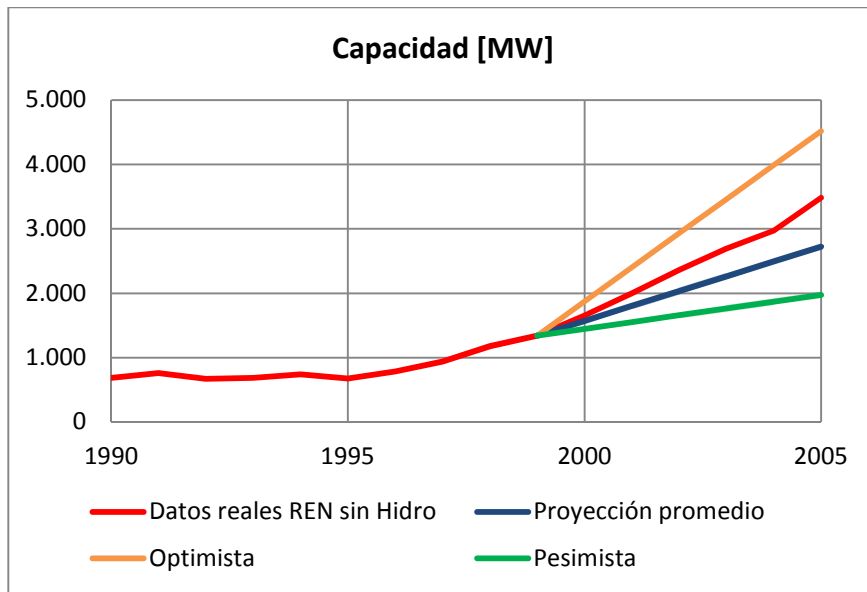


Figura 168: Validación cuotas usando datos renovables (sin hidro) de Italia.
Fuente: Elaboración Propia

8.19.3 Gráficos obtenidos en la Validación del método en el incentivo de subastas usando datos de Uruguay

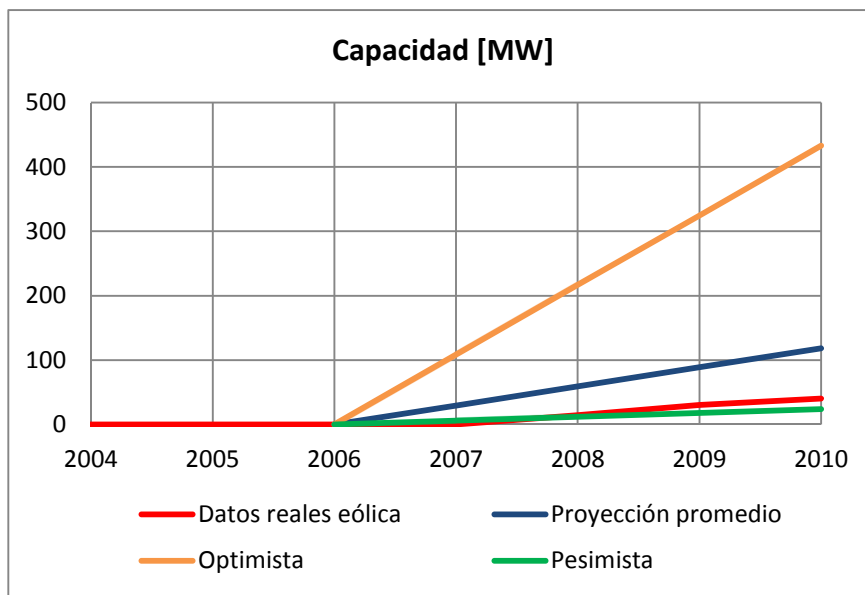


Figura 169: Validación subastas usando datos eólicos de Uruguay.
Fuente: Elaboración Propia

