

2012

C A T A S T R O D E
CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS

POWER PLANTS &
PROJECTS SURVEY

 **Electricidad**
La revista energética de Chile



CATASTRO DE CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS

POWER PLANTS & PROJECTS SURVEY

2012

PRIMERA EDICIÓN | www.revistaelectricidad.cl

 **Electricidad**
La revista energética de Chile

CATASTRO DE CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS

ENERGY CENTRALS & PROJECTS SURVEY

2012

Preparado por
Editec S.A.

Presidente
Ricardo Cortés

Gerente General
Roly Solís

Gerente de Producción
Nelson Torres

Análisis
Alexis Orellana
Jorge Goth

Edición y Base de Datos
Mario Aravena
Julieta Elizalde

Diseño y Producción
Ediarte S.A.

Impresión
Imprescolor

EDITEC S.A.

Avda. del Cóndor 844 Of. 205
Ciudad Empresarial - Huechuraba
Santiago de Chile
C.P. 8580704

Teléfono: (56-2) 757 4200

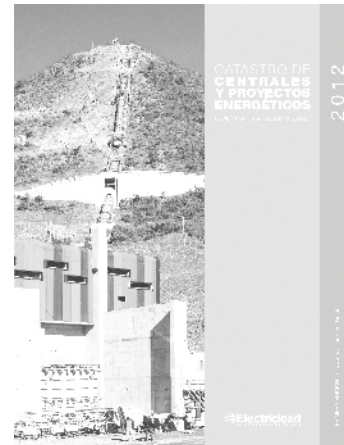
Fax: (56-2) 757 4201

www.revistaelectricidad.cl/compendio

E-mail: estudios@editec.cl

Registro de Propiedad Intelectual N° 214.209

© Editec S.A. Prohibida su reproducción total o parcial,
y por cualquier tipo de medios o sistemas, sin el
consentimiento por escrito y previo de sus creadores.



Fotografía Portada,
gentileza de Tinguiririca Energía.

Índice de Contenidos

Capítulo I		Capítulo III	
Análisis y Estadísticas 5		Proyectos en Desarrollo 73	
1.1	Introducción..... 6	3.1	Centrales Hidroeléctricas de pasada 81
1.2	Descripción de los Sistemas Eléctricos 8		Fichas Proyectos Hidroeléctricas de Pasada
1.3	Evolución de la matriz eléctrica 10		• Central Hidroeléctrica Los Hierros 82
1.4	Sistemas Eléctricos del país 14		• Central Hidroeléctrica Carilafquén-Malcalhuello 84
1.4.1	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)..... 14		• Proyecto Hidroeléctrico Molinos de Agua 87
1.4.2	Sistema Interconectado Central (SIC) 17		• Central Hidroeléctrica Río Picoiquén 89
1.4.3	Sistema Eléctrico de Aysén 20		• Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo 91
1.4.4	Sistema Eléctrico de Magallanes 21		• Central Hidroeléctrica Balalita 93
 			• Pequeña Central Hidroeléctrica de Pasada Baquedano 95
Capítulo II			• Central Hidroeléctrica Convento Viejo 97
Centrales del Sistema Eléctrico 27			• Modificación Proyecto Minicentral de Pasada Casualidad 99
2.1	Centrales Hidroeléctricas de pasada 30		• Central Hidroeléctrica Los Lagos 101
2.2	Centrales Hidroeléctricas de embalse 42		• Central Hidroeléctrica Neltume 103
2.3	Centrales Termoeléctricas de Carbón 46		• Central Hidroeléctrica Ñuble 106
2.4	Centrales Termoeléctricas de Carbón/Petcoke 49		• Central Hidroeléctrica Osorno 108
2.5	Centrales Termoeléctricas de Gas Natural 51		• Central Hidroeléctrica Panguí 110
2.6	Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado 53		• Central Hidroeléctrica San Pedro 112
2.7	Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel 56	3.2	Centrales Hidroeléctricas de embalse 115
2.8	Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel/Fuel Oil 62		Fichas Proyectos Hidroeléctricos de Embalse
2.9	Centrales Eólicas 66		• Angostura 116
2.10	Centrales de Biomasa/Biogas 69		• Cuervo 118
			• Proyecto Hidroeléctrico Aysén 120

3.3 Centrales Termoeléctricas de Carbón	123
Fichas Proyectos Termoeléctricos de Carbón	
• Ampliación Central Bocamina.....	124
• Central Termoeléctrica Campiche.....	127
• Castilla.....	130
• Central Termoeléctrica Cochrane	133
• Energía Minera	135
• Central Termoeléctrica Los Robles	138
• Central Termoeléctrica Patache.....	141
3.4 Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel	144
Fichas Proyectos Termoeléctricos de Petróleo Diesel	
• Generación de Respaldo Peumo.....	145
• Central Termoeléctrica Maitencillo.....	147
• Central Termoeléctrica Parinacota.....	149
• Ampliación de Central Olivos.....	151
• Central Barriles	153
• Central Termoeléctrica Salar	155
3.5 Centrales Eólicas	157
Fichas de Proyectos Eólicos	
• Parque Eólico Arauco.....	158
• Parque Eólico Ckani.....	161
• Parque Eólico Lebu Sur.....	164
• Parque Eólico Lebu Segunda Etapa	166
• Punta Palmeras	169
• Parque Eólico Talinay.....	171
• Parque Eólico Valle de los Vientos	173
3.6 Centrales Geotérmicas	175
Fichas de Proyectos Geotérmicos	
• Central Geotérmica Cerro Pabellón.....	177
• Proyecto Geotérmico Tolhuaca	180
• Proyecto Geotérmico Mariposa.....	182
3.7 Centrales de Biomasa/Biogás	183
Fichas de Proyectos de Biomasa/Biogás	
• Planta Cogeneración con Biomasa en Norske Skog Biobío	184
• Planta Térmica de Cogeneración Viñales	186
• Lautaro	188
• Incremento de Generación en Planta Santa Fe.....	190
3.8 Centrales Solares	192
Fichas de Proyectos Solares	
• Calama Solar I.....	193
• Calama Solar II.....	195
• Parque Fotovoltaico Atacama Solar	197
• Salar de Huasco	199
• Planta Fotovoltaica Lagunas.....	201
• Complejo Solar Fotovoltaico Pica.....	203
• Planta FV Pozo Almonte Solar 1	205
• Planta FV Pozo Almonte Solar 2.....	207
• Planta FV Pozo Almonte Solar 3.....	209
• Planta FV San Pedro de Atacama II	211
• Planta FV San Pedro de Atacama III	213
Referencias	215

Abreviaciones y Nomenclatura

Hz	Hertz	m ³	Metros cúbicos
W	Watts	Mm ³	Miles de metros cúbicos
kW	Kilowatts	MMm ³	Millones de metros cúbicos
MW	Megawatts	m/s	Metros por segundo
GW	Gigawatts	m ³ /s	Metros cúbicos por segundo
kWh	Kilowatts hora	m ³ /h	Metros cúbicos por hora
MWh	Megawatts hora	US\$	Dólares estadounidenses
GWh	Gigawatts hora	MUS\$	Miles de dólares estadounidenses
TWh	Terawatts hora	MMUS\$	Millones de dólares estadounidenses
V	Volt	msnm	Metros sobre nivel del mar
kV	Kilovolt	rpm	Revoluciones por minuto
kVA	Kilovoltamperio	S/E	Subestación
MVA	Megavoltamperio	ha	Hectáreas
L	Litros	CADE	Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico
t	Toneladas	CCTP	Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria
MMt	Millones de toneladas	CNE	Comisión Nacional de Energía
cal	Calorías	CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
Kcal	Kilocalorías	DIA	Declaración de Impacto Ambiental
kg	Kilogramos	EIA	Estudio de Impacto Ambiental
kg/h	Kilogramos por hora	ERNC	Energía Renovable No Convencional
t/h	Toneladas por hora	PGMD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
m	Metros	SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
m ²	Metros cuadrados	SIC	Sistema Interconectado Central
km	Kilómetros	SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
km ²	Kilómetros cuadrados		



CAPÍTULO I ANÁLISIS Y ESTADÍSTICAS

CATASTRO DE **CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS**

POWER PLANTS & PROJECTS SURVEY

2012

1.1 Introducción

Chile enfrenta actualmente un escenario eléctrico complejo, especialmente en los sectores de generación y transmisión de energía eléctrica. La condición exportadora del país hace que el costo de la energía sea uno de los puntos determinantes en la competitividad de los productos frente a otros mercados. Junto a ello, en 2011 se evidenció con mayor fuerza la estrechez de suficiencia en el suministro, las restricciones de transmisión en la zona central frente a un escenario hidrológico adverso y la necesidad de reducir las emisiones de gases invernadero, las cuales podrían afectar las exportaciones nacionales en el mediano plazo.

Las estimaciones respecto a la evolución del sistema en los próximos años consideran que la economía mantendrá la exitosa senda de crecimiento de los últimos años. Escenarios de expansión cercanos al 4,6% anual promedio entre 2011 y 2030 auguran que los requerimientos de energía serán progresivos, alcanzando incrementos del orden de 130% entre 2011 y 2030. De la misma forma, la capacidad deberá crecer sostenidamente en los próximos 20 años para satisfacer la demanda máxima del sistema, que alcanzaría un aumento similar al pronosticado para la energía.

Desde los sectores políticos y técnicos existe consenso sobre los problemas que actualmente aquejan al sector y que deben ser superados en los próximos años para entregar estabilidad y condiciones favorables al desarrollo del país. En el sector de generación se diagnostica

el alto grado de concentración en la propiedad y derechos de agua así como la necesidad de independizar el accionar de los Centros de Despacho y consensuar un plan de desarrollo sustentable de las fuentes de energía en el largo plazo.

En el ámbito de la transmisión se ha especificado la necesidad de un rol más activo del Estado en la planificación y expansión de las redes, ante la fragilidad del sistema en situaciones de emergencia y una excesiva demora en los procesos de programación y aprobación de obras de transmisión troncales. En este sentido uno de los desafíos planteados ha sido la introducción de una carretera eléctrica que permita a los nuevos actores incorporar su producción al sistema y así fomentar la competencia en el sector.

Desde el punto de vista de la demanda se ha establecido la necesidad de una mayor flexibilidad en las tarifas finales así como esquemas de gestión de demanda. Una propuesta interesante que apunta en este sentido consistió en la aprobación del Proyecto de Ley que crea el sistema de medición neta (net metering), el cual estaría disponible a partir de 2013 y que permitiría a los consumidores generar en forma local la energía que consumen así como la posibilidad de inyectar sus excedentes.

Para formular soluciones a los problemas mencionados durante 2011 se crearon dos comisiones relativas a los desafíos del sector

eléctrico: la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE), convocada por el Gobierno en mayo y constituida por técnicos y especialistas de diversos ámbitos, y la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria (CCTP), conformada por académicos, parlamentarios y representantes de organizaciones ambientalistas. Si bien ambas comisiones difieren en puntos centrales como el rol del Estado y la naturaleza de los argumentos esgrimidos, ambas verifican coincidencias en el diagnóstico de varios temas así como en las propuestas presentadas.

Un punto importante revisado por ambas comisiones es el referido a la oposición de la ciudadanía frente a algunos proyectos de generación a partir de la cancelación del proyecto Barrancones en septiembre de 2010. La creación de espacios de participación ciudadana adicionales a la presentación de observaciones durante el transcurso de las tramitaciones ambientales, así como la entrega de información verídica sobre el escenario energético actual a la población, es necesaria para validar los procesos de tramitación y recuperar la confianza en las autoridades ambientales en relación a su imparcialidad e independencia.

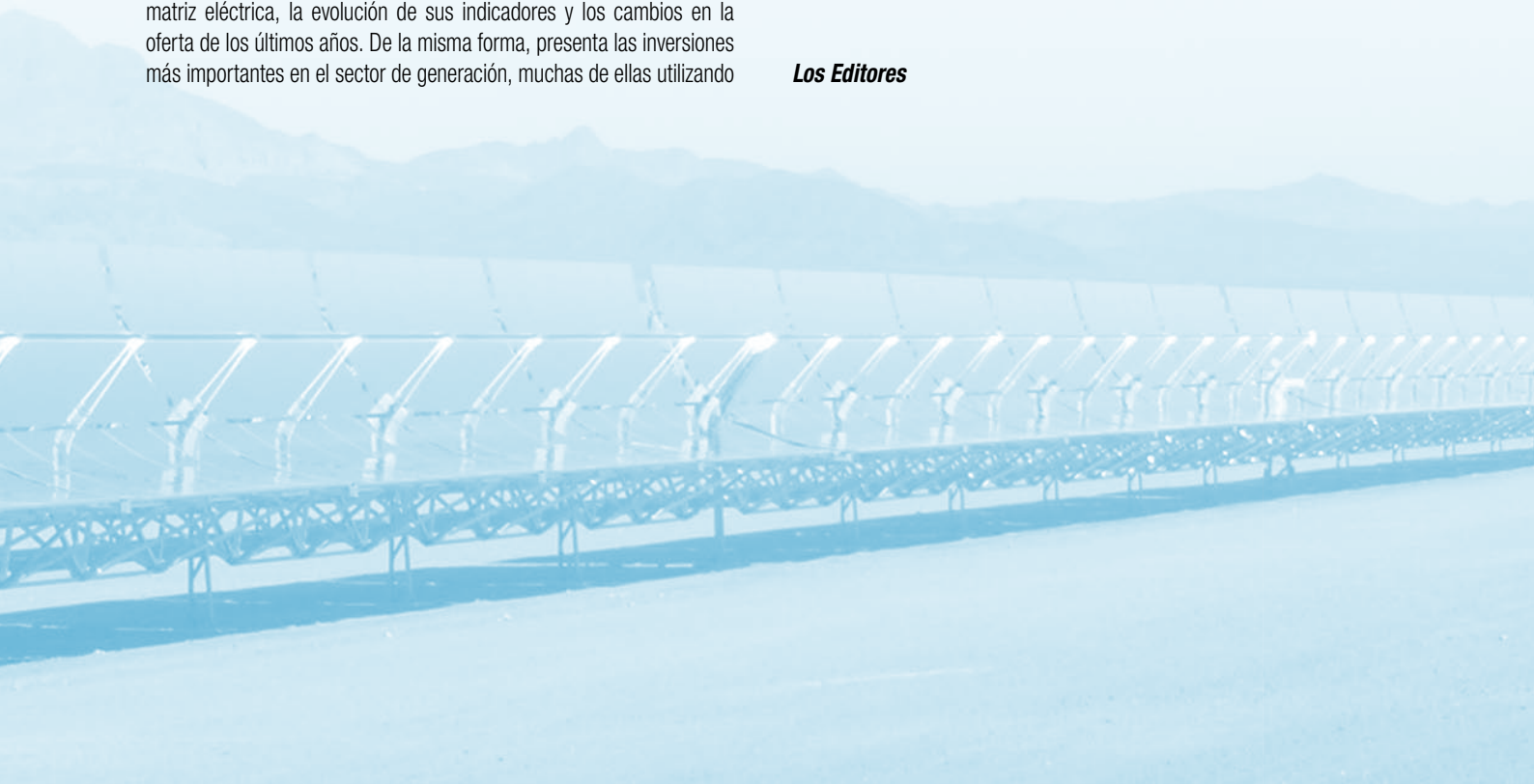
Considerando lo anterior, el principal objetivo del Catastro de Centrales y Proyectos Energéticos es entregar a disposición del sector una fuente de información actualizada respecto al estado actual de la matriz eléctrica, la evolución de sus indicadores y los cambios en la oferta de los últimos años. De la misma forma, presenta las inversiones más importantes en el sector de generación, muchas de ellas utilizando

nuevas tecnologías que han incrementado su competitividad y serán responsables del desarrollo energético del futuro.

