

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Con la colaboración de:



**LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS
MINIMOS A CONSIDERAR EN LA
ELABORACION DE LAS BASES DEL
ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y
EXPANSION DE LOS SISTEMAS
MEDIANOS**

ANEXOS Informe Final

Preparado para:



Octubre, 2013



**LEVANTAMIENTO DE CONTENIDOS MINIMOS A CONSIDERAR EN LA
ELABORACION DE LAS BASES DEL ESTUDIO DE VALORIZACIÓN Y
EXPANSION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS**

ANEXOS Informe Final

CONTENIDO

ANEXO I BENCHMARKING INTERNACIONAL DE COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN NO COMBUSTIBLES (CVNC).....	4
ANEXO II BENCHMARKING INTERNACIONAL DE COSTOS DE TRANSMISION.....	5
ANEXO III COSTOS UNITARIOS DEL GAS TURBINA (WORLD GTW HANDBOOK).....	8
ANEXO IV ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE MUESTRAS	9
ANEXO V COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC).....	10
ANEXO VI ESTRUCTURA DE COSTOS DE LAS EMPRESAS OPERADORAS.....	13
ANEXO VII BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE MERCADOS Y TECNOLOGÍAS VIGENTES PARA EVALUAR PLANES DE EXPANSIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS.....	50
ANEXO VIII PLANTA A CARBON.....	52
ANEXO XIX CENTRALES A CARBON DEL SING	53
ANEXO X CENTRALES A CARBON-PET COKE DEL SING-SIC.....	54
ANEXO XI CVNC DE CENTRALES A CARBÓN.....	55
ANEXO XII CARACTERISTICAS TECNICAS DE CENTRAL A CARBÓN DE INDONESIA	56
ANEXO XIII TECNOLOGÍAS DE GENERACION HIDRAULICAS	58
ANEXO XIV PRECIOS DE TURBINAS DE GAS Y EFICIENCIAS (DIC. 2012)	59

ANEXO XV REGRESIONES CVNC [USD/MWH] (OPERACIÓN BASE) (DIC. 2012).....	62
ANEXO XVI REGRESIONES COSTOS DE INVERSIÓN FOB [USD/KW] (DIC. 12)	64
ANEXO XVII RENDIMIENTOS MOTORES DIESEL Y GAS RÁPIDOS	70
ANEXO XVIII RENDIMIENTOS MOTORES DIESEL Y GAS LENTOS.....	72
ANEXO XIX REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES RÁPIDOS DIESEL [LT/MWH]	73
ANEXO XX REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES RÁPIDOS GAS [M3/MWH]	74
ANEXO XXI REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES LENTOS DIESEL [LT/MWH]	75
ANEXO XXII PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	76
ANEXO XXIII VISITA A SISTEMAS MEDIANOS AYSEN.....	99
ANEXO XXIV VISITA A SISTEMAS MEDIANOS HORNOPIRÉN Y COCHAMÓ.....	105

ANEXO I BENCHMARKING INTERNACIONAL DE COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN NO COMBUSTIBLES (CVNC)

TECNOLOGÍA	MEXICO		USA-EIA		USA-CEC		RUSIA-RAO		CHILE-CNE		CHILE-CDEC-SIC	
	POT	CVNC	POT	CVNC	POT	CVNC	POT	CVNC	POT	CVNC	POT	CVNC
	MW	USD/MWh	MW	USD/MWh	MW	USD/MWh	MW	USD/MWh	MW	USD/MWh	MW	USD/MWh
Hidráulicas	33-320	0,024	500	2,064	500	2,633	140-7000	0,247-0,15				
Turbina de Gas Industrial-Gas Natural	84-266	0,1321	160	3,032	160	21,877			23,75-6,5	3,65-12,04		
Turbina de Gas Aeroderivada-Gas Natural	42-102	0,354										
Turbina de Gas Aeroderivada-Combustible Líquido	40	0,359									125	16
Turbina de Vapor-Gas Natural							Hasta 800	0,679				
Turbina de Vapor-Combustible Líquido	350-38	0,25-0,44					Hasta 800	0,689				
Geotérmica	27	0,047	50	0,000	50	3,958						
Combustión Interna-Combustible Líquido	3,6-18	2,510							1,5-1	16-16,5	6-9	16
Combustión Interna-Gas Natural									12,7-1,2	5,8-9		