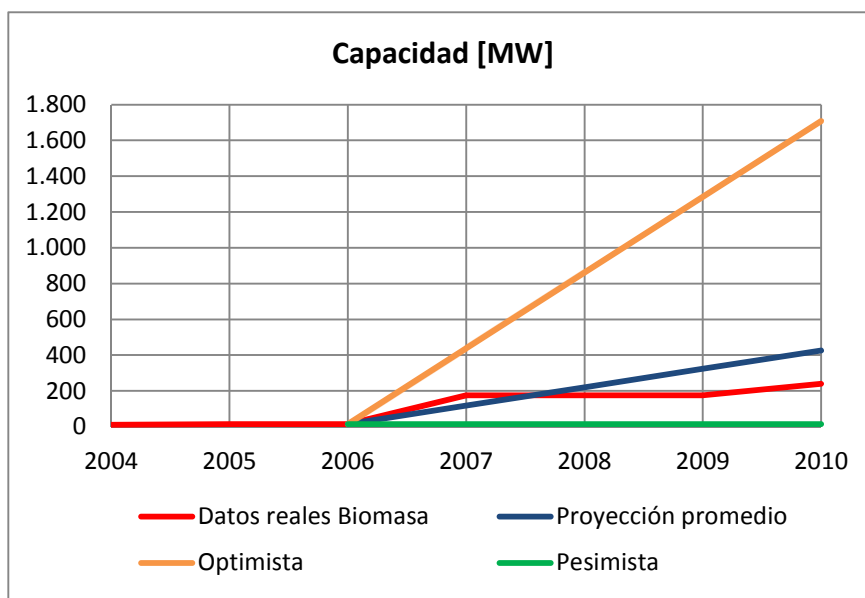


Figura 170: Validación subastas usando datos de biomasa de Uruguay.
Fuente: Elaboración Propia

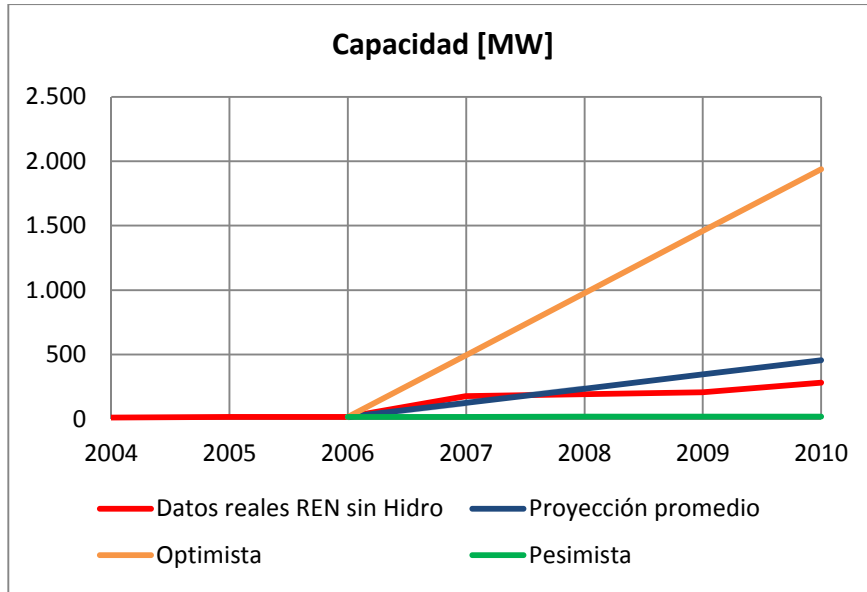


Figura 171: Validación subastas usando datos de renovables (sin hidro) de Uruguay.

Fuente: Elaboración Propia

Anexo D: Uso de aproximación lineal en la metodología

Como se mencionó en el capítulo 4 la tasa de crecimiento de los datos normalizados de cada país se determinó a través de regresiones lineales de estos datos, obteniéndose un crecimiento promedio para cada país. En este anexo se compara esta forma de obtener las curvas representativas del crecimiento renovable de cada país con aproximaciones de otro tipo como cuadráticas y logarítmicas.

A continuación se muestran dos casos de países, Alemania y Hungría, para mostrar los diferentes casos que se dan al aproximar las curvas de crecimiento con uno de estos tres métodos.