La primera versión del Catastro de Centrales y Proyectos Energéticos representa un nuevo esfuerzo editorial que, esperamos, sea recibido como un nuevo aporte informativo al sector por parte del Grupo Editorial Editec S.A. Esta publicación representa una labor sostenida por el Área de Estudios, que requiere la colaboración de las empresas del sector. A todos ellos agradecemos la disponibilidad de información y reconocemos el apoyo prestado. Invitamos, asimismo, a todos nuestros lectores a hacernos llegar sus comentarios, sugerencias y aportes con el fin de perfeccionar la obra en sus futuras ediciones.

Con la concreción de este material el Grupo Editorial Editec S.A. completa un grupo de publicaciones especializadas en el sector energético, que incluye a la Revista Electricidad, el portal www.revistaelectricidad.cl; el newsletter Electricidad al día; el Compendio Energético de Chile y las conferencias especializadas ElecGas (Santiago) y Foro Eléctrico del SING (Antofagasta).

Los Editores



1.2 Descripción de los Sistemas Eléctricos

Un sistema eléctrico está conformado por el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, el cual permite generar, transmitir y distribuir energía eléctrica.

En Chile se clasifican según su tamaño. Los sistemas mayores son aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW; los medianos poseen una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW, y los pequeños corresponden a aquellos que poseen una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW [1].

La actividad de generación es desarrollada en Chile por empresas de capitales privados, reguladas y fiscalizadas por el Estado, que además cumple con la planificación indicativa de inversiones en los segmentos de generación y transmisión a modo de recomendación no forzosa [2].

La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida territorialmente en cuatro sistemas a lo largo del país, prácticamente autónomos, debido a que las grandes distancias hacen difícil la integración entre ellos. A continuación se describe cada uno de estos sistemas:

Figura 1.1

Sistemas eléctricos de Chile.



- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso en el límite sur. A diciembre de 2010 constituía el 23,13% de la capacidad instalada total en el país, atendiendo al 6,22% de la población nacional. Su generación es principalmente térmica y orientada a satisfacer principalmente el consumo de la industria minera.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Sistema mayor que abastece a la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, ubicado en la isla de Chiloé por el sur. La distancia entre ambas localidades es aproximadamente de 2.100 km. Constituye el 76% de la capacidad instalada total en el país, y atendió el 92,23% de la población del país en 2010.
- Sistema Eléctrico de Aysén: En la práctica corresponde a cinco subsistemas medianos, no interconectados entre sí, ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, General Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,25% de la capacidad instalada nacional.
- Sistema Eléctrico de Magallanes: Corresponde a cuatro subsistemas medianos no interconectados entre sí: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada corresponde al 0,62% del total nacional en 2010.

La Figura 1.1 muestra la ubicación geográfica de cada uno de los sistemas descritos, junto a los principales centros de consumo abastecidos por cada uno de ellos. En la Tabla 1.1 se resumen las principales

Fuente: Chile. Energy Policy Review 2009. Agencia Internacional de Energía [3].



CAPÍTULO II

CENTRALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CATASTRO DE
**CENTRALES
Y PROYECTOS
ENERGÉTICOS**

POWER PLANTS & PROJECTS SURVEY

2012

Como se señaló en la sección anterior, la capacidad instalada a nivel nacional alcanzó 16.970 MW según las estadísticas de la CNE en octubre de 2011. En el último año han comenzado su operación comercial 14 centrales. Cabe destacar que 6 de éstas son hidroeléctricas de pasada y pertenecen al SIC. En el SING han ingresado 4 centrales termoeléctricas, las cuales operan en base a carbón o carbón-petcoke, mientras que en el SIC ingresaron 3 que funcionan usando petróleo diesel y una que utiliza desechos forestales. Estas nuevas centrales termoeléctricas permitieron

reemplazar unidades más ineficientes por otras de mayor tecnología, más eficientes y de menor costo de operación.

Además en el SIC se agregaron 14 nuevos Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en base a hidroelectricidad y petróleo diesel principalmente, que completan 33 MW de potencia bruta. Las principales características de las nuevas centrales y PMGD se muestran en las Tabla 2.1 y 2.2 respectivamente:

Tabla 2.1

Características principales de centrales que comenzaron su operación en 2011.								
Central	Propietario	Potencia bruta mínima (MW)	Potencia neta máxima (MW)	Número de unidades	Tipo	Combustible	Sistema Interconectado	Región
Andina	E-CL	74,3	148,8	1	Termoeléctrica	Petcoke, Carbón	SING	II
Angamos I	AES Gener	130	235,7	1	Termoeléctrica	Carbón	SING	II
Angamos II	AES Gener	130	235,7	1	Termoeléctrica	Carbón	SING	II
Hornitos	E-CL	74,3	148,8	1	Termoeléctrica	Petcoke, Carbón	SING	II
Licán	Eléctrica Licán	18,0		2	Hidráulica Pasada		SIC	XIV
Guayacán	Energía Coyanco	12,0	12,0	2	Hidráulica Pasada		SIC	RM
La Confluencia	Hidroeléctrica La Confluencia	163,2	157,2	2	Hidráulica Pasada		SIC	VI
La Higuera	Hidroeléctrica La Higuera	160,0	153,9	2	Hidráulica Pasada		SIC	VI
Reca	Enerbosch S.A.	1,7		1	Hidráulica Pasada		SIC	XIV
Mariposas	Hidromaule	6,3		1	Hidroeléctrica Pasada		SIC	VII
Chacayes	Pacific Hydro	111			Hidroeléctrica Pasada		SIC	VI
Calle-Calle	Sagesa	13,0		8	Termoeléctrica	Diesel	SIC	XIV
Skretting	Sagesa	3,0		4	Termoeléctrica	Diesel	SIC	XIV
Tirúa	Sagesa	0,8		1	Termoeléctrica	Diesel	SIC	XIV
Lautaro	Comasa	25	23	1	Termoeléctrica	Desechos	SIC	IX

Fuente: Operación real por Sistema Eléctrico Nacional, CNE.

Tabla 2.2

Características principales de los PMGD que comenzaron su operación en 2011.

Central	Propietario	Potencia bruta mínima (MW)	Número de unidades	Tipo	Combustible	Sistema Interconectado	Región
Donguil	Donguil Energía	0,25	1	Hidráulica Pasada		SIC	IX
La Arena	E.E. La Arena SpA	3	1	Hidráulica Pasada		SIC	X
El Diuto	Hidroeléctrica El Diuto	3,3	1	Hidráulica Pasada		SIC	VIII
Mallarauco	Hidroeléctrica Mallarauco	3,4		Hidráulica Pasada		SIC	RM
Muchi	Hidromuchi	1	2	Hidráulica Pasada		SIC	X
HBS	HBS Energía	2,2	1	Termoeléctrica	Biomasa	SIC	VIII
Loma Los Colorados II	KDM	9,8	1		Biogas	SIC	RM
Danisco	Sagesa	0,8	1	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
JCE	Sagesa	0,8	1	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
Lonquimay	Sagesa	1,6	2	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
Louisiana Pacific II	Sagesa	3,2	4	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
Polincay	Sagesa	2,4	3	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
Southern Bulbs	Sagesa	0,8	1	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV
Tomaval	Sagesa	0,8	1	Termoeléctrica	Petróleo Diesel	SIC	XIV

Fuente: Operación real por Sistema Eléctrico Nacional, CNE.

A continuación se detallan los distintos tipos de centrales que conforman el sistema eléctrico nacional junto a una descripción de las características técnicas y comerciales de los principales centros de generación, proporcionadas por las empresas propietarias.



2.1 Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Esta clase de centrales se encuentra ubicada a lo largo de todo el territorio. Todos los sistemas, exceptuando sólo Magallanes, aprovechan el caudal de los ríos para generar energía eléctrica. Esta tecnología actualmente representa un 11,9% de la capacidad instalada

en el país. Las principales características de las centrales y PMGD de este tipo presentes en el SIC se muestran en las Tablas 2.3 y 2.4 respectivamente.

Tabla 2.3

Principales características de las centrales de pasada del SIC.								
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Tipo turbina	Gasto (m ³ /seg)	Caída (m)
AES Gener	Alfalfal	1991	2	178,0	177,6	Pelton	30,0	720,5
	Maitenes	1923 U1-U2-U3; 1989 U4-U5	5	31,0	31,0	Francis	11,3	180,0
	Queltehues	1928	3	49,0	48,8	Pelton	28,1	213,0
	Volcán	1944	1	13,0	13,0	Pelton	9,1	181,0
Colbún	Quilleco	2007	2	70,8	70,8	Francis	65,0	59,4
	Rucúe	1998	2	178,0	177,7	Francis	65,0	140,0
	San Clemente	2010	1	6,1	6,0	Kaplan	17,0	35,5
	San Ignacio	1996	1	37,0	36,9	Kaplan	194,0	21,0
E.E. Capullo	Capullo	1995	1	11,0	10,9	Francis	8,0	149,5
E.E. Los Morros	Los Morros	1930 U1-U2-U3; 1994 U4-U5	5	3,1	2,9	Francis	26,0	13,0
E.E. Panguipulli	Pullínque	1962	3	51,4	51,3	Francis	120,0	48,0
E.E. Puyehue	Pilmaiquén	1944 U1-U2-U3; 1945-U4; 1959-U5	5	40,8	38,9	Francis	150,0	32,0
Eléctrica Licán	Licán	2011	2	18,0		Francis	8,0	238,2
Eléctrica Puntilla S.A.	Puntilla	1997	3	22,3	22,1	Francis	20,0	92,0
Endesa	Abanico	1948 U1-U2-U3-U4; 1959 U5-U6	6	129,0	128,6	Francis	106,8	147,0
	Isla	1963-U1; 1964-U2	2	66,6	66,5	Francis	84,0	93,0
	Los Molles	1952	2	20,0	19,8	Pelton	1,9	1.153,0
	Palmucho	2007	1	32,0	32,0	Francis	27,1	125,8
	Sauzal	1948	3	76,8	76,4	Francis	73,5	118,0
	Sauzalito	1959	1	12,0	11,9	Kaplan	45,0	25,0
Energía Coyanco	Guayacán	2011	2	12,0	12,0	Francis	21,2	35
HASA	Aconcagua	1993-Ublanco; 1994-Ujuncal	3	74,0	89,0	Pelton	20,2	654,3
HGV	Los Quillos	1943 U1-U2; 1989-U3	3	39,3	39,9	Pelton	22,0	227,0
Hidroeléctrica El Manzano	El Manzano	2008	1	4,9	4,9	Francis	2,3	262
Hidroeléctrica La Confluencia	La Confluencia	2011	2	163,2	157,2	Francis	50,0	344,0
Hidroeléctrica La Higuera	La Higuera	2011	2	160,0	153,9	Francis	50,0	382,0
Hidroeléctrica Reca	Reca	2011	1	1,7		Flujo Cruzado	3,0	66,0
Hidroeléctrica Trueno S.A.	Trueno	2010	2	5,6	5,6	Francis	3,0	107,0
Hidrolircay	Mariposas	2011	1	6,3				

(Continúa)

(continuación)

Tabla 2.3

Principales características de las centrales de pasada del SIC.

Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Tipo turbina	Gasto (m³/seg)	Caída (m)
Hidromaule	Lircay	2009	2	19,0	19,0	Francis	22,0	100,0
Hidropaloma S.A.	La Paloma	2010	2	4,9	4,9	Francis	12,0	38,0
Ibener	Mampil	2000	2	49,0	49,2	Francis	46,0	124,3
	Peuchén	2000	2	85,6	77,3	Francis	36,0	236,0
Obras y Desarrollo S.A.	Chacabuquito	2002	4	25,5	28,4	Francis	21,0	135,0
Pacific Hydro Chile	Coya	2008	5	12,8	12,5	Francis	9,0	137,0
Pehuenche	Curillinque	1993	1	89,0	85,3	Francis	84,0	114,3
	Loma Alta	1997	1	40,0	37,9	Francis	84,0	50,4
Río Tranquilo	Hornitos	2008	1	55,0	55,0	Pelton	12,0	550,0
Sociedad de Canalistas del Maipo	Florida	1909 U1-U2; 1993 U3-U4; 1999 U5-U6; 2003-U7	6	28,5	29,0	Francis	30,0	98,0

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Tabla 2.4

Principales características de los PMGD tipo hidroeléctricos de pasada presentes en el SIC.

Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Tipo turbina	Gasto (m³/seg)	Caída (m)
Caemsa	Caemsa	1962 U1-U2; 1985-U3	3	3,4	3,4			
Carbomet	Los Bajos	1944	1	5,1	5,1	Francis	24,0	27,0
Central Los Corrales	Los Corrales	2010	1	0,8		Pelton	0,4	289
Donguil Energía	Donguil	2011	1	0,25		Flujo Cruzado		
E.E. La Arena SpA	La Arena	2011	1	3,0		Pelton	1,35	264
E. E. Industrial	Carena	1943	4	8,5	8,5	Francis	9,6	127
Endesa	Ojos de Agua	2008	1	9,0	9,0	Francis	14,5	75,0
Forestal y Ganadera Carrán Ltda.	Doña Hilda	2010	2	0,4		Francis	0,97	54,7
Generhom	Pehui	2009	1	1,1	1,1	Flujo Cruzado	3,5	37
Gen. S. Andes	Sauce Andes	2009	4	1,1	1,1	Francis	20,0	7,0
HASA	Juncalito	2010	1	1,47		Kaplan	13,2	12,5
Hidroelec	Trufultruful	2009	1	0,5	0,4	Francis	5,0	32,0
Hidroeléctrica Diuto	El Diuto	2011	1	3,3		Kaplan	20,0	18,7
Hidroeléctrica Mallarauco	Mallarauco	2011		3,4				
Hidroeléctrica Puclaro	Puclaro	2008	2	6,0	5,6	Francis	8,8	73,4
Hidromuchi	Muchi	2011	2	1,0		Francis	3,2	32,0
Sociedad Canalistas del Maipo	El Rincón	2007	1	0,3	0,3	Flujo Cruzado	0,5	71,0
	Eyzaguirre	2007	1	2,1	2,1	Flujo Cruzado	10,0	22,0
	Dongo	2010	2	6,0		Pelton	2,0	307,0

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

En el SING la generación en base a hidroelectricidad es prácticamente nula, alcanzando sólo un 0,3% de la capacidad instalada durante 2011. Como parte de la diversificación de fuentes de generación, en 2010 se incorporaron 2 nuevos PMGD mini hidro que aprovechan el caudal proveniente de la Pampa del Tamarugal, con una diferencia de altura estimada en 300 metros. La Tabla 2.5 muestra algunas de las características de estas centrales ERNC.