Fuente: Energy Information Administration(EIA). Report #:DOE/EIA-0554(2009) de marzo de 2009 denominado "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009", Módulo: "Electricity Market Module" que contiene información de costos referenciales para diferentes tecnologías de generación y que es utilizada con fines de planificación, y evaluación de proyectos en todo el territorio de Estados Unidos [Ref 1].CEC -200-2007-011-STD de Junio 2009, denominado "Comparative costs of California Central Station Electricity Generation Technologies: que contiene costos específicos referenciales para diferentes tecnologías de generación. [Ref 2]. RUSIA: Benchmarking and determination of target performance criteria for Russian generating plant", estudio de comparación de costos realizado para la RAO UESR para más de 600 centrales eléctricas. [Ref 4] CNE: Estudio de Planificación y Tarificación de Sistemas Medianos de Edelmag S.A-Informe Final", estudio de costos eficientes de sistemas aislados con fines tarifarios realizado para la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE).[Ref 5] MEXICO: Copar Generación, "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico 2008", 28° edición. CHILE CDEC-SIC: Cálculo de CAyD aplicando Manual de Procedimientos elaborado para CDEC-SIC de Chile

ANEXO II BENCHMARKING INTERNACIONAL DE COSTOS DE TRANSMISION

En los siguientes países se utilizan estos ratios simples como un porcentaje fijo sobre el VNR:

Bolivia

Fija este porcentaje en el 3% de su base de capital regulatoria como valor máximo y dicho porcentaje debe ser justificado por la transmisora en cada revisión tarifaria. De esta manera se fijan los costos eficientes de las empresas Transportadora de Electricidad (TDE) e ISA Bolivia ambas de gestión privada.

Guatemala

Fija para su Empresa de Transmisión un porcentaje fijo como el COMA eficiente del 3% sobre su VNR.

Colombia

Según lo establecido por la CREG el %AOM/VNR reconocido es el siguiente:

AÑO	%AOM “UNIDAD CONSTRUCTIVA” EN ZONA SIN CONTAMINACIÓN SALINA.	%AOM “UNIDAD CONSTRUCTIVA” EN ZONA CON CONTAMINACIÓN SALINA.
2000	3.00%	3.50%
2001	2.75%	3.25%
2002 y Posteriores	2.50%	3.00%

Chile

Hasta el año 2006 en Chile se utilizaban coeficiente de COMA/VNR que se muestran en la siguiente tabla:

NIVEL DE TENSIÓN KV	COYM SUBESTACIONES [% SOBRE VNR]	COYM LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [% SOBRE VNR]
500	2,70%	1,90%
220	3,0%	2,10%
154	3,30%	2,30%
110	3,60%	2,50%
66	4,0%	2,80%
23-13	4,70%	3,40%

Uruguay

Los valores establecidos por URSEA son porcentajes fijos por nivel de tensión para transmisión mostrados en la siguiente tabla:

INSTALACIONES	% COMA/VNR
Líneas 500 kv	2,20%
Estaciones 500 kv	3,10%
Líneas 150 kv	2,60%
Estaciones 150 kv	3,80%

Estados Unidos

El órgano regulador nacional en Estados Unidos, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC),

A partir del procesamiento de la Forma 1 de se obtuvieron costos de COMA y el valor de los activos de 107 empresas de transmisión de EE.UU. para el año 2007. La Forma 1 es completada anualmente por aquellas empresas de transmisión que en los últimos 3 años calendario verifican algunas de las siguientes condiciones:

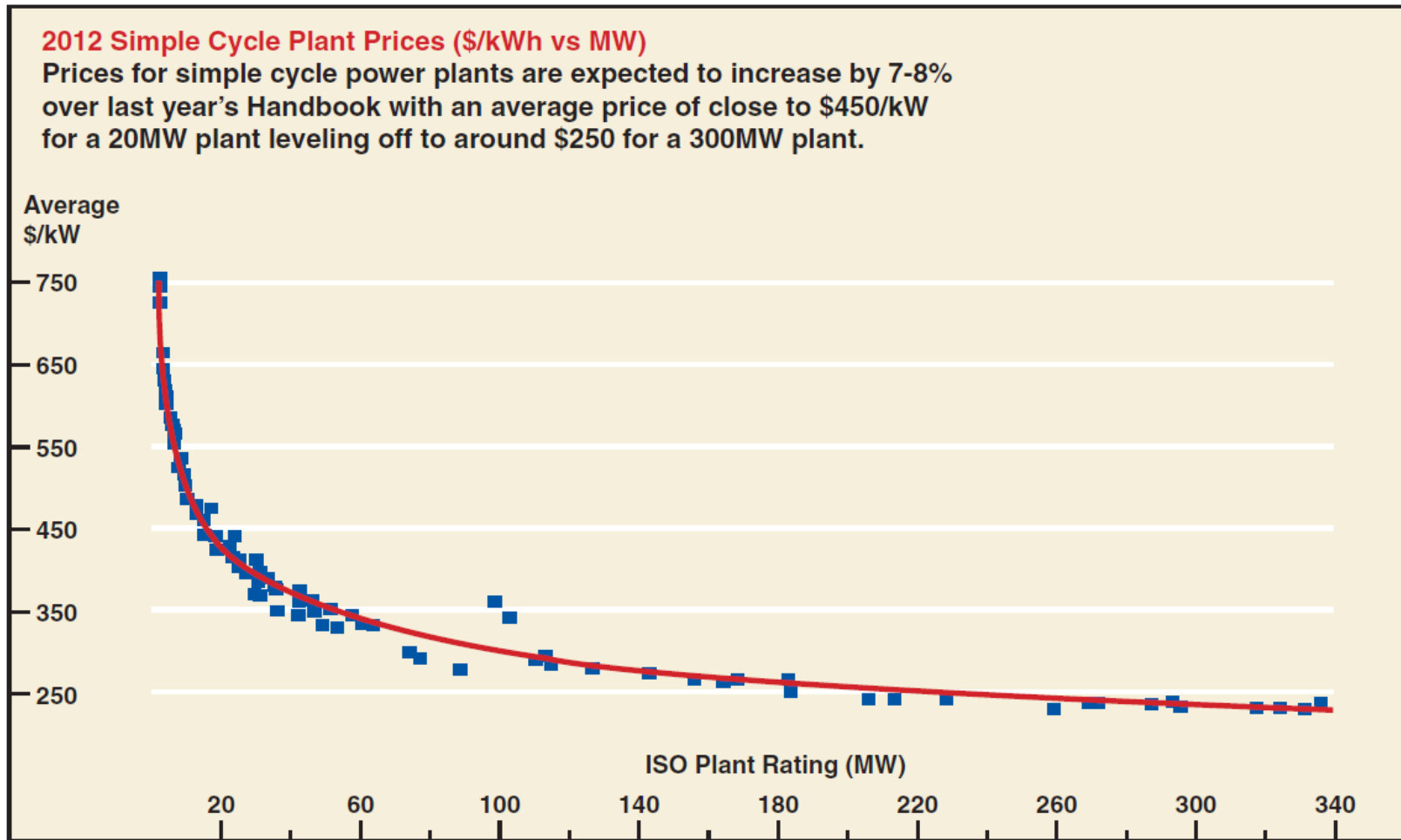
- Ventas anual superior a 1 millón de MWh
- Reventa anual superior a 100 MWh

-
- Intercambios de energía anual superior a 500 MWh
 - Transporte de energía para otros superior a 500 MWh al año

Estas 107 empresas representan la mayor parte de la red de transmisión de los EE.UU. con más de 600.000 kilómetros de red.

El valor de los activos reportados en la Forma 1 corresponde al valor original de los activos, sin revaluar. Para cada empresa se obtuvo la relación costos de COMA – VNR. Como una estimación del VNR se ajustó el valor original de los activos por un factor que refleja la evolución de precios durante la vida útil media de dichas instalaciones, la cual se supuso de 15 años. Una vez realizado dicho ajuste se estimó la relación costos de COMA – VNR para el total de la muestra, la cual ascendió a 2,99%.