8.20 Ejemplo Alemania

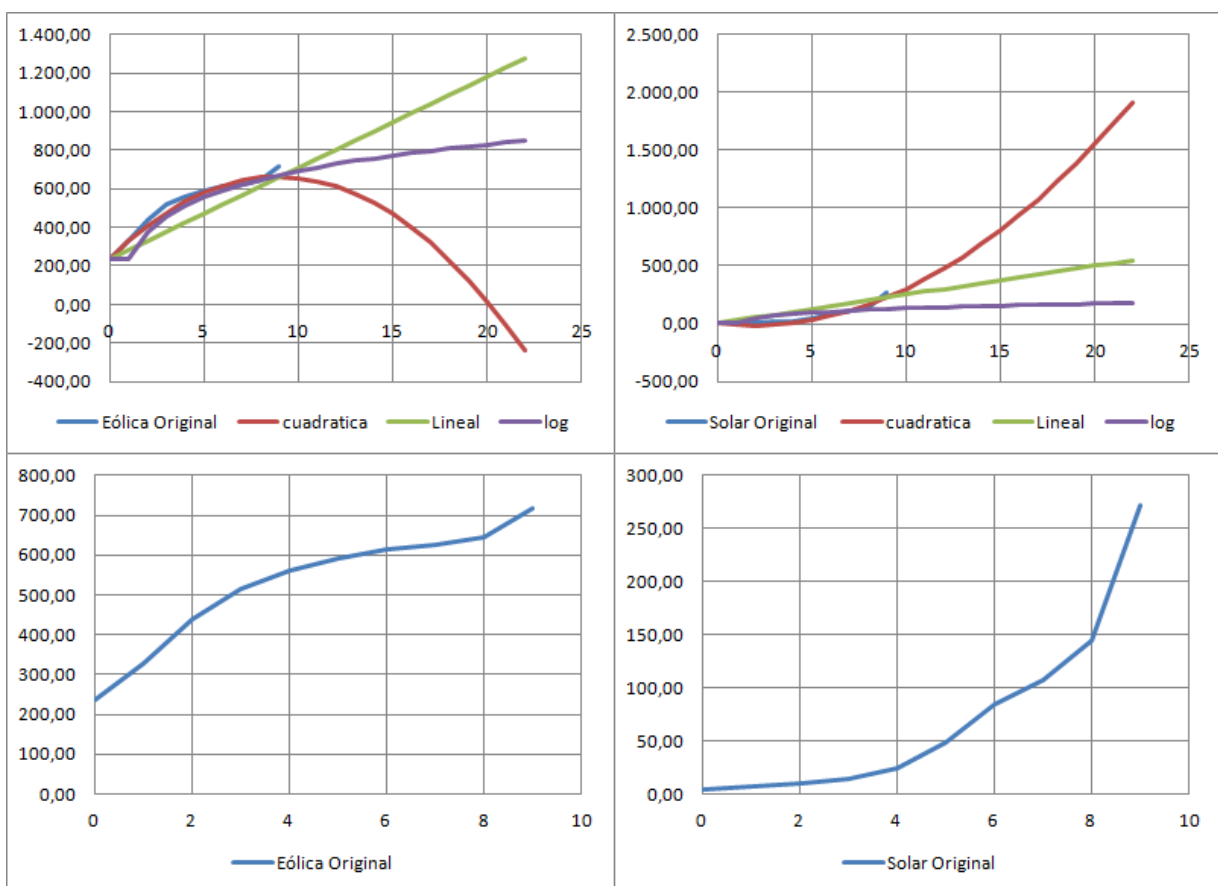


Figura 172: Diferentes aproximaciones para el crecimiento eólico y solar en Alemania.
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 172 se puede apreciar que el crecimiento original de la energía eólica durante los años estudiados tiene un crecimiento sostenido, pero con una pendiente disminuyendo, por lo cual su forma podría ser parecida a una recta o a una curva cuadrática cóncava. Al momento de aproximar con los tres tipos de curvas mencionados y extender estas curvas en el tiempo (por 22 años como se espera usar en el método), nos podemos fijar que el caso de aproximación con curva cuadrática cóncava no representa lo que debería pasar, ya que no hay razón para pensar que comenzara a disminuir la capacidad instalada sin en los años estudiados existe un crecimiento sostenido. Mientras, los otros crecimientos son representativos, el lineal llega a mayores valores, pero no es desmedido si se extiende el crecimiento observado.

En el caso de la energía solar se puede apreciar que la curva observada (original) tiene un comportamiento claramente cuadrático convexo, pero al momento de aproximar por este tipo de curva y extenderla en un mayor período de tiempo se llega a valores desmedido, mientras la aproximación logarítmica es demasiado conservadora, por lo que la recta es la que muestra un crecimiento más representativo con respecto al crecimiento original y observado.