En el sistema de Aysén las centrales de pasada constituyen la segunda fuente de generación más importante con 19 MW de potencia instalada, correspondiente al 38,8% de la capacidad instalada del sistema. La Tabla 2.6 detalla algunos de los datos más importantes de las centrales en operación de este sistema.

Tabla 2.5

Principales características de las centrales de pasada del SING.						
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Subestación de conexión
E-CL	Chapiquiña	1967	1	10,2	10,1	Central Chapiquiña
Cavanca	Cavanca ¹	1995	1	2,6	2,6	Cerro Dragón
Enernuevas	Minihidro Alto Hospicio (PMGD)	2010	1		1,1	Alto Hospicio
	Minihidro El Toro N°2 (PMGD)	2010	1		1,1	Alto Hospicio

¹ PMGD

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE

Tabla 2.6

Principales características de las centrales de pasada del sistema de Aysén.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia neta total (MW)	Tipo turbina	Gasto (m ³ /seg)	Caída (m)
Edelaysén	Hidroeléctrica Aysén	1960	1	6,60	Francis- Pelton	7,4	103
	Hidroeléctrica Lago Atravesado	2003	1	11,00	Francis	19,7	63,5
	Central Hidroeléctrica El Traro	1987	1	0,64	Helice (Kaplan)	8	10,7
Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A	Cuchildeo	2008	1	0,77	Kaplan Tipo S	11	8,2

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales

Hidroeléctricas de Pasada

ABANICO

Estado	: Operación
Capacidad	: 136 MW
Tipo	: Hidráulica de Pasada
Generación anual (2010)	: 315 GWh
Turbina	: Francis de eje vertical
Número unidades	: 6
Operador	: Endesa Chile
Gasto Central	: 112 m ³ /s
Ubicación	: 85 km al oriente de Los Ángeles, Región del Biobío
Altura de caída	: 147,0 m
Dirección	: Santa Rosa 76, piso 13
Teléfono	: (56-43) 315 001
Fax	: (56-43) 321 703
E-Mail	: comunicacion@endesa.cl

Personal Ejecutivo

Subgerente de Centrales
Hidráulicas y ERNC : Enrique Lozan.

Empresas Relacionadas

- Enersis

Descripción

Central Abanico es de tipo hidráulica de pasada y está compuesta de seis unidades generadoras, cuatro de ellas de 21,5 MW de potencia y dos de 25 MW. Sus turbinas son de tipo Francis de eje vertical y el caudal turbinable es de 112 m³/s. La central entró en operación en dos fases, en 1948 con 4 unidades y en 1959 con las restantes. Abanico, que es la central hidroeléctrica más antigua construida en la zona de Antuco, tiene la posibilidad de regulación interanual si se utilizan aguas del lago Laja, mediante túnel de vaciado. Abanico cuenta con una capacidad de 136 MW y durante 2010 generó 330,71 GWh.

ACONCAGUA

Estado	: Operación
Capacidad	: 74 MW
Tipo	: Hidráulica de pasada
Generación anual (2010)	: 369,2 GWh
Turbina	: Pelton de eje vertical
Número unidades	: 3
Operador	: Hidroeléctrica Aconcagua S.A.
Gasto Central	: 20,2 m ³ /s
Ubicación	: San Esteban, Región de Valparaíso
Altura de caída	: 654,3 m
Dirección	: Hidroeléctrica Guardia Vieja, Camino Internacional Km.20 Los Andes
Teléfono	: (56-34) 347 800
Fax	: (56-34) 347 800, anexo 7817

Personal Ejecutivo

Jefe de Planta: César Guerrero

Empresas Relacionadas

- Hidroeléctrica Guardia Vieja
- Colbún S.A.

Descripción

Esta central Aconcagua pertenece a la compañía Hidroeléctrica Aconcagua, una filial de Colbún S.A. y fue puesta en servicio en 1993. Es una central de pasada y utiliza las aguas de los ríos Blanco y Juncal. Su caudal de diseño es 8 m³/s.

ALFALFAL

Estado	: Operación
Capacidad	: 177,6 MW
Tipo	: Hidráulica de pasada
Generación anual (2010)	: 845,5 GWh
Turbina	: Pelton de eje vertical
Número unidades	: 2
Operador	: AES Gener S.A.
Gasto Central	: 30,0 m ³ /s
Ubicación	: Cajón Río Colorado, Región Metropolitana.
Altura de caída	: 720,5 m
Dirección	: Ruta G-345 Km. 23, San José de Maipo, Región Metropolitana
Teléfono	: (56-2) 686 8111
Fax	: (56-2) 686 8131

Personal Ejecutivo

Gerente General : Luis Cerón
Gerente de Explotación : Javier Giorgio
Gerente de Mercado : Juan Ricardo Hinostroza

Descripción

La central hidroeléctrica Alfalfal está ubicada en el Cajón del Río Colorado, en la precordillera de la Región Metropolitana. Su puesta en servicio data de 1991 y actualmente posee dos unidades de turbinas Pelton con una potencia instalada de 177,6 MW. La generación anual de central Alfalfal en 2010 alcanzó a 845,5 GWh.

ANTUCO

Estado	: Operación
Capacidad	: 319,2 MW
Tipo	: Hidráulica de pasada
Generación anual (2010)	: 1.448,3 GWh
Turbina	: Francis de eje vertical
Número unidades	: 2
Operador	: Endesa S.A.

2.2 Centrales Hidroeléctricas de Embalse

El Sistema Interconectado Central dispone de diversos embalses ubicados entre las regiones VI y X, los cuales acumulan el agua proveniente principalmente de los deshielos que ocurren entre septiembre y enero, y la utilizan para complementar los caudales de los ríos en los períodos más secos del año, generalmente entre abril y junio. La mayor parte de las centrales que utilizan los recursos hídricos almacenados utilizan turbinas tipo Francis, dadas las condiciones de caudal y altura. A continuación se describen brevemente las condiciones de operación de cada uno [6].

- El embalse Colbún posee un volumen de regulación de 1.116 millones de m³, equivalente a 552 GWh. Su operación está acotada entre los 397 y 436 msnm y posee características locales que hacen posible determinar políticas de operación independientes de la gestión de los otros embalses.
- La Laguna de la Invernada (que alcanza un volumen de 179 millones de m³) tiene, al igual que el embalse Colbún, una capacidad de regulación estacional (transferencia de agua dentro del año entre distintas estaciones). Su operación varía entre las cotas 1.280 y 1.319 msnm y abastece a las centrales Cipreses, Isla, Currillinque, Loma Alta, Pehuenche, Colbún, Machicura y San Ignacio.
- El lago Rapel, por su parte, sólo tiene regulación semanal. Su volumen de regulación alcanza 435 millones de m³, equivalentes a 723 GWh, y abastece a la central del mismo nombre. La Laguna del Maule (1.416 millones de m³) es un embalse cuya operación varía entre las cotas 2.152 y 2.180 msnm y es utilizado para riego además de la generación de energía eléctrica.
- El lago Laja, por su parte, es un embalse de gran capacidad (su volumen de regulación alcanza a 5.071 millones de m³) que permite realizar regulación interanual. En términos de energía, permite almacenar 6.820 GWh aproximadamente. La utilización de sus aguas tiene por objeto atenuar los efectos de hidrologías extremas en el sistema eléctrico, aminorar los efectos provocados por la estacionalidad de la demanda y el ingreso de nuevas centrales al sistema; y entregar señales para la fecha óptima de puesta en servicio de nuevas obras. En efecto, la operación óptima del lago Laja es modificada por el ingreso de una nueva central al sistema y, por lo tanto, la fecha de puesta en servicio debe ser analizada tomando en cuenta la operación del lago, que tiene influencia sobre el costo de operación y falla del sistema y, consecuentemente, en el costo marginal de la energía [8].
- El embalse Melado se ubica en la VII Región y abastece a la central Pehuenche (570 MW). Sus límites de operación son la cota 639.5 y 648 msnm con un volumen de regulación de 33 millones de m³, equivalentes a 16 GWh. El embalse Ralco fue inaugurado en 2004, posee un volumen de regulación de 800 millones de m³, lo que equivale a 316 GWh de energía.
- Por último, el lago Chapo alcanza límites de operación entre los 220 y 243 msnm Su volumen de regulación es de 850 millones de m³, equivalentes a 473 GWh generables por la central Canutillar.

El resumen de los datos principales de este tipo de centrales se presenta en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7

Principales características de las centrales tipo embalse del SIC.

Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Región	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Tipo turbina	Gasto (m ³ /seg)	Caída (m)
Cenelca	Canutillar	1990	2	X	172	171,6	Francis	75,5	212
Colbún	Colbún	1985	2	VII	478,0	476,8	Francis	280	168
	Chiburgo	2007	2	VII	19,4	19,2	Francis	20	120
	Machicura	1985	2	VII	95,0	95,8	Kaplan	280	37
	Antuco	1981	2	VIII	320	323,2	Francis	190	190
Endesa	Cipreses	1955	3	VII	106,0	99,7	Pelton	36,4	370
	El Toro	1973	4	VIII	450,0	446,7	Pelton	97,3	545
	Ralco	2004	2	VIII	763,8	756,2	Francis	368	181,4
	Rapel	1968	5	VI	377,0	378,6	Francis	535,1	76
Pangué	Pangué	1996	2	VIII	456,0	454,9	Francis	500	99
Pehuenche	Pehuenche	1991	2	VII	551,0	545,5	Francis	300	206

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales

Hidroeléctricas de Embalse

CANUTILLAR

Estado	: Operación
Capacidad	: 171,6 MW
Tipo	: Hidráulica de embalse
Generación anual (2010)	: 1.162,4 GWh
Turbina	: Francis de eje vertical
Número unidades	: 2
Operador	: Colbún S.A.
Gasto Central	: 75,5 m³/s
Ubicación	: 60 km al oriente de Puerto Montt, Región de Los Lagos
Altura de caída	: 212 m
Dirección	: Canutillar s/n, comuna de Cochamó
Teléfono	: (56-65) 350 017
Fax	: (56-65) 350 017
E-Mail	: opcanutillar@cenelca.cl

Personal Ejecutivo

Gerente General	: Bernardo Larraín
Gerente División Generación	: Enrique Donoso
Jefe de Planta	: José Saa

Empresas Relacionadas

- Grupo Matte

Descripción

Canutillar es una central de embalse de 172 MW de potencia, localizada a 60 km al oriente de Puerto Montt, comuna de Cochamó, Región de Los Lagos. Es una central hidroeléctrica de regulación estacional y fue puesta en servicio en el año 1990. La energía se genera utilizando las aguas del lago Chapo y de los ríos Blanco y Lenca. La central representa un 1,5% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central (SIC).

CIPRESES

Estado	: Operación
Capacidad	: 105,8 MW
Tipo	: Hidráulica de embalse
Generación anual (2010)	: 517,3 GWh
Turbina	: Pelton de eje horizontal
Número unidades	: 3
Operador	: Endesa S.A.
Gasto Central	: 36,4 m³/s
Ubicación	: 105 km al oriente de Talca, Región del Maule
Altura de caída	: 370 m
Dirección	: Ruta Ch, 115 Camino Internacional
Teléfonos	: (56-71) 247 095 / 260 788
Fax	: (56-71) 247 093
E-Mail	: citg@endesa.cl

Personal Ejecutivo

Jefe de Central: Carlos Peña Garay

Empresas Relacionadas

- Enersis
- AFP
- ADR

Descripción

La instalación de Cipreses, que se ubica a 105 km al oriente de la ciudad de Talca, Región del Maule, es una central hidroeléctrica de embalse que utiliza las aguas de la laguna La Invernada. El volumen del embalse es de 170 millones de m³ y el muro, compuesto de arcilla, arena y roca, es de 28 metros de largo y 350 metros de altura. La planta eléctrica, cuya operación se inició en 1955, utiliza una turbina del tipo Pelton de eje horizontal y está compuesta de tres unidades, dos (2) de 35,3 MW y una (1) de 35,4 MW de potencia.

COLBÚN

Estado	: Operación
Capacidad	: 476,8 MW
Tipo	: Hidráulica de embalse
Generación anual (2010)	: 1.542,4 GWh
Turbina	: Francis de eje vertical
Número unidades	: 2
Operador	: Colbún S.A.
Gasto Central	: 280 m³/s
Ubicación	: San Clemente, Región del Maule
Altura de caída	: 168 m
Dirección	: Complejo Colbún Camino c/m 7 s/n, Talca
Teléfono	: (56-71) 226 183
Fax	: (56-71) 231 713
E-Mail	: contacto@colbun.cl

Personal Ejecutivo

Gerente General	: Bernardo Larraín
Gerente División Generación	: Enrique Donoso
Jefe Planta	: Tomás Barrueto

Descripción

El complejo hidroeléctrico Colbún-Machicura, ubicado en la Región del Maule, está compuesto por dos centrales de embalse: Colbún y Machicura. El complejo se puso en marcha en 1985 y fue la primera central con una represa que retiene las aguas del río Maule creando un embalse con capacidad de almacenar 1.550 millones de m³. La central Colbún cuenta con dos turbinas generadoras del tipo Francis, con una potencia nominal de 400 MW.

2.3 Centrales Termoeléctricas de Carbón

El carbón es actualmente una de las fuentes más importantes de generación. En 2010 el uso de este combustible alcanzó el 17,7% de la capacidad instalada en el SING y el 6,3% en el SIC. Esta participación se ha incrementado en los últimos años debido a los menores costos de inversión y operación, en comparación con otras tecnologías, y tiempos de desarrollo más acotados en relación con otras formas de generación termoeléctrica. Con respecto a los retornos esperados de la inversión, la disponibilidad de oferentes y la baja incertidumbre en la generación, especialmente en el SING, resultan variables de decisión importantes para los inversionistas.

El Balance de Energía del año 2009 indica que el 96% del consumo bruto de carbón fue abastecido mediante la importación desde distintos países como Indonesia, Australia, Canadá y Colombia, lo cual podría variar en el mediano plazo con la explotación de yacimientos en la Región de Magallanes.