ANEXO III COSTOS UNITARIOS DEL GAS TURBINA (WORLD GTW HANDBOOK)



Fuente: WORLD GTW HANDBOOK

ANEXO IV ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE MUESTRAS

TECNOLOGÍA	EDELMA G		AYSEN		COCHAMÓ		HORNOPIRÉ N		EDELMA G	AYSEN	COCHAMÓ	HORNOPIRÉ N
	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Muestras (1)	Muestras (1)	Muestras (1)	Muestras (1)
Motores Diesel lentos	1.026	3.974	1.026	2.636	825	825	825	1000	29	16	5	5
Motores Diesel rápidos	512	2.500	180	2.500					20	23	0	0
Motores a gas lentos	2.200	3.888	1.026	2.636					17	16	0	0
Motores a gas rápidos	510	4.099	180	2.500					36	23	0	0
Turbinas a gas heavy duty	7.740	16.000							17	0	0	0
Turbinas a gas aeroderivadas	5.670	22.800							34	0	0	0

Fuente: Archivos ITD-Análisis CNE (de cada empresa)

ANEXO V COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (CVNC)

Tabla 168: Costos de mantenimiento programado según distintos regímenes anuales de operación para las unidades existentes de Punta Arenas (US\$/MWh)

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia (kW)	Costo de O&M por MWh (US\$/MWh)		
				3000	5000	8000
Punta Arenas	Turbina a Gas Hitachi	TGHD	24.000	6,15	3,69	2,30
	Motor Diesel Caterpillar #1	MDR	1.460	40,17	24,10	15,06
	Motor Diesel Caterpillar #2	MDR	1.460	40,17	24,10	15,06
	Turbina a Gas Solar Mars 100	TGI	10.000	24,03	13,25	7,91
	Motor a Gas Caterpillar	MGL	2.720	46,78	28,07	17,54
	Turbina a Gas Solar Titan 130	TGI	13.700	29,52	13,81	7,41
	Turbina a Gas GE-10	TGHD	10.700	46,42	13,17	8,11
	Turbina a Gas Solar Titan 130	TGI	15.000	27,53	12,95	6,98
	Motor Diesel Sulzer #1	MDL	1.400	33,29	13,73	6,02
	Motor Diesel Sulzer #2	MDL	1.400	33,29	13,73	6,02
	Motor Diesel Sulzer #3	MDL	1.400	33,29	13,73	6,02

Tabla 169: Costos de mantenimiento programado según distintos regímenes anuales de operación para las unidades existentes de Puerto Natales (US\$/MWh)

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia (kW)	Costo de O&M por MWh (US\$/MWh)		
				3000	5000	8000
Puerto Natales	Motor a Gas Waukesha 9390	MGL	1.180	38,10	22,86	14,29
	Motor Diesel F. Morse	MDL	300	40,49	16,00	7,01
	Turbina a Gas Solar Saturno #1	TGI	800	43,69	26,22	16,39
	Turbina a Gas Solar Saturno #2	TGI	800	43,69	26,22	16,39
	Motor Diesel Caterpillar 3516	MDR	1.500	41,33	24,80	15,50
	Motor a Gas Waukesha 9390	MGL	1.180	38,10	22,86	14,29
	Motor a Gas Jenbacher J420	MGR	1.420	38,40	23,04	14,40
	Motor Diesel Palmero	MDL	1.360	52,78	31,67	19,79

Fuente: Informe EDELMAG

Tabla 170: Costos de mantenimiento programado según distintos regímenes anuales de operación para las unidades existentes de Porvenir (US\$/MWh)

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia (kW)	Costo de O&M por MWh (US\$/MWh)		
				3000	5000	8000
Porvenir	Motor a Gas Waukesha 7042	MGL	875	30,51	18,31	11,44
	Motor Diesel Caterpillar 3512	MDR	920	63,02	37,81	23,63
	Motor a Gas Waukesha 9390	MGL	1.180	38,10	22,86	14,29
	Motor a Gas Waukesha 9390	MGL	1.180	38,10	22,86	14,29
	Motor Diesel Palmero	MDR	1.360	52,78	31,67	19,79