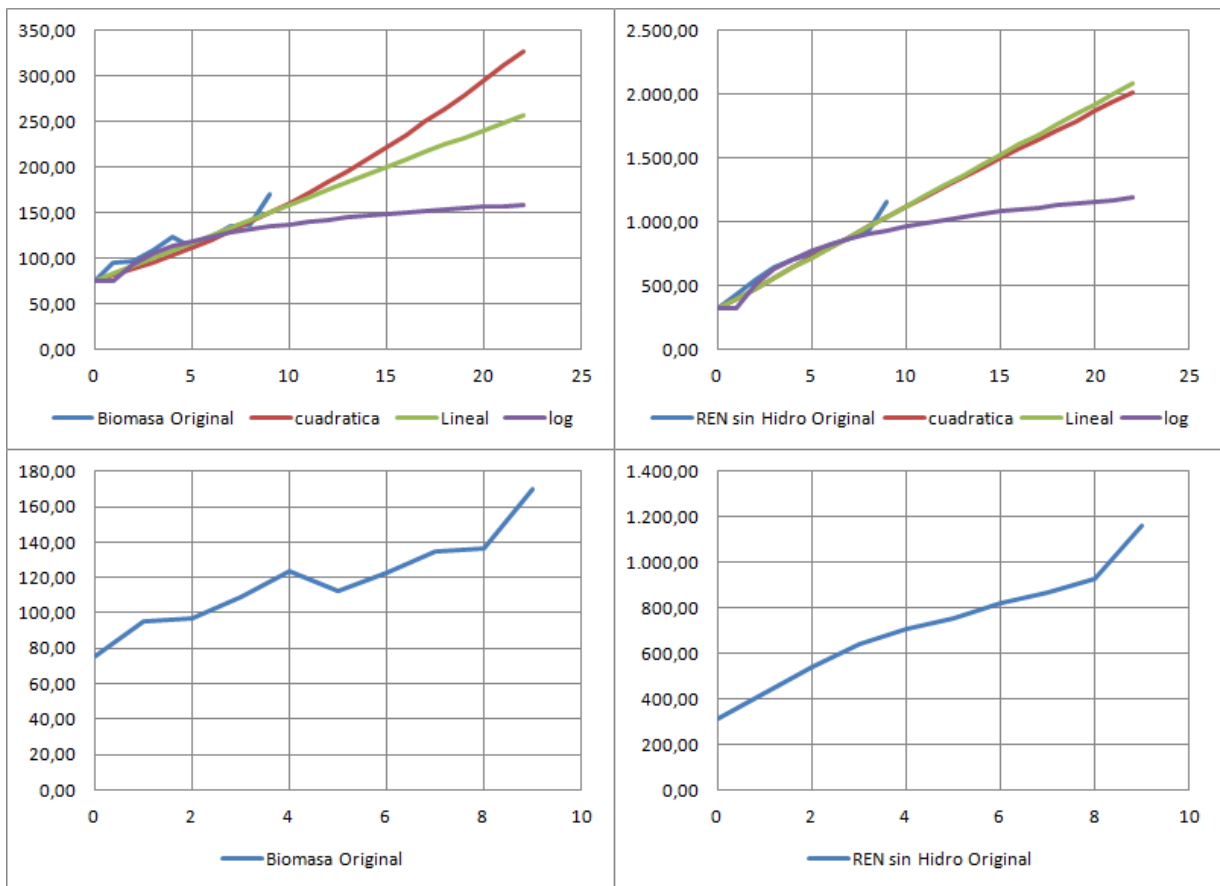


Figura 173: Diferentes aproximaciones para el crecimiento de biomasa y renovable sin hidrógeno en Alemania.
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 173, se puede apreciar que el crecimiento original de la energía de biomasa durante los años estudiados tiene un crecimiento sostenido, siendo una recta la forma que más se le podría parecer. Al momento de aproximar con los tres tipos de curvas mencionados y extenderla en el tiempo, se puede observar que la recta es la aproximación más representativa del crecimiento observado.

En el caso de la energía renovable sin considerar a la hidráulica se puede apreciar una situación muy parecida a la de biomasa, pero en este caso la curva cuadrática tiene casi la misma forma que la recta y por lo tanto es igual de válida.