Las principales características de las centrales termoeléctricas pertenecientes al SIC y al SING se muestran en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8

Principales características de las centrales termoeléctricas en base a carbón operando en el SIC y en el SING.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Sistema	Potencia bruta total (MW) ¹	Potencia neta total (MW) ¹	Punto de conexión
AES Gener	Ventanas 1	1964	1	SIC	120,0	108,7	S/E Ventanas
	Ventanas 2	1977	2	SIC	220,0	207,1	S/E Ventanas
	Laguna Verde	1939-U1; 1949-U2	2	SIC	47,0	45,6	S/E Laguna Verde
Eléctrica Ventanas	Nueva Ventanas	2010	1	SIC	272,0	242,0	S/E Nogales
Endesa	Bocamina	1970	1	SIC	128,0	119,4	S/E Bocamina
Celta	Tarapacá	1999	2	SING	181,8*	172,2**	S/E Tarapacá
Hornitos	Hornitos	2011	1	SING	74,3*	148,8**	S/E Chacaya
Angamos I	Angamos	2011	2	SING	130,0*	235,7**	S/E Angamos
Angamos II	Angamos	2011	2	SING	130,0*	235,7**	S/E Angamos

¹ Considera potencia en base a combustible principal y de respaldo

* Potencia bruta mínima

** Potencia neta máxima

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

2.4 Centrales Termoeléctricas de Carbón/Petcoke

Las centrales que operan en base a esta tecnología se encuentran ubicadas en el SIC y en el SING. Esta forma de generación actualmente es la segunda más importante en el SING, con un 26,2% de la capacidad instalada. La Tabla 2.9 muestra los antecedentes relevantes de estas centrales.

Tabla 2.9

Principales características de las centrales termoeléctricas en base a carbón/petcoke operando en el SIC y en el SING.								
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Sistema	Región	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)	Punto de conexión
Andina	Termoeléctrica Andina	2011	1	SING	I	74,3*	148,8**	S/E Central Térmica Andina
NORGENER	Norgener	1995-1997	2	SING	II	277,3*	259,3**	S/E Norgener
E-CL	Mejillones	1995-2000	3	SING	II	591,7*	562,1**	S/E Chacaya
Electroandina	Tocopilla	1975-2001	11	SING	II	1.001,7	962,7	S/E Central Tocopilla
Guacolda	Guacolda	1995-2010	4	SIC	III	608,0	563,6	S/E Guacolda

¹ Considera potencia en base a combustible principal y de respaldo

* Potencia bruta mínima

** Potencia neta máxima

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales Termoeléctricas a Carbón-Petcoke

GUACOLDA

Estado	: Operación
Capacidad	: 572,9 MW
Tipo	: Cogeneración
Generación anual (2010)	: 4.483 GWh
Combustible	: Vapor - Carbón
Número unidades	: 4
Operador	: Guacolda S.A.
Ubicación	: Isla Guacolda, Huasco, Región de Atacama
Dirección	: Isla Guacolda s/n
Teléfono	: (56-51) 531 577
Fax	: (56-51) 531 666

Personal Ejecutivo

Gerente General	: Sergio del Campo F.
Gerente Comercial	
y Desarrollo	: Marco Arróspide R.
Gerente de Producción	: Eugenio Parra S.

Empresas Relacionadas

- AES Gener S.A.
- Empresas Copec S.A.
- Inversiones Ultraterra Ltda.

Descripción

La central está ubicada en Isla Guacolda, ciudad de Huasco a casi 200 km al sur de Copiapó, Región de Atacama. La principal actividad de Guacolda es la de proveer energía eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC), para lo cual cuenta con cuatro unidades de 152 MW brutos cada una, completando una potencia instalada de 604 MW durante 2010.

La primera unidad fue entregada al sistema en noviembre de 1995 y la segunda en agosto de 1996, completando las 2 alrededor de 304 MW de potencia instalada. La tercera unidad, entregada al sistema en abril de 2009, realizó un importante aporte al crecimiento del Norte Chico y del país, incorporando 152 MW a la potencia instalada existente. Es la primera unidad termoeléctrica que comenzó a operar tras la promulgación de la Ley Corta II, normativa que tuvo como objeto generar los incentivos para reactivar la industria de la generación eléctrica. Además, incorporó tecnologías de alta eficiencia ambiental para el control y minimización de emisiones para convivir armónicamente con la comunidad de Huasco y sus alrededores. La Unidad 4 comenzó a operar en marzo de 2010, inyectando energía a plena capacidad al Sistema Interconectado Central (SIC). Con este evento, Eléctrica Guacolda no sólo culminó con éxito su fase de expansión, sino que además pudo anticipar su aporte a la seguridad del suministro eléctrico del país.

MEJILLONES

Estado	: Operación
Capacidad	: 591,7 MW
Tipo	: Termoeléctrica
Generación anual (2010)	: 2.701 GWh
Combustible	: Carbón - Petcoke, Diesel, Gas Natural
Número unidades	: 3
Operador	: E-CL S.A.
Ubicación	: Mejillones, Región de Antofagasta
Dirección	: Camino a Chacaya 3910
Teléfono	: (56-55) 658 100
Fax	: (56-55) 658 099

Personal Ejecutivo

Gerente General	: Lodewijk Verdeyen
-----------------	---------------------

2.5 Centrales Termoeléctricas de Gas Natural

A partir del acuerdo binacional de cooperación económica alcanzado con Argentina en 1997, se desarrolló una serie de proyectos destinados a la importación y el uso de este combustible para desplazar al carbón y al petróleo. Durante 2005 este combustible constituyó el 17% de la generación bruta total en el SIC, y el 63% en el SING. Los excedentes de producción en el vecino país y el bajo precio de venta incentivaron la construcción de infraestructura privada de importación y generación estimada en más de US\$ 5.500 millones.

Tras los recortes derivados de la Crisis del Gas la generación fue sustituida en el corto plazo por centrales a petróleo y carbón junto al desarrollo de proyectos para importar Gas Natural Licuado como los terminales marítimos de regasificación de Quintero, en la Región de Valparaíso y Mejillones, en la Región de Antofagasta.

Se destaca en los últimos años la consolidación del GNL como una alternativa importante de generación para este sistema, al punto de que a fines del año pasado el operador del terminal de Mejillones decidió avanzar a la segunda fase del proyecto, que contempla la construcción de un estanque de almacenamiento en tierra. La alta demanda que se prevé durante los próximos años, junto con un escenario internacional favorable en términos de disponibilidad y precio de este combustible, han llevado a que los actores hayan manifestado públicamente su intención de negociar contratos de suministro para abastecer de energía a nuevos proyectos mineros o industriales, con el objetivo de viabilizar la construcción de su propio terminal de regasificación, algo totalmente nuevo para el mercado [7].

En la Tabla 2.10 se muestran los principales datos de las centrales en operación que funcionan en base a Gas Natural.

Tabla 2.10

Principales características de las centrales termoeléctricas en base a gas natural operando en el SIC y en el SING.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Región	Sistema	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
GasRed S.A.	Bicentenario	2002	3	II	SING	9,6	9,6
Campanario Generación S.A.	Campanario	1995 - 2010	3	VIII	SIC	165,0	163,3
PSEG Generación y Energía Chile S.A.	Coronel	2005	1	VIII	SIC	45,7	45,7
Colbún S.A.	Nehuenco 9B (TG)	2002	1	V	SIC	108,0	102,0
AES Gener	Salta	1999-2000	1	Salta, Argentina	SING	642,8*	632,7**
Endesa	Taltal	2000	2	II	SIC	244,9	239,5
Sagesa	Coronel	2005	1	VIII	SIC	46,7	45,7
Tecnored	Tapihue***	2009	2	V	SIC	6,4	6,4
Edelmag S.A.	Tres Puentes	1985-2008	8	XII	Magallanes	78,8	71,0
Edelmag S.A.	Porvenir	1983-2008	5	XII	Magallanes	5,5	5,0
Edelmag S.A.	Puerto Natales	1961-2008	8	XII	Magallanes	8,53	7,68

* Potencia bruta mínima

** Potencia neta máxima

*** PMGD

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales

Termoeléctricas a Gas Natural

BICENTENARIO

Estado	: Operación
Capacidad	: 9,6 MW
Tipo	: Termoeléctrica
Número unidades	: 3
Combustible	: Gas natural
Operador	: GasRed S.A.
Ubicación	: Ciudad de Calama, Región de Antofagasta
Dirección	: Avenida Circunvalación Sur, Lote 9, Calama
Teléfono	: (56-55) 319 505
Fax	: (56-55) 319 690

Empresas Relacionadas

- EnorChile

Descripción

Instalada durante el año 2002, tiene una potencia instalada de 9,6 MW generados por 3 motores a gas natural marca Wärtsilä. Esta Central no sólo implicó la instalación de tres unidades de generación sino que además significó transformar y recuperar totalmente un área de terreno desértica.

La Central Bicentenario utiliza como combustible Gas Natural e inyecta su energía en el punto eléctrico más alejado de la subestación Calama, ayudando a la estabilidad y calidad de suministro de la distribuidora.

2.6 Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado

Este tipo de centrales se basan en el aprovechamiento de los gases de escape de una o dos turbinas a gas a través de una caldera, la cual alimenta una máquina convencional a vapor. Con ello se reducen los costos de inversión y se mejora el rendimiento global a cifras superiores al 50%. Se han hecho más populares en la medida que se ha dispuesto de un mayor número de proveedores de gas natural. Desde el punto de vista del medio ambiente, presentan

los mismos problemas de las centrales térmicas convencionales. Además, dado que emplean turbinas a gas, sufren derrateo por altura.

En el sistema nacional operan 7 centrales de ciclo combinado cuyas características se resumen en la Tabla 2.11. Cabe destacar que 6 de ellas están ubicadas en el SIC.

Tabla 2.11

Principales características de las centrales termoeléctricas de ciclo combinado operando en el SIC y en el SING.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Región	Sistema	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
GasAtacama Generación S.A.	Atacama	1999 - 2002	2	II	SING	780,6*	767,8**
Colbún S.A.	Candelaria	2005	2	VI	SIC	269,5	269,5
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Nehuenco I	1998	2	V	SIC	368,4	373,6
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Nehuenco II	2003	2	V	SIC	398,3	382,5
S.E. Santiago S.A.	Nueva Renca	1997	1	R.M.	SIC	379,0	370,9
Endesa	San Isidro I	1998	1	V	SIC	379,0	373,9
Endesa	San Isidro II	2007-2008	1	V	SIC	406,4	399,1

* Potencia bruta mínima

** Potencia neta máxima

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado

ATACAMA

Estado	: Operación
Capacidad	: 780,58 MW
Tipo	: Termoeléctrica (ciclo combinado)
Generación media anual (2009-2010)	: 3.088,5 GWh
Combustible	: Gas natural y petróleo diesel
Número unidades	: 6
Operador	: GasAtacama Generación S.A.
Ubicación	: Mejillones, 50 km al norte de Antofagasta, Región de Antofagasta
Dirección	: Costanera Oriente s/s, Km. 2,5, Barrio Industrial, Mejillones
Teléfono	: (56-55) 357 200
Fax	: (56-55) 357 201
E-Mail	: comunicacion@endesa.cl

Empresas Relacionadas

- Endesa

Personal Ejecutivo

Gerente General	: Rudolf Araneda K.
Gerente Generación	: Luis Cahue F.

Descripción

La Central Atacama es una planta de generación termoeléctrica formada por dos bloques independientes, cada uno de los cuales está compuesto por dos turbinas a gas y una turbina a vapor. Esta configuración le permite operar 4 módulos de generación independientes de 185 MW cada uno (4 turbinas a gas y 2 turbinas a vapor), lo cual totaliza una capacidad instalada de 780,58 MW netos.

La Central Atacama contemplaba la instalación de dos ciclos combinados de

2.7 Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel

La generación termoeléctrica en base a petróleo constituye una parte importante de la matriz nacional. Los yacimientos de la XII Región, que extraen a través de plataformas marinas ubicadas en el Estrecho de Magallanes tanto en el continente como mar afuera, permiten obtener sólo una pequeña fracción de los requerimientos del país en materia de hidrocarburos.

Las Tablas 2.12 y 2.13 muestran las características de las centrales y PMG (Pequeños Medios de Generación) en base a petróleo del SIC respec-

tivamente. De acuerdo con la clasificación realizada por el CDEC-SIC este grupo de centrales incluye aquellas que operan usando Diesel, Diesel junto a Gas Natural o Gas Natural Licuado como segundo combustible, Propano-Butano, Petcoke y Diesel A-1.

En el SING existe un número más reducido de centrales, cuyas características se muestran en la Tabla 2.14. Finalmente, la Tabla 2.15 resume las centrales existentes en el sistema de Magallanes, donde el petróleo concentra el 14,6% de la capacidad instalada.

Tabla 2.12

Principales características de las centrales termoeléctricas en base a petróleo diesel operando en el SIC. .							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Región	Comuna	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
AES Gener	Santa Lidia	2009	1	VIII	Cabrero	139,0	120,0
Barrick Generación	Punta Colorada	2010	1	IV	La Higuera	17,0	16,5
Colbún	Los Pinos	2009	1	VIII	Cabrero	104,2	89,7
Eléctrica Cenizas	Cenizas	2009	3	III	Copiapó	17,1	15,3
Emelda	Emelda	2010	2	III	Diego de Almagro	69,3	69,3
Energía Verde	San Francisco de Mostazal	2002	1	VI	Mostazal	24,0	24,0
Energy Partners Chile	Degañ	2007	22	X	Isla de Chiloé	39,6	36,3
Enlasa	El Peñón	2009	50	IV	Coquimbo	81,0	74,5
	San Lorenzo de Diego de Almagro	2009	2	III	Diego de Almagro	56,0	55,8
	Teno	2009	36	VII	Teno	58,0	53,6
	Trapén	2009	50	X	Puerto Montt	81,0	74,4
Equipos Generación S.A.	CBB-Centro	2010	1	VII	Teno	13,6	
Gas Sur	Newen	2009	1	VIII	Talcahuano	15,0	14,9
Generadora del Pacífico S.A.	Termopacífico	2009	60	III	Copiapó	96,0	96,0
Hidroeléctrica La Higuera	Colmito	2008	1	V	Concón	58,0	60,0
Los Espinos	Los Espinos	2009	80	IV	Los Vilos	128,0	128,0
MVC Generación	Colihues	2010	2	VI	Requínoa	22,0	22,0
Potencia Chile	Olivos	2008	75	IV	Choapa	118,8	115,2
Sagesa	Calle Calle	2011	8	XIV	Valdivia	13,0	
	Chuyaca	2008-2010	6	X	Osorno	15,0	12,2
	Skretting	2011	4	XIV		3,0	
	Tirúa	2011	1	XIV		0,8	
SWC	El Salvador	2010	1	III	Diego de Almagro	23,8	23,8

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE

Fichas Centrales

Termoeléctricas a Diesel

ARICA

Estado	: Operación
Capacidad	: 14,3 MW
Tipo	: Petróleo
Generación anual (2010)	: 24,7 GWh
Combustible	: Diesel
Número unidades	: 3
Operador	: E-CL S.A.
Ubicación	: Arica, Región de Arica y Parinacota
Dirección	: Av. Santa María 2251, Arica, Región de Arica y Parinacota
Teléfono	: (56-58) 224 709
Fax	: (56-58) 224 709
E-Mail	: ricardo.peters@e-cl.cl

Personal Ejecutivo

Encargado Central : Ricardo Peters

Empresas Relacionadas

- GDF Suez

Descripción

La central termoeléctrica cuenta con tres unidades con motor diesel. La primera entró en operación en 1953; diez años después se puso en marcha la segunda; y finalmente en 1973 comenzó la tercera unidad a producir energía. Durante 2009 las unidades 1, 2 y 3 generaron 3,86 GWh; 2,42 GWh y 10,46 GWh, respectivamente, completando 16,74 GWh de potencia generada.

CHILOÉ

Estado	: Operación
Capacidad	: 9 MW
Tipo	: Grupos electrógenos de respaldo
Generación anual (2010)	: 1 MWh
Combustible	: Diesel
Número unidades	: 9
Operador	: Elektra Generación S.A.
Ubicación	: Región de Los Lagos
Dirección	: Alcántara 44, piso 11, Las Condes, Santiago.
Fono	: (56-2) 228 7775
Fax	: (56-2) 228 7775
E-Mail	: alarenas@cen.cl

Descripción

La central Chiloé, puesta en operación en el año 2008, constituye un Pequeño Medio de Generación (PMG), conformado por 9 grupos electrógenos de respaldo, que utilizan petróleo diesel como combustible. La capacidad total instalada es de 9 MW. La energía generada es despachada al Sistema Interconectado Central (SIC), conectándose en 23 kV, a través de la subestación Quellón. La central tiene como principal objetivo proveer de energía

eléctrica al Sistema Interconectado Central en casos de emergencia, tales como sequías, escasez de gas natural o catástrofes naturales que limiten o suspendan el normal abastecimiento de energía eléctrica a la población, respondiendo eficazmente a los requerimientos del sistema en el corto plazo de manera económica, rápida y eficiente.

CONSTITUCIÓN 1

Estado	: Operación
Capacidad	: 9,3 MW
Tipo	: Grupos electrógenos de respaldo
Generación anual (2010)	: 1,9 GWh
Combustible	: Diesel
Número unidades	: 6
Operador	: Elektra Generación S.A.
Ubicación	: Comuna de Constitución, Región del Maule
Dirección	: Alcántara 44 Piso 11, Las Condes, Santiago.
Fono	: (56-2) 228 7775
Fax	: (56-2) 228 7775
E-Mail	: alarenas@cen.cl

Personal Ejecutivo

Jefe de Planta : Rigoberto Ferrer

Descripción

La central de Constitución 1 de Elektra Generación S.A. consiste en un pequeño medio de generación eléctrica (PMG), conformado por un grupo electrógeno de respaldo de seis (6) unidades, las cuales utilizan petróleo diesel como combustible. La capacidad total instalada de este grupo electrógeno es de 9,3 MW y su operación se inicia en 2007.

ENAEX

Estado	: Operación
Capacidad	: 2,7 MW
Tipo	: Termoeléctrica
Generación anual (2009)	: 632 MWh
Combustible	: Diesel
Número unidades	: 2
Operador	: E-CL S.A.

Empresas Relacionadas

- GDF Suez

Descripción

Las dos unidades de la central termoeléctrica Enaex, operadas por E-CL S.A., fueron puestas en servicio en 1996. El combustible utilizado es petróleo Diesel y la potencia bruta suma 2,7 MW, que son entregados al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

2.8 Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel/Fuel Oil

Junto al grupo de centrales que funcionan en base a petróleo y sus derivados, existe otro grupo de unidades que generalmente sirven en los periodos de mayor demanda dado que poseen un mayor costo de operación. Su flexibilidad en la operación y ubicación las hace útiles como

respaldo o cuando se requiera satisfacer la demanda rápidamente.

Las características principales de las centrales de este tipo se presentan en la Tabla 2.16.

Tabla 2.16

Principales características de las centrales termoeléctricas en base a petróleo diesel/fuel oil operando en el SIC.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Región	Sistema	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
Cenelca	Antilhue TG	2005	2	XIV	SIC	101,8	100,6
Endesa	Diego de Almagro	1981	2	III	SIC	47,6	47,3
Enor Chile	Esperanza TG	2007	3	VI	SIC	22,1	21,5
Arauco Generación	Horcones TG	2004	1	VIII	SIC	25,0	24,3
	Nueva Aldea II	2006	1	VIII	SIC	11,0	10,0
Endesa	Huasco TG	1977 U1-U2; 1979 U3	5	III	SIC	91,8	90,4
AES Gener	Laguna Verde TG	2004	1	V	SIC	18,8	18,7
AES Gener	Los Vientos TG	2007	1	V	SIC	125,0	124,4
Endesa	Quintero	2009	2	V	SIC	289,8	289,8
S.E. Santiago S.A.	Renca	1962	2	XIII	SIC	100,0	92,0
Petropower S.A.	Petropower	1998	1	VIII	SIC	73,6	
E-CL	Mantos Blancos	1995	10	II	SING	28,6	27,9
Electroandina	Tamaya	2009	10	II	SING	103,7	99,0
Inacal S.A.	Diesel Inacal	2009	4	II	SING	6,8	6,6

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas Centrales Termoeléctricas a Diesel / Fuel Oil

ANTILHUE I - II

Estado : Operación
 Capacidad : 100,1 MW
 Tipo : Ciclo abierto
 Generación anual (2010) : 71,83 GWh
 Combustible : Gas / Petróleo Diesel
 Número unidades : 2
 Operador : Colbún S.A.
 Ubicación : Comuna de Valdivia, Región de Los Ríos
 Dirección : Av. Apoquindo 4775, piso 11, Santiago
 Teléfono : (56-2) 460 4000
 Fax : (56-2) 460 4005
 E-Mail : contacto@colbun.cl

Personal Ejecutivo

Gerente General : Bernardo Larrain M.
 Gerente División : Enrique Donoso M.
 Jefe de Planta : Patricio Guerra M.

Empresas Relacionadas

- HGV
- Hidroeléctrica Aconcagua.

Descripción

La Central Termoeléctrica Antilhue se compone de 2 conjuntos turbogeneradores, con una potencia de diseño de 50 MW cada uno, y denominadas Antilhue I y Antilhue II, ubicadas al costado sureste de la Subestación Valdivia. La unidad

2.9 Centrales Eólicas

Dentro del rango de tecnologías que actualmente califican como ERNC, la generación eólica ha sido la que ha tenido mayor penetración en el sistema eléctrico nacional. Se encuentra presente en todos los sistemas, exceptuando al SING, completando aproximadamente 170 MW de potencia neta instalada y un importante número de proyectos en curso.

La Tabla 2.17 muestra las características de las centrales eólicas que se encuentran actualmente en operación en el SIC mientras que la Tabla 2.18 se refiere a las centrales pertenecientes a los sistemas del extremo sur del país.

Tabla 2.17

Principales características de parques eólicos del SIC.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Potencia unitaria (MW)	Factor de planta ¹	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
Endesa Eco	Canela II	2009	40	1,50	21,1%	60,0	59,4
Endesa Eco	Canela I	2007	11	1,65	23,6%	18,2	18,0
Eólica Monte Redondo	Monte Redondo	2010	19	2,00	21,3%	38,0	37,6
Cristalerías Toro	Lebu***	2009	3	2,76	19,4%	3,6	3,6
Norvind	Totalal	2010	23	2,00	18,7%	46,0	45,5

¹ Estimación en base a la producción del año y la potencia neta total

*** PGMD

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Tabla 2.18

Principales características de parques eólicos del sistema de Aysén y Magallanes.							
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Sistema	Velocidad nominal de aerogeneradores (m/s)	Potencia unitaria (kW)	Potencia neta total (MW)
Edelaysén	Alto Baguales	2001	3	Aysén	17	660	1,98
Methanex	Cabo Negro	2010	3	Magallanes	14	780	2,34

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.

Fichas

Parques Eólicos

ALTO BAGUALES

Estado	: Operación
Capacidad	: 1,98 MW
Tipo	: Eólica
Generación Anual (2010):	6.78 GWh
Unidad	: Aerogenerador
Número de unidades	: 3
Operador	: Edelaysén S.A.
Ubicación	: 4 km al norte de Coyhaique, Región de Aysén
Dirección	: Francisco Bilbao 412, Coyhaique
Teléfono	: (56-67) 218 816
Fax	: (56-67) 218 812

E-Mail : edelAysén@edelAysén.cl

Web : www.edelAysén.cl

Personal Ejecutivo

Gerente General : Francisco Mualim Tietz

Gerente de Operaciones : Francisco Quintana Lavados

Administrador Regional Aysén : David Hidalgo

Empresas Relacionadas

- Saesa

2.10 Centrales de Biomasa/Biogás

Dentro de las fuentes renovables que integran el grupo de tecnologías ERNC, la biomasa comprende los recursos biológicos disponibles para la generación de energía. La ventaja de este tipo de combustible es que no produce emisiones de dióxido de carbono, siendo de esta forma beneficioso para el medio ambiente.

En Chile actualmente la mayor fuente de residuos corresponde a la industria forestal de la zona sur. Por su parte, las estimaciones realizadas por la CNE en conjunto con organismos internacionales establecen un rango potencial entre 310 MW y 470 MW para este

tipo de combustible.

En 2010 se incorporó al biogás proveniente desde vertederos como fuente de generación a través del proyecto Loma Los Colorados, cuya segunda fase, inaugurada en 2011 en la comuna de Til Til, permite completar 12 MW aproximadamente de potencia instalada en base a esta nueva tecnología.

Los principales antecedentes de este tipo de centrales se resumen en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19

Centrales en operación que utilizan biomasa o biogás como combustible.								
Propietario	Central	Año puesta en servicio	Número de unidades	Tipo de combustible primario	Localización (Comuna)	Región	Potencia bruta total (MW)	Potencia neta total (MW)
Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Arauco	1996	1	Biomasa - Petróleo N°6	Arauco	VIII	30,1	30,1
	Licantén	2004	1	Biomasa - Petróleo N°6	Molina	VII	27,0	4,0
	Valdivia	2004	1	Biomasa - Petróleo N°6	Valdivia	XIV	61,0	61,0
	Nueva Aldea III	2008	1	Biomasa	Ránquil	VIII	65,0	37,0
	Celco	1996	1	Biomasa - Petróleo N°6	Constitución	VII	20,0	8,0
Energía Verde	Constitución	1995 - 2007	2	Biomasa	Constitución	VII	11,1	10,1
Energía Verde	Laja	1995 - 2007	2	Biomasa	Cabrero	VIII	12,7	11,7
Nueva Energía	Escuadrón ¹	2008 - 2009	2	Biomasa	Concepción	VIII	15,5	14,2
Paneles Arauco S.A.	Cholguán	2003	1	Biomasa - Petróleo N°6	Yungay	VIII	29,0	13,0
	Nueva Aldea I (ex - Itata)	2005	1	Biomasa	Ránquil	VIII	29,3	14,0
Masisa Ecoenergía	Masisa	2010	1	Biomasa	Cabrero	VIII	11,0	10,5
HBS Energía	HBS***	2011	1	Biomasa	Los Ángeles	VIII	2,2	
KDM	Loma Los Colorados***	2010	2	Biogás	Til Til	R.M.	2,0	2,0
KDM	Loma Los Colorados II ***	2011	1	Biogás	Til Til	R.M.	9,8	

¹ Ex central FPC

*** PGMD

Fuente: Capacidad Instalada por Sistema Nacional. CNE.



CAPÍTULO PROYECTOS EN DESARROLLO



CATASTRO DE CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS

POWER PLANTS & PROJECTS SURVEY

2012

Desde la promulgación de la Ley de Bases del Medio Ambiente, Ley 19.300 de 1994, los proyectos eléctricos de generación y transmisión deben ingresar en forma obligatoria al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), además de someterse a las restricciones establecidas por los Planes de Descontaminación y Prevención en zonas latentes y saturadas. En el caso de las centrales de generación eléctrica, todas aquellas con una potencia superior a 3 MW deben someterse a estudio.

En el último tiempo este tipo de estudios ha adquirido una gran relevancia ante la comunidad por la preocupación que genera la instalación de centrales cerca de lugares urbanos o de ecosistemas sin intervención humana. Tanto la discrecionalidad por parte de las autoridades como las limitaciones de la evaluación han sido fuente de desconfianza del proceso de evaluación por parte de la ciudadanía. El informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE) destaca las mejoras en los procedimientos y la información en los procesos de evaluación. Sin embargo reconoce la existencia de limitaciones en el sistema dada la gran cantidad de variables involucradas. Reconoce que el SEIA es un instrumento que está limitado por la ausencia o insuficiencia de políticas y normas relacionadas con la protección de la biodiversidad y los recursos naturales, con la falta de normas secundarias de calidad ambiental y con las limitaciones de los instrumentos de planificación territorial. Como ejemplos de materias en las cuales existe déficit de políticas y normas se puede mencionar la compatibilidad entre la actividad eléctrica y el turismo o desarrollo de actividades productivas alternativas en las áreas afectadas, la falta de políticas claras respecto a la afectación de territorios reclamados por los pueblos originarios, y el limitado conocimiento de los ecosistemas asociados a cuencas hidrográficas de interés hidroeléctrico.

La pérdida de legitimidad y credibilidad percibida por los habitantes ha generado incertidumbre en la determinación de los plazos de aprobación de los proyectos, lo cual se traduce en mayor riesgo en las inversiones y en la entrada oportuna en operación de nueva infraestructura eléctrica. Según datos del Ministerio de Energía, una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) toma alrededor de 194 días, mientras que una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) supera los 390 días, sin considerar los permisos sectoriales relacionados con las concesiones marítimas (proyectos termoeléctricos), derechos de agua (obras hidroeléctricas) y compras o arriendos de bienes fiscales, que aumentan considerablemente la estimación inicial. Tanto en el caso de la generación como en la transmisión se han producido atrasos en la

entrada en operación de proyectos importantes por mayores plazos en la evaluación ambiental.

En total se han ingresado más de 60 proyectos que completan aproximadamente 20.860 MW de potencia y una inversión declarada de 35.621 MMUS\$. El 81% de la capacidad de estos proyectos está ubicada en el SIC concentrando además el 75% de la inversión en nuevas centrales eléctricas.

En base a distintos escenarios se han propuesto opciones para desarrollar una matriz que permita satisfacer los requerimientos energéticos del país y que, por otra parte, responda a los requerimientos que la sociedad impone en términos de diversificación y sustentabilidad. Las tecnologías consideradas incluyen centrales térmicas a carbón, centrales hidroeléctricas y una combinación de ERNC, que considera biomasa, geotermia, energía eólica y minicentrales hidroeléctricas como fuentes de generación. La energía nuclear no ha sido descartada mientras se avanza en el estudio de su factibilidad. Se espera que, si la autoridad decide ejecutar esta opción, a fines de la próxima década podría comenzar la operación de la primera central de generación nuclear del país.