8.21 Ejemplo Hungría

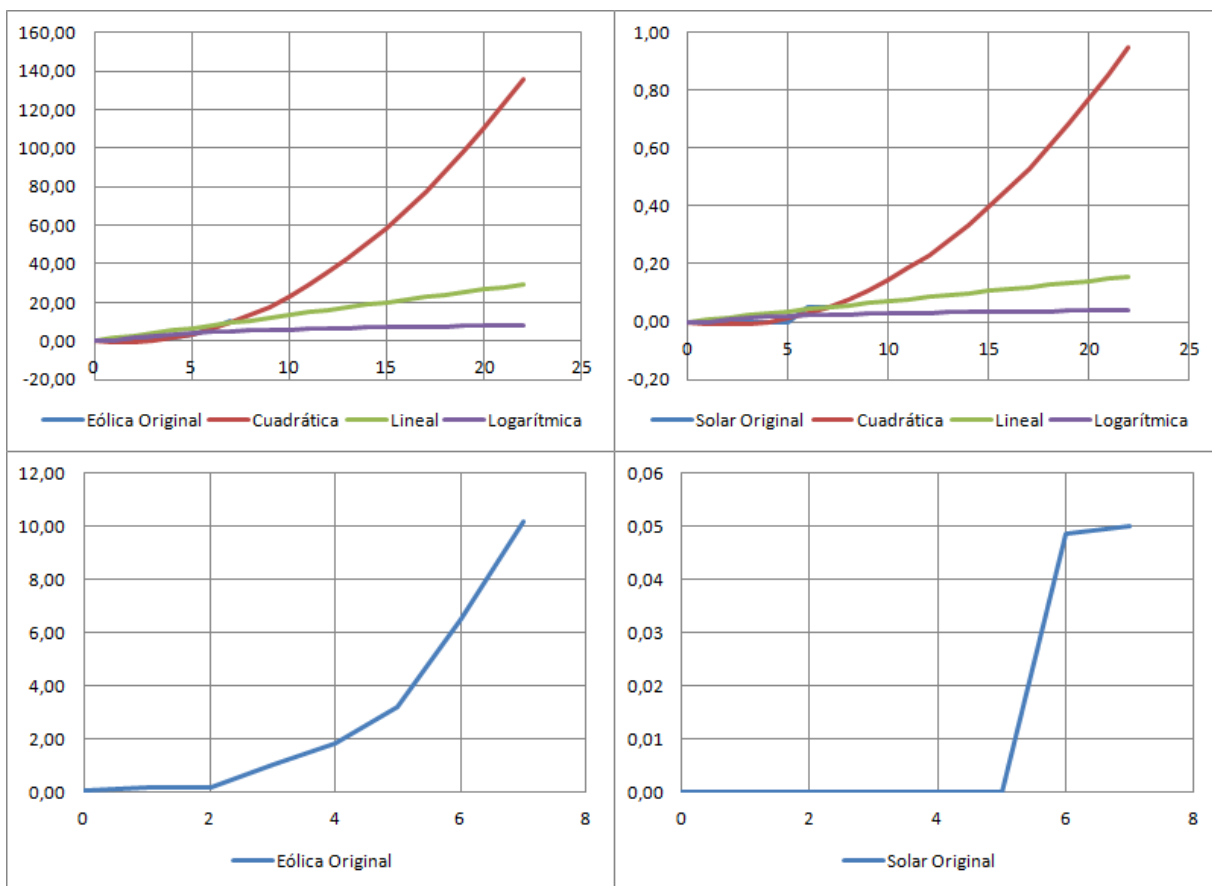


Figura 174: Diferentes aproximaciones para el crecimiento eólico y solar en Hungría.
Fuente: Elaboración Propia

En el caso de la energía eólica de Hungría, se puede apreciar un caso muy parecido al solar de Alemania, donde la curva observada tiene un comportamiento claramente cuadrático convexo, pero al momento de aproximar por este tipo de curva y extenderla en un mayor período de tiempo se llega a valores desmedidos, mientras la aproximación logarítmica es demasiado conservadora, por lo que la recta es la que muestra un crecimiento más representativo con respecto al crecimiento original y observado. La misma situación se da para el crecimiento de energía solar.