Por otra parte, es esperable que Chile adquiera compromisos más importantes en materia de cambio climático y reducción de emisiones de gases invernadero. Según un estudio del Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) de la Universidad de Chile, al año 2006 el sector eléctrico es parte importante de la emisión de gases per cápita, la cual alcanzó 3,9 toneladas de CO₂ por habitante en dicho año, ubicándose por sobre la media en América Latina pero bajo los estándares de países desarrollados. Se estima que en 2030 las emisiones aumentarían a 13,8 toneladas de CO₂ per cápita, principalmente por el aumento de la participación del sector energía. El escenario actual considera un ingreso importante de centrales a carbón y proyectos de gran envergadura principalmente en el SING. La disponibilidad de carbón en la Región de Magallanes reduciría los costos de transporte e importación de este energético aumentando su atractivo para los inversionistas. Sin embargo en el largo plazo esto afectaría directamente la competitividad de los productos exportados por el aumento de su huella de carbono. El desafío de las autoridades radica en la búsqueda de mecanismos que incentiven el ingreso de centrales ERNC, junto al desarrollo de tecnología convencional que otorgue seguridad y suficiencia al sistema, además de la necesidad de sustituir la generación más ineficiente. Dentro de estas alternativas destaca la hidroelectricidad a gran escala y el GNL.

Tabla 3.1

Centrales en Evaluación de Impacto Ambiental vigente en el SIC según tipo de generación.		
Tipo de generación	SIC	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Hidráulica	6.335	8.969
Diesel	1.449	1.091
Eólica	2.526	5.614
GNL	879	527
Carbón	5.490	10.031
Otros	317	628
Total	16.997	26.860

Fuente: Reporte Sector Eléctrico, enero 2012. Systep.

Tabla 3.2

Centrales en Evaluación de Impacto Ambiental vigente en el SING según tipo de generación.		
Tipo de generación	SING	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Carbón	1.770	3.500
Fuel-Oil N° 6	216	302
Diesel	207	340
Solar	762	2.442
Geotermia	50	180
Eólico	857	1.997
Total	3.863	8.761

Fuente: Reporte Sector Eléctrico, enero 2012. Systep.

Tabla 3.3

Estado	Características de proyectos según estado de calificación en SIC y SING.			
	SING		SIC	
	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
Aprobado	3.511	7.655	13.599	20.335
En calificación	352	1.106	3.398	6.525
Total	3.863	8.761	16.997	26.860

Fuente: Reporte Sector Eléctrico, enero 2012. Systep.

En el SIC actualmente existen 12 proyectos en construcción con fecha de ingreso estimada entre enero y diciembre de 2012, totalizando 1.157 MW de potencia. Para el SING no existe ningún proyecto en

construcción con fecha de incorporación al sistema dentro de los plazos mencionados, puesto que todas las centrales consideradas en construcción en el último estudio de fijación de Precios de Nudo ya iniciaron su operación comercial.

Tabla 3.4

Características principales de las centrales proyectadas para comenzar su operación comercial.						
Nombre de central	Propietario	Tipo	Fuente	Sistema	Fecha de ingreso estimada	Potencia máx. neta (MW)
Rucatayo	Pilmaiquén	Hidroeléctrica	Pasada	SIC	Febrero 2012	60
Laja 1	IPR GDF Suez	Hidroeléctrica	Pasada	SIC	Abril 2012	34
San Andrés	HydroChile	Hidroeléctrica	Pasada	SIC	Junio 2012	30
Pulelfú	Capullo	Hidroeléctrica	Pasada	SIC	Diciembre 2012	9
Santa María	Colbún	Termoeléctrica	Carbón	SIC	Abril 2012	343
Bocamina 2	Endesa	Termoeléctrica	Carbón	SIC	Junio 2012	342
Taltal 1	Endesa	Termoeléctrica	GNL	SIC	Octubre 2012	122
Taltal 2	Endesa	Termoeléctrica	GNL	SIC	Octubre 2012	123
Lautaro	Comasa	Termoeléctrica	Biomasa	SIC	Febrero 2012	25
Energía Pacífico	EPSA	Termoeléctrica	Biomasa/ Cogeneración	SIC	Febrero 2012	17
Viñales	Arauco	Termoeléctrica	Cogeneración	SIC	Marzo 2012	32
Punta Colorada	Barrick Chile Generación	Eólica		SIC	Enero 2012	20

Fuente: Reporte Sector Eléctrico Systep.

3.1 Centrales Hidroeléctricas de Pasada

Junto a las centrales hidroeléctricas tipo embalse, una gran proporción de la matriz está compuesta por centrales de pasada debido al gran potencial presente en el país, el cual ha sido estimado en cerca de 25.000 MW por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). El conjunto de las centrales hidroeléctricas en evaluación concentra cerca del 37% en términos de potencia en el SIC, donde una alta proporción pertenece a las centrales de pasada, en particular a aquellas de menor escala o mini hidro, es decir, aquellas que poseen una potencia instalada menor a 20 MW.

La Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas, APEMEC, ha impulsado la difusión y promoción de esta alternativa,

competitiva y de bajo impacto ambiental, para el desarrollo de la matriz energética en los próximos años. Según un catastro de este organismo, en 2009 existían más de 170 proyectos que completaban aproximadamente 3.000 MW.

Al igual que la mayoría de las tecnologías ERNC, el potencial del sector mini hidro ha sido estudiado por la CNE, estimando más de 10.000 MW de potencia en nuestro país, convirtiéndola en una de las más abundantes dentro de las alternativas no convencionales. Junto a ellas existe un alto número de proyectos de mayor envergadura que tienen como objetivo explotar el potencial hidráulico disponible entre las Regiones VI y X.

Mano de Obra	
Etapa	Número trabajadores
Construcción	165
Operación	5

Datos Técnicos						
Tipo de turbina	Altura Neta de caída (m)	Caudal por tubería (m ³ /s)	Potencia nominal por turbina (MW)	Tipo de generador	Orientación eje generador	Potencia activa en bornes del generador (MW)
Francis	103,2	12,5	11,76	Sincrónico	Horizontal	22,54

Ficha Técnica

Etapas principales

- Preparación del terreno
- Construcción de caminos de acceso
- Despeje de faja para tubería en presión
- Construcción de obras permanentes
- Procesamiento de la planta de chancado
- Nivelación de terrenos de casa de máquinas
- Canal de enlace y derivación a la central
- Túnel de aducción
- Cámara de carga
- Tubería en presión
- Canal de descarga al río

Equipos y Maquinarias

- Camiones Tolva
- Excavadoras y/o retroexcavadoras
- Camión Aljibe
- Motoniveladora
- Bulldozer
- Cargadores Frontales
- Grúa
- Camiones Hormigueros
- Bombas de Hormigón
- Rodillo Vibrador
- Perforadoras manuales
- Compresores
- Placas Compactadoras
- Generadores Portátiles
- Vibradores de inmersión
- Compresor
- Torres de Iluminación

3.2 Centrales Hidroeléctricas de Embalse

La hidroelectricidad de gran escala ha sido una componente clave en el desarrollo del sistema eléctrico nacional. La evolución de las cotas de los embalses durante la última década confirma el escenario de vulnerabilidad de abastecimiento que presenta el sistema. En los últimos años se ha observado un deterioro sostenido de la evolución de las cotas de los embalses. En particular, durante 2011, las dos principales acumulaciones de agua del país, La Invernada y el Lago Laja, han mantenido niveles por debajo de los años anteriores, lo cual, junto con las restricciones en la capacidad de transmisión en la zona central, influyeron en la firma del decreto de racionamiento preventivo en febrero del año pasado. De igual forma la trayectoria de la energía embalsada se relaciona con el porcentaje de generación hidroeléctrica. Desde el año 2006 este porcentaje no ha logrado superar el 50% de la generación total del país, llegando sólo a 36,5% durante 2010.

Las opciones propuestas para el desarrollo futuro de la matriz en los próximos años están basadas en un alto porcentaje en la operación de centrales hidroeléctricas de gran escala, en particular aquellas proyectadas en la Región de Aysén. Dentro de las ventajas señaladas por expertos destacan su baja correlación con la variabilidad hidrológica de

la zona centro del país, confiabilidad y regularidad de producción, baja emisión de gases de efecto invernadero y ventajas estratégicas relacionadas con la reducción de la importación de combustibles. Debido al alto potencial de generación existente en la zona (aproximadamente 6.000 MW), se recomienda que los Ministerios de Energía y Medio Ambiente lideren un estudio del uso de los recursos disponibles así como las opciones de infraestructura de transmisión requerida en el largo plazo para explotar en forma estratégica el potencial hidroeléctrico disponible en el sur [4].

Durante 2011 este tipo de tecnología destacó por ser una de las más cuestionadas por la ciudadanía. A pesar de la aprobación ambiental de uno de estos proyectos aún debe enfrentar la tramitación del EIA correspondiente a la línea de transmisión y una serie de requerimientos jurídicos en curso. Recientemente el Gobierno ha dado señales de impulsar la operación de este tipo de centrales y aprovechar los recursos hídricos de la Patagonia, lo cual permite anticipar que tanto la aprobación de la parte final del proyecto, así como otras dos obras similares, serán resistidas por buena parte de la opinión pública.

Proyecto

Angostura

Etapa actual	: En construcción (inicio febrero de 2010)
Razón Social	: Colbún S.A.
Domicilio	: Apoquindo 4775, piso 11
Ciudad	: Santiago
Teléfono	: (56-2) 4604000
Fax	: (56-2) 4604005
Internet	: www.colbun.cl
Ubicación	: 63 kilómetros al suroriente de la ciudad de Los Ángeles, Comunas de Quilaco y Santa Bárbara, Región del Biobío

EJECUTIVOS A CARGO

Gerente Proyecto	: Leonardo Díaz
E-mail	: ldiaz@colbun.cl
Representante legal	: Bernardo Larraín
E-mail	: pbaranao@colbun.cl

Propiedad	: Colbún S.A.
Sistema Interconectado	: SIC
Objetivo	: Construcción y operación de una central hidroeléctrica tipo embalse de 316 MW de potencia.
Tipo de Central	: Hidroeléctrica de embalse
Capacidad Instalada	: 316 MW
Producción Anual	: 1.542 GWh
Inversión (MMUS\$)	: 500
Puesta en Marcha	: Segundo semestre 2013
Vida Útil (años)	: Indefinida

Descripción del Proyecto

El proyecto Central Hidroeléctrica Angostura, perteneciente a Colbún S.A. corresponde a una central de embalse localizada en las Comunas de Quilaco y Santa Bárbara, en la Provincia y Región del Biobío. La creación del embalse considera la inundación de un total de 675 hectáreas a su cota de operación normal de 317 msnm.

El volumen total embalsado alcanzará 100 millones de m³ con una profundidad de 50 metros en las cercanías del muro. Posee una menor altura de presa y capacidad de embalsamiento que las centrales Pangue y Ranco, y durante su operación sólo poseerá una limitada capacidad de regulación.

La potencia instalada del proyecto es de 316 MW, correspondiente al 3,7% del total de la capacidad instalada actual del SIC, constituyendo un aporte importante a los requerimientos energéticos anuales del país. La energía generada se entregará al SIC por medio de un tendido eléctrico de Alta Tensión no incluido en el proyecto inicial, que empalmará con la S/E Mulchén.

Se contempla una inversión aproximada de 500 millones de dólares, y una vida útil superior a 100 años. En septiembre de 2008 Colbún S.A. entregó a la Corema de la Región del Biobío el Estudio de Impacto Ambiental, el cual fue aprobado por el organismo en noviembre de 2009. La construcción del proyecto comenzó en febrero de 2010, estimando su puesta en servicio durante el segundo semestre de 2012.

Mano de Obra	
Etapa	Número trabajadores
Construcción	500 (máximo 1.200)
Operación	50

Datos Técnicos						
Volumen embalse (MMm ³)	Cota de operación normal (msnm)	Superficie embalse (hectáreas)	Energía media anual (GWh)	Potencia (MW)	Altura neta de caída (metros)	Caudal de diseño (m ³ /s)
100	317	641	1542	316	50	700

Ficha Técnica

Obras principales

- Presa de hormigón rodillado y presa de tierra en hormigón
- Embalse
- Obras de toma
- Túneles de aducción
- Túneles de devolución del caudal turbinado
- Piques de manejo de compuertas
- Caverna de generación con S/E encapsulada
- Enlace con tendido de transmisión al SIC
- Instalaciones auxiliares
- Obras viales y oficinas, bodegas, talleres

Equipos y Maquinarias

Unidades generadoras:

- Turbinas tipo Francis de eje vertical
- Generadores

Maquinarias:

- Bulldozer
- Retroexcavadoras
- Excavadoras
- Cargadores frontales
- Jumbo
- Perforadoras sobre orugas
- Perforadoras manuales
- Compresores diesel
- Bombas de inyección
- Cinta transportadora
- Camiones capacidad mayor y menor a 30 t
- Bombas de HP
- Motoniveladoras
- Rodillos compactadores
- Camiones aljibe

3.3 Centrales Termoeléctricas de Carbón

La variabilidad hidrológica de los últimos años y los cortes de suministro de gas natural argentino desde el año 2004 han significado la incorporación progresiva del carbón dentro de la matriz eléctrica del país. En la actualidad existen más de 7.000 MW de potencia en base a este energético, variando su proporción en cada sistema. En el SIC el carbón alcanza un 32% de los proyectos en desarrollo mientras que en el SING sobrepasa el 46%.

Los incentivos para invertir en este tipo de centrales podrían aumentar significativamente tras la resolución del Comité de Ministros del Medio Ambiente, que en agosto de 2011 aprobó la explotación del primero de los yacimientos contemplados en el proyecto Isla Riesco, validando la tramitación ambiental aprobada en febrero. Las reservas estimadas dentro de la zona de concesión ascienden a 240 MMT, lo cual permitiría sustentar una operación continua durante 20 años.

En particular, este proyecto cuenta con reservas estimadas de 73 MMT y se estima que la explotación tendrá una vida útil de 12 años,

en la medida que los niveles de extracción alcancen los 6 millones de toneladas anuales.

Si las proyecciones de extracción anual se cumplen la explotación de este yacimiento cubriría, por sí solo, el consumo bruto observado durante el año 2009, reduciendo en forma importante o eventualmente eliminando las importaciones de carbón. Como consecuencia, en un escenario favorable se generarían reducciones del orden del 30% en la dependencia energética total, considerando los volúmenes de importación de los últimos años.

Junto con la extracción del carbón se contempla una fase de transporte hacia las instalaciones portuarias ubicadas en el sector de Punta Lackwater, a través de un camino privado dedicado exclusivamente al transporte de carbón. Además de la demanda de las centrales generadoras del SIC y el SING en construcción y operativas, en particular aquellas controladas por los grupos propietarios de Minera Isla Riesco, se considera factible exportar la producción excedentaria.

3.4 Centrales Termoeléctricas de Petróleo Diesel

En el país la generación de respaldo está compuesta principalmente por turbinas que funcionan en base a petróleo diesel y fuel oil. Según los datos de 2010, un 12% de la capacidad instalada a nivel nacional funciona en base a uno de estos combustibles.

Las centrales en base a petróleo se incrementaron rápidamente a partir de la crisis de suministro que enfrentó el país a raíz de los cortes de gas natural desde Argentina. En general, este tipo de centrales son de rápida construcción, no requieren intervenir grandes áreas y debido a su alto factor de planta, lograron reducir el riesgo de desabastecimiento que era previsto en ese entonces.

Dentro de las medidas tomadas para incentivar la instalación de este tipo de centrales destacó la recuperación expedita del impuesto específico con el que se gravan las compras de combustible, para aquellas empresas que decidieran invertir en esta tecnología. Este incentivo, establecido mediante un proyecto de ley en 2008, finalizó en marzo de 2011.

Actualmente un 8% de los proyectos en proceso de evaluación ubicados en el SIC corresponde a centrales en base a petróleo diesel, mientras que un 11% está compuesto por unidades que funcionan utilizando diesel o fuel oil en el SING.

3.5 Centrales Eólicas

Este tipo de generación posee un factor de planta que varía entre 30% y 40% dependiendo del emplazamiento. Aunque es considerado un recurso intermitente, sus variaciones más significativas son horarias y diarias. Anualmente se verifican diferencias del orden de 10%. Es por ello que la evaluación horaria o diaria debe ser compensada con otro tipo de generación de reserva, como térmica o hidráulica.

Esta tecnología ha experimentado el mayor crecimiento a nivel mundial durante los últimos años, y su crecimiento en las próximas décadas dependerá en gran medida de las políticas tanto globales como a nivel local que se adopten en el futuro

La ventaja más importante que presenta es el desplazamiento de centrales que utilizan combustibles fósiles. Se estima que cada MWh producido mitiga la emisión de 0,9 toneladas de CO₂ en comparación con una central a carbón, y 0,41 t para el caso de una central de gas natural. Además, es compatible con otras actividades como la ganadería o la agricultura, dado que tiene un uso no invasivo de las superficies en que se instalan. En comparación con otras tecnologías renovables, tiene una mayor madurez tecnológica y un gran desarrollo comercial, lo que ha

incrementado exponencialmente la capacidad instalada a nivel mundial y el número de empresas que desarrollan esta tecnología.

Entre los factores que desincentivan el uso de este tipo de recursos se cuenta la falta de catastros y mediciones de comportamiento de viento en alturas de 50 a 80 metros, además de carecer de aspectos regulatorios respecto a derechos de exploración de recursos eólicos, costos del terreno y franjas de paso; aspectos especialmente importantes a la hora de realizar mediciones para estimar el recurso existente. Otro punto es la inexperiencia en la integración de parques eólicos a las redes locales y al mercado eléctrico, lo que genera incertidumbre sobre la incorporación de proyectos relacionados con esta tecnología por parte de los propietarios de las redes.

En Chile se reconoce el potencial existente en la zona norte, los valles transversales y el sector costero, particularmente en la zona desde Concepción al sur. Actualmente existe un total de 3.383 MW en evaluación, correspondientes al 16% del número total de proyectos. Además destaca un número importante de centrales de gran envergadura, superiores a 200 MW, cuyo objetivo es aumentar en un porcentaje considerable la participación de la energía eólica en la oferta de energía eléctrica y primaria del país durante los próximos años.

Proyecto

Parque Eólico Arauco

Etapa actual	: EIA aprobado
Domicilio	: Rengo 94, Oficina 53, Concepción
Teléfono	: (56-41) 273 2493
Internet	: www.elpower.com
Ubicación	: El proyecto se localiza en la Comuna de Arauco, VIII Región del Biobío. Específicamente, en el borde costero de la cabecera sur del Golfo de Arauco, al oeste de Arauco y Caleta Tubul.

Ejecutivos a Cargo	
Representante Legal	: José Manuel Corcelles Pereira
E-mail	: info@heliumenergychile.com

Propiedad	: Element Power Chile S.A.
Sistema Interconectado	: SIC
Objetivo	: Satisfacer la creciente demanda energética, industrial y residencial del Sistema Interconectado Central mediante la generación de energía eólica.
Tipo de Central	: Eólica
Capacidad Estimada	: 125 MW
Producción Anual	: 282 GWh
Inversión (MMUS\$)	: 235
Vida Útil (años)	: Se evalúa un periodo mínimo de 25 años

Descripción del Proyecto

El Proyecto consiste en la construcción y operación de un parque eólico para la generación de energía eléctrica, a partir de la energía cinética del viento que es captada mediante el movimiento de las aspas del aerogenerador, y posteriormente entregada al generador. El Parque Eólico estará conformado por 50 aerogeneradores de 2,5 MW de potencia cada uno, logrando así una potencia instalada total de 125 MW.

Cada aerogenerador cuenta con un rotor, al cual van adosadas las aspas, e inmediatamente tras éste se encuentra la góndola, que es el centro de mando del aerogenerador. Ésta se encuentra equipada con un anemómetro y una veleta que se encargan de entregar la información de dirección y velocidad del viento en forma constante.

Los aerogeneradores constan de tres partes principales, que son aspas, torre, y góndola. Las aspas están construidas con fibra de vidrio y reforzadas con resina. Cada una de ellas posee sus dos bordes alisados y afinados, unidos a una estructura de soporte o buje, que sostiene las tres aspas de cada aerogenerador.

La torre corresponde a la estructura de soporte del aerogenerador, que consta de tres partes ensambladas una sobre la otra, hasta lograr una altura de 90 m sobre el nivel de terreno y es estabilizada sobre una fundación enterrada para darle soporte. Sobre la torre se ubica la estructura que contiene los equipos necesarios para la generación de energía eléctrica, es decir, la góndola, la cual es ensamblada al

conjunto aspas-buje. El sistema aspas-buje, por su parte, se une a la góndola mediante un eje central, para así transmitir la energía cinética al generador a través del multiplicador. Esta transmisión de energía se realiza mediante un sistema libre de mantención compuesto por la unión del multiplicador con el generador. El generador está compuesto de un sistema especial no sincronizado de cuatro polos generadores con un rotor que capta el movimiento del multiplicador.

Características sistema de frenado. El sistema de frenado de cada aerogenerador se denomina "PITCH" y consiste en un freno del tipo hidráulico que hace girar las aspas de tal forma de generar mayor roce y turbulencia contra el viento. Además cada aerogenerador cuenta con un freno mecánico de discos que detiene completamente las turbinas en caso de emergencia o cese de funcionamiento de la planta.

Sistema de control y monitoreo. Todo el control y regulación de las funciones de los aerogeneradores se realizan mediante una computadora que supervisa en tiempo real y en forma remota, el funcionamiento de la turbina y sus componentes, garantizándose continuamente con esto la máxima seguridad y productividad.

Sistema de protección contra rayos. Cada torre contará con un sistema de cableado a tierra a fin de proteger el aerogenerador de posibles impactos por rayos.

3.6 Centrales Geotérmicas

En la actualidad, diversos estudios han señalado la posición privilegiada del país en cuanto al potencial de generación en base a fuentes renovables. Una de estas fuentes está basada en la actividad volcánica, producida por la ubicación del país dentro del cinturón de fuego del Pacífico. Si bien esta característica determina que Chile sea uno de los países con mayor sismicidad del mundo, también nos beneficia desde el punto de vista del potencial geotérmico. Los estudios mencionados han determinado un potencial bruto aproximado de 16.000 MW al 2025, según estadísticas del Centro de Energías Renovables (CER), lo cual determina una alta producción de energía debido al alto factor de planta que exhibe esta tecnología. Si además se considera que es una energía limpia y sustentable, se generan altas expectativas en cuanto al desarrollo de esta fuente energética.

Las exploraciones del potencial geotérmico en Chile comenzaron en el año 1931 con la primera perforación en El Tatio, pero hasta la fecha no se ha concretado ningún proyecto de generación eléctrica en el país. Los altos costos de exploración e inversión, así como la baja competitividad frente a las fuentes convencionales de generación en décadas anteriores, detuvieron el desarrollo de este tipo de proyectos. En los últimos años se ha impulsado esta actividad mediante los procesos de licitación de concesiones por parte del Estado, lo que ha permitido

que un número importante de empresas comiencen con los procesos de exploración geotérmica y el diseño de ingeniería de los proyectos.

Existen cerca de 2.900 volcanes en Chile, de los cuales unos 80 registran actividad permanente y cerca de 270 poseen fuentes termales, antecedente que coloca a la geotermia como una alternativa real de generación de energía. El potencial de generación eléctrica mediante el uso de la geotermia en Chile se estima en 16.000 MW de potencia explotable, según un estudio del profesor Alfredo Lahsen de 1986. Este valor puede aumentar en la medida en que se apliquen nuevas tecnologías que aprovechen fuentes geotermiales de menor temperatura, con menor disponibilidad de agua o a mayor profundidad.

En base a estos antecedentes, y considerando la meta de poseer un 20% de generación en base a ERNC en 2020, el Ministerio de Energía impulsó la entrega de concesiones de exploración y explotación a inversionistas interesados en explotar este recurso, por medio de la Ley de Concesiones de Energía Geotérmica N° 19.657 del año 2000. Hasta la fecha existen 6 concesiones de explotación y 26 de exploración vigentes, además de un centenar de otros proyectos en solicitud. Las Tablas 3.7 y 3.8 muestran las principales características de estas concesiones.

Proyecto

Central Geotérmica Cerro Pabellón

Etapa actual	: EIA en calificación	(ENG), alianza entre Enel (51%), Enap (48%) y Codelco (1%)
Domicilio	: Rosario Norte 532, piso 19, Las Condes	
Teléfono	: (56-2) 899 9200	Sistema Interconectado : SING
Fax	: (56-2) 470 0084	Objetivo : El objetivo del proyecto es la producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento sustentable del calor endógeno almacenado en ciertas zonas de la corteza terrestre.
Internet	: www.enel-latinamerica.com	Tipo de Central : Geotérmica
Ubicación	: Las instalaciones del proyecto estarán ubicadas en el sector de Pampa Apacheta, Comuna de Ollagüe, Provincia de El Loa, Región de Antofagasta.	Capacidad Estimada : 50 MW
<hr/>		Producción anual : 300 GWh
EJECUTIVOS A CARGO		Inversión (MMUS\$) : 180
Gerente General	: Oscar Valenzuela S.	Vida Útil (años) : Para efectos de la evaluación se evalúa un periodo de utilización de 50 años, sin embargo el proyecto contempla una vida útil indefinida.
E-mail	: oscar.valenzuela@geotermicachile.cl	
<hr/>		
Propiedad	: Geotérmica del Norte S.A., empresa subsidiaria de Empresa Nacional de Geotermia	

Descripción del Proyecto

Los trabajos de exploración geotérmica profunda anteriormente desarrollados por el Titular en la concesión de explotación geotérmica “Apacheta”, han confirmado la existencia de un reservorio geotérmico susceptible de ser aprovechado, lo cual justifica la ejecución y el emplazamiento del proyecto.

El proyecto permitirá generar energía renovable no convencional, según se define ésta en la legislación eléctrica, lo que contribuirá a satisfacer la creciente demanda, y diversificar la matriz energética del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), sustituyendo el uso de combustibles fósiles, y con ello la generación de gases de efecto invernadero. Lo anterior considerando que la geotermia puede constituir una opción energética para el desarrollo sustentable del país. Internacionalmente, la energía geotérmica ha demostrado su factibilidad técnica, económica y ambiental para la generación de energía eléctrica a mediana y gran escala. Actualmente la potencia instalada en el mundo es de 11.000 MW aproximadamente, de los cuales el

10% corresponde a plantas binarias, y la producción eléctrica es de 67 billones de kWh/año.

El proyecto considera una planta de generación geotérmica de 50 MW de capacidad y once plataformas de perforación para pozos de producción y pozos de reinyección, así como una red de tuberías, red de caminos internos y obras auxiliares para su funcionamiento. Actualmente, producto de las actividades previas de exploración, se encuentran habilitadas dos plataformas de producción, dos plataformas de reinyección y caminos internos, las cuales también formarán parte del presente Proyecto.

La Central Geotérmica Cerro Pabellón proyecta su conexión al SING a través de un sistema de transmisión de 220 kV. La línea de transmisión eléctrica no es parte del presente proyecto y será presentada separadamente al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental para su evaluación ambiental, atendida que corresponde a una etapa

de desarrollo distinta a la actual, y que actualmente se encuentra en análisis técnico de factibilidad y diseño.

La planta contará con un sistema de generación a condensación de 40 MW denominada "Planta a condensación" (alimentada por el vapor transportado desde los pozos geotérmicos antes descritos); y de una "Planta binaria" con una capacidad de 10 MW adicionales (alimentada por el fluido líquido caliente separado del vapor en las plataformas, de acuerdo con lo descrito anteriormente); todo lo cual conforma un sistema de generación con una potencia total de 50 MW.

Las principales instalaciones de la planta de generación son:

Planta a condensación:

- Separador ciclónico a presión
- Silenciador
- Casa de máquinas, incluye: turbina, alternador y condensador
- Sala de control
- Sistema de extracción de gases no condensables
- Piscina de almacenamiento de agua de condensado del vapor
- Estación de bombeo para circulación de agua de enfriamiento
- Dos torres de enfriamiento de tres celdas cada una
- Bombas de reinyección

Planta binaria:

- Intercambiador de calor
- Dos casas de máquinas, incluye: turbina y alternador
- Sala de control
- Sistema de enfriamiento con aire
- Estanque de almacenamiento de fluido orgánico y bombas de circulación

Instalaciones auxiliares:

- Transformador principal
- Edificio para oficinas administrativas, cocina y comedor, dormitorios, servicios higiénicos, sala de primeros auxilios
- Taller eléctrico y mecánico
- Bodega de materiales y equipos
- Caseta de vigilancia

- Planta de tratamiento de aguas servidas
- Sistema control de incendios

En relación con la operación de la central, el ciclo de aprovechamiento de la energía geotérmica puede dividirse en tres etapas:

- La producción de fluido geotérmico desde los pozos.
- La generación de electricidad.
- Reinyección de fluidos.

El fluido geotérmico a la salida desde los pozos se compone de una parte vapor y una parte líquida, las cuales son separadas mediante un separador ciclónico a presión. Esta operación genera una corriente de líquido y una de vapor que se transfieren a la planta de generación a través de la red de tuberías.

El vapor es conducido a los separadores de la planta a condensación, y luego es enviado a la turbina, donde su energía es transformada en energía mecánica; y por su parte, la fase líquida, antes de ser reinyectada, es enviada a una planta de generación binaria, donde se encuentran dos turbinas. Cada una de estas turbinas está conectada a un generador eléctrico en el que la energía mecánica se transforma a su vez en energía eléctrica.

El vapor ya utilizado es enviado a un condensador donde se produce un cambio de fase, el líquido resultante es enviado a las torres de enfriamiento y luego es enviado nuevamente al condensador.