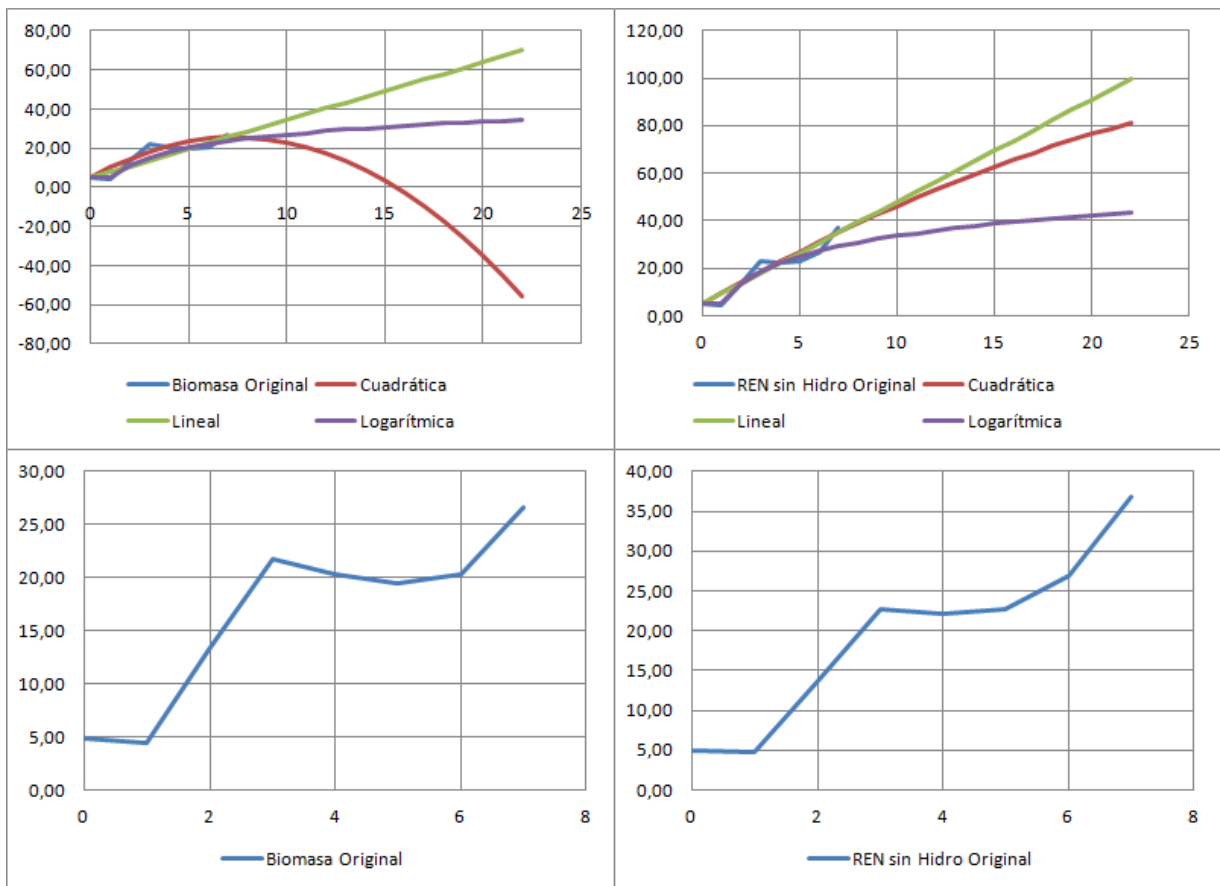


Figura 175: Diferentes aproximaciones para el crecimiento de biomasa y renovable sin hidro en Hungría.
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 175, se pueden apreciar los crecimientos de las energías de biomasa y renovable sin hidroeléctrica, las cuales tienen comportamientos que no pueden asociarse inmediatamente a uno de los tres tipos de curvas. Al momento de aproximar estas curvas por los tres tipos de crecimientos escogidos y extenderlos en el tiempo podemos apreciar que en el caso de la energía de biomasa, la aproximación cuadrática tiene un comportamiento que no representa en nada lo esperado según lo observado, mientras las otras dos curvas tienen comportamientos más representativos. Por otro lado en el caso de la energía renovable sin hidroeléctrica se puede observar que las aproximaciones cuadrática y lineal son más representativas que la logarítmica, la cual es demasiado conservadora, comparando con el crecimiento observado.

En conclusión, en todos los casos la aproximación lineal cumple con una mayor representatividad del crecimiento observable y además lo ideal es escoger solo un tipo de aproximación para usar en todos los casos. Ya que de esta forma no solo se establece un

criterio común al momento de representar los crecimientos estadísticos, sino que también se simplifica la metodología, ya que no se necesita evaluar qué tipo de curva usar para aproximar cada curva de crecimiento de los diferentes países, sino que solo se obtiene la pendiente de la regresión lineal de estas curvas. Por otro lado, usando solo rectas se obtienen rangos más claros o entendibles, los cuales pueden ser fácilmente analizados, a diferencia de los rangos que se obtendrían si se mezclaran diferentes tipos de aproximaciones en las curvas de crecimiento.