La fase líquida, desde el separador ciclónico en presión, es enviada a la planta de generación binaria mediante un bifaseducto, donde a través de un intercambiador de calor transfiere su energía térmica a un fluido orgánico con bajo punto de ebullición (como el isobutano o isopentano) de manera que éste hierve y se evapora. El vapor fluye a la turbina donde se expande y ocurre la transformación de la energía térmica en energía mecánica. Finalmente se transmite el movimiento mecánico a un generador, que transforma la energía mecánica en electricidad. Luego el fluido orgánico se enfría hasta condensarlo, mediante un sistema de enfriamiento con aire. El fluido geotérmico en salida del intercambiador de calor se reinyecta en el reservorio.

Cronograma del Proyecto*

Etapa	Duración	Trimestres											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Instalación de campamento	2 meses	■											
Instalación de faenas para obras civiles y montaje	2 meses	■											
Instalación de faenas para perforación	2 meses	■											
Mejoramiento y construcción de caminos	6 meses	■	■										
Construcción de plataformas 5-6-7-8-9-10-11	17 meses	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Perforación Pozos (16 pozos)	24 meses		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Construcción red de tuberías	16 meses					■	■	■	■	■	■	■	■
Construcción planta a condensación y planta binaria	16 meses					■	■	■	■	■	■	■	■
Pruebas finales	2 meses												■

* Fechas estimadas al momento de presentar EIA.

Mano de Obra

Etapa	Número trabajadores
Construcción	560
Operación	30
Cierre o abandono	50

Datos Técnicos

Caudal nominal de vapor (t/h)	Temperatura máxima de vapor en ingreso	Presión vapor de descarga	Caudal de agua de condensador (t/h)	Caudal de gas no condensable (t/h)	Caudal total de fluido de enfriamiento (t/h)	Caudal total de reinyección (m ³ /s)
350	165°C	0,07 bar	12.800	7	12.800	1.600

Ficha Técnica

Etapas principales

- Campamento fase construcción
- Instalación de faenas para obras civiles y montajes
- Instalación de faenas para perforación
- Mejoramiento camino de acceso desde campamento al sector del proyecto y red de caminos internos
- Plataformas para pozos de producción
- Plataforma para pozos de reinyección
- Pozos geotérmicos
- Red de transporte de fluidos geotérmicos y agua para perforación
- Planta geotérmicas a condensación 40 MW
- Planta binaria de 10 MW

Equipos y Maquinarias

- Bulldozer
- Retroexcavadoras
- Camiones tolva
- Camiones aljibe
- Camiones planos
- Camiones pluma
- Motoniveladoras
- Rodillos compactadores
- Cargadores frontales
- Excavadoras
- Grúas Torre

3.7 Centrales de Biomasa/Biogás

El Protocolo de Kyoto de 1997 acordó que la biomasa tiene un factor de emisión de dióxido de carbono (CO_2) igual a cero. La combustión de biomasa produce agua y CO_2 , pero la cantidad emitida de dióxido de carbono fue captada previamente por las plantas durante su crecimiento. Es decir, el CO_2 forma parte de un flujo de circulación natural entre la atmósfera y la vegetación por lo que no representa un incremento en las emisiones de CO_2 .

Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados energéticamente, de las cuales una de las clasificaciones generalmente más aceptada es la siguiente:

- **Biomasa natural:** Es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- **Biomasa residual seca:** Se incluyen en este grupo los productos sólidos no utilizados de las actividades agrícolas y ganaderas,

las forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son el estiércol, la paja, el orujo, la madera de podas y raleo, el aserrín, etc.

- **Biomasa residual húmeda:** Son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos principalmente purines. La fermentación de este tipo de biomasa genera un gas (biogás) que se combustiona.

- **Cultivos energéticos:** Corresponden a cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustible. Se encuentran en este grupo el maíz, raps, girasol y plantaciones dendroenergéticas.

En el SIC se desarrolla una serie de proyectos en base a cogeneración o biomasa, los cuales tienen por objetivo consolidar el uso de desechos y material orgánico en la generación de energía.

Proyecto

Planta de Cogeneración con Biomasa en Norske Skog Biobío

Etapa actual	: DIA aprobado
Domicilio	: Pedro Aguirre Cerda 1054, San Pedro de la Paz
Teléfono	: (56-41) 250 0000
Fax	: (56-41) 237 1090
Internet	: www.norskeskog.com
Ubicación	: El proyecto se emplaza en la Comuna de San Pedro de la Paz, Concepción, Región del Biobío, donde actualmente se encuentra la planta industrial de la papelería Norske Skog Biobío

EJECUTIVOS A CARGO

Representante Legal	: Glen Rybertt W.
E-mail	: glen.rybertt@norskeskog.cl

Propiedad	: Papeles Norske Skog Biobío Ltda.
Sistema Interconectado	: SIC
Objetivo	: El objetivo del proyecto será ampliar la capacidad de la planta de cogeneración eléctrica desde 7 a 27 MW, para suplir requerimientos de sus actividades productivas y entregar energía eléctrica al SIC.
Tipo de Central	: Termoeléctrica
Combustible	: Biomasa forestal
Capacidad Estimada	: 20 MW
Inversión (MMUS\$)	: 60
Vida Útil (años)	: Se evalúa un periodo de utilización de 30 años.

Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en la construcción y operación de una caldera de biomasa con una capacidad nominal de generación de 120 t/h de vapor sobrecalentado, y una nueva turbina y generador que tendrá una capacidad nominal de generación de 20 MW.

El combustible que se utilizará para la caldera será principalmente biomasa, residuos agrícolas y residuos urbanos asimilables a biomasa forestal que tendrán la característica de ser no tratados. Este combustible será recepcionado, limpiado, clasificado y almacenado para la adecuada combustión en la Planta de Cogeneración con Biomasa. La caldera será alimentada con agua previamente tratada y precalentada, la cual se convierte en vapor a 475°C y 67 bar(g) de presión.

El vapor generado sale a través de un distribuidor que alimentará directamente a la nueva turbina con 80 t/h de vapor y 40 t/h restantes serán enviadas hacia la turbina existente y que corresponde al circuito de generación de la actual Caldera N° 3. El vapor después de pasar por la nueva turbina ingresará al condensador de superficie, en conjunto con el condensado de la generación de la antigua turbina y de otros procesos, retornarán al Estanque de Agua Tratada; posteriormente el agua ingresará al desgasificador y almacenándose en el Estanque de Alimentación de Agua para ser bombeada a la Planta de Cogeneración con Biomasa.

La capacidad total será de 27 MW, definida para el consumo propio de la planta de cogeneración, el suministro para la planta industrial y para el suministro al Sistema Interconectado Central.

El sistema de generación de vapor integra un circuito de retorno del agua hacia la caldera; éste permitirá que el vapor saturado proveniente de la turbina ingrese a un condensador de superficie que es enfriado con agua fresca proveniente de las torres de enfriamiento; el circuito se cierra con el ingreso del agua estanca de agua tratada que alimenta el agua del desgasificador y es almacenada en el estanca de agua para la caldera de biomasa. El agua de enfriamiento de las torres también incorpora un circuito cerrado evitando con ello un alto consumo de agua fresca, para los procesos sólo existirá una reposición por la evaporación, arrastre mecánico y purga de las torres de enfriamiento.

La nueva caldera es tubular y posee una parrilla para la combustión de la biomasa. Los gases de combustión serán tratados por un sistema de ciclones y un precipitador electrostático, equipo donde se garantizará una emisión máxima de material particulado de 30 mg/m³N. La escoria y cenizas recolectadas serán enviadas a lugares autorizados.

3.8 Centrales Solares

En 2009, a través del estudio “Modelación de alta resolución para fines de prospección de energías renovables no convencionales en el norte de Chile”, encargado por la CNE al Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, se pudo evidenciar que la zona norte del país presenta uno de los niveles de radiación más altos del mundo, específicamente el área comprendida entre las regiones de Arica y Parinacota y la de Coquimbo.

Las características que presenta el norte de Chile han atraído capitales extranjeros, los cuales han decidido invertir en este tipo de energía, utilizando preferentemente la conversión fotovoltaica, es decir, la conversión de la energía lumínica en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que se ha creado un campo eléctrico constante

La mayor parte de estos proyectos se enmarcan en los requerimientos actuales en el SING impuestos por la Ley 20.257, pero además impulsan el desarrollo de una nueva industria regional pionera no sólo a nivel local sino que en toda la región.

La tecnología de las celdas fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. El efecto fotovoltaico es el proceso físico básico por medio del cual un panel solar convierte energía solar en corriente eléctrica. Cuando los fotones (radiación electromagnética) golpean la celda fotovoltaica la energía de éstos es transferida a los electrones presentes en los átomos del material semiconductor. Este efecto puede ser utilizado para dar origen a una corriente eléctrica que podrá circular alimentando un circuito eléctrico externo.

La típica estructura de un sistema PV está constituida por un número de módulos dispuestos en una configuración en paralelo y en serie para obtener los niveles deseados de corriente y tensión

respectivamente. La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100 W.

La tecnología Fotovoltaica tiene una gran variedad de aplicaciones, concentrándose éstas en sistemas remotos de telecomunicaciones, donde la confiabilidad y los bajos costos de mantención son los requisitos principales. Los sistemas PV también son ampliamente usados en poblaciones rurales que no tienen otro acceso para los servicios básicos de energía. Además, pueden utilizarse para proveer electricidad para una variedad de aplicaciones en iluminación, negocios pequeños y agricultura, entre otras.

Por su parte, la tecnología de concentradores solares permite aprovechar la energía de la radiación solar, transformándola en energía térmica a través de sistemas de espejos parabólicos. La energía térmica es convertida a energía mecánica a través de distintas soluciones tecnológicas: turbina a vapor, calentamiento de aceite, motores Stirling. El movimiento mecánico resultante, generalmente de carácter rotatorio, es utilizado para generar electricidad a través de un generador eléctrico.

Los costos de la generación eléctrica solar se encuentran en torno a los US\$4.000 por kW, lo que se ha constituido en su principal freno para su integración masiva en la Zona Norte de nuestro país. Sin embargo, la reducción progresiva de los costos en los últimos años, junto al perfeccionamiento de las tecnologías, proyecta un aumento de la generación de 15,8% entre 2008 y 2035 utilizando celdas fotovoltaicas, y un incremento de 24,6% considerando concentradores solares.

Todos los proyectos que usan la energía del sol para generar electricidad se ubican en el SING, completando cerca de 800 MW de potencia. Al igual que en el caso de la energía eólica existen algunos proyectos de elevada capacidad instalada, los cuales serán pioneros en el aprovechamiento de los recursos naturales y en una mayor diversificación hacia tecnologías más limpias.

Proyecto

Calama Solar

Etapa actual	: DIA aprobado
Domicilio	: Estoril 50, oficina 1013, Las Condes, Santiago.
Teléfono	: (56-02) 369 0426
Fax	: (56-02) 369 0426
Internet	: www.solarpack.es
Ubicación	: La planta solar fotovoltaica Calama Solar I se emplazará en la Comuna de Calama, Provincia de El Loa, Región de Antofagasta, aproximadamente a 3,5 km de la ciudad de Calama

EJECUTIVOS A CARGO

Representante Legal	: Jon Iñaki Segovia
E-mail	: jsegovia@solarpack.cl

Propiedad	: Calama Solar 1 S.A.
Sistema Interconectado	: SING
Objetivo	: Generar energía eléctrica en base a los recursos solares disponibles en la región, disminuyendo de esta forma la generación en base a las fuentes contaminantes convencionales.
Tipo de Central	: Solar fotovoltaica
Capacidad Estimada	: 9 MW
Producción anual	: 27,5 GWh
Inversión (MMUS\$)	: 40
Vida Útil (años)	: Se evalúa un periodo mínimo de 25 años

Descripción del Proyecto

El proyecto consistirá en la construcción, montaje, operación y mantenimiento de una Planta Solar, constituida por 133.056 paneles solares, sobre seguidores inclinados agrupados en 24 paneles por cada seguidor, completando un total de 5.544 seguidores. La planta contará con una capacidad instalada de 9 MW de generación.

El punto de conexión de la central al SING será a la red de distribución en media tensión, específicamente al alimentador Chorrillos 23 kV, con cabecera en la S/E Calama, propiedad de Electra,

El proyecto se acogerá al mercado de los bonos de carbono, dada su condición de Energía Renovable No Convencional.

Mano de Obra	
Etapa	Número trabajadores
Construcción	60 (máximo)
Operación	3

Datos Técnicos

Número de paneles	Potencia nominal (MW)	Número de seguidores	Media de radiación en área(kWh/ m ² día)	Temperatura nominal de celda (°C)	Factor de planta estimado	Producción anual (GWh)
133.056	9	5.544	7 – 7,5	25	31%	27,5

Cronograma del Proyecto*

Etapa	Duración	Semestres						
		1	2	3	4	5	6	7
Estudio de factibilidad	6 meses	■						
Financiamiento bancario	6 meses		■					
Concesión de terrenos BBNN	1 año	■	■					
Conexión a red Elecda	9 meses	■	■					
Cimentaciones y obra civil	4 meses			■				
Montaje eléctrico y mecánico	6 meses				■	■		
Redes de BT y MT	6 meses				■	■		
Evacuación a red	6 meses				■	■		
Vallado y seguridad	4 meses					■		
Suministro de equipamiento	4 meses				■	■		
Adscripción al SING	21 meses		■	■	■	■	■	
Negociación de contratos PPA	21 meses		■	■	■	■	■	
Registro de proyecto en mecanismo MDL	21 meses		■	■	■	■	■	
Operación	25 años						■	■

* Se considera un cronograma similar al del proyecto Calama II, ya aprobado.

Ficha Técnica

Etapas principales

- Obras temporales: instalación de faenas, alimentación eléctrica a faenas, acopios provisorios, acopio de disposición final
- Movimiento de tierras
- Transporte de materiales desde y hacia las faenas
- Construcción de plataformas
- Montaje de los paneles

Equipos y Maquinarias

Equipos:

- Celdas fotovoltaicas
- Módulos fotovoltaicos
- Seguidores
- Ramas
- Conductores
- Cajas de conexión
- Cajas de agrupación
- Inversores
- Transformadores
- Instalaciones de enlace

Maquinarias:

- Camiones de traslado
- Camiones aljibe
- Camiones tolva
- Camiones concretos
- Contenedores de traslado
- Excavadoras
- Motoniveladoras
- Cargadores
- Excavadoras
- Retroexcavadoras

CATASTRO DE **CENTRALES Y PROYECTOS ENERGÉTICOS**

POWER PLANTS & PROJECTS SURVEY

2012



Toda la información que su empresa necesita para acceder a nuevas oportunidades de negocios

El Grupo Editorial EDITEC, a través de su área de **Estudios & Compendios**, pone a su disposición toda la información estratégica que su empresa necesita para ser un actor relevante de los sectores minero y energético de Chile.

Contacto
estudios@editec.cl
www.mch.cl/estudios

CASA MATRIZ
Grupo Editorial Editec
Av. del Cóndor 844, of. 207.
C.P.: 858 0704, Huechuraba
Tel.: (56-2) 757 4200
Santiago, Chile