Tabla 171: Costos de mantenimiento programado según distintos regímenes anuales de operación para las unidades existentes de Puerto Williams (US\$/MWh)

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia (kW)	Costo de O&M por MWh (US\$/MWh)		
				3000	5000	8000
Puerto Williams	Motor Diesel Caterpillar 3508B	MDL	590	62,41	37,45	23,40
	Motor Diesel Caterpillar 3508	MDR	728	47,58	28,55	17,84
	Motor Diesel Caterpillar 3412	MDR	350	56,73	34,04	21,27
	Motor Diesel Cummins PETBOW	MDR	252	61,41	36,85	23,03

Tabla 17: Unidades de la Central Puerto Natales

N° Unidad	Descripción	Potencia (kW)	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Indisponibilidad forzada(%)	Año de fabricación
3	Motor a Gas Waukesha 9390	1.180	GN	0,34	-	15,64	4,80%	2000
2	Motor Diesel F. Morse	300	Diésel	-	0,31	40,49	10,00%	1942
4	Turbina a Gas Solar Saturno #1	800	GN	0,55	-	43,69	10,00%	1976
5	Turbina a Gas Solar Saturno #2	800	GN	0,49	-	43,69	10,00%	1976
6	Motor Diesel Caterpillar 3516	1.500	Diésel	-	0,31	123,99	10,00%	1997
8	Motor a Gas Waukesha 9390	1.180	GN	0,34	-	15,64	4,80%	2005
9	Motor a Gas Jenbacher J420	1.420	GN	0,27	-	14,40	3,00%	2007
10	Motor Diesel Palmero	1.360	Diésel	-	0,31	158,34	3,00%	2007
TOTAL (kW)		8.540						

Tabla 18: Unidades de la Central Porvenir

N° Unidad	Descripción	Potencia (kW)	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Indisponibilidad forzada(%)	Año de fabricación
4	Motor a Gas Waukesha 7042	875	GN	0,54	-	12,61	4,80%	1982
5	Motor Diesel Caterpillar 3512	920	Diésel	-	0,31	189,07	4,80%	1996
6	Motor a Gas Waukesha 9390	1.180	GN	0,34	-	15,64	4,80%	2002
7	Motor a Gas Waukesha 9390	1.180	GN	0,34	-	15,64	4,80%	2005
8	Motor Diesel Palmero	1.360	Diésel	-	0,31	158,34	3,00%	2007
TOTAL (kW)		5.515						

Tabla 19: Unidades de la Central Puerto Williams

N° Unidad	Descripción	Potencia (kW)	Combustible	Consumo Específico (m3/kWh)	Consumo Específico (lt/kWh)	Costo Variable no combustible (US\$/MWh)	Indisponibilidad forzada(%)	Año de fabricación
1	Motor Diesel Caterpillar 3508B	590	Diésel	-	0,27	37,45	3,00%	2004
2	Motor Diesel Caterpillar 3508	728	Diésel	-	0,30	47,58	3,00%	1990
3	Motor Diesel Caterpillar 3412	350	Diésel	-	0,29	56,73	3,00%	1993
6	Motor Diesel Cummins PETBOW	252	Diésel	-	0,28	184,24	3,00%	1987
TOTAL (kW)		1.920						

ANEXO VI ESTRUCTURA DE COSTOS DE LAS EMPRESAS OPERADORAS

A- BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS Y SUS PARTICULARIDADES

A continuación se procederá a describir brevemente cada uno de los sistemas medianos bajo estudio y sus particularidades. El mismo será la base del análisis de las respectivas estructuras de costos.

1. Sistemas de EDELMAG

Las localidades donde opera EDELMAG constituyen una zona extrema del país, la cual no tiene conexión terrestre por territorio chileno con el resto del mismo. Entre ellas, existen limitaciones de acceso. En efecto, no existe conectividad terrestre entre Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams lo que requiere una combinación de transporte terrestre y marítimo. Lo anterior es una consecuencia de que Porvenir y Puerto Williams se ubiquen en las Islas de Tierra del Fuego y Navarino, respectivamente, las que carecen de conexión terrestre con la península continental. Esto implica un diseño de una estructura de organización con funciones operativas descentralizadas por sistema para la atención eficiente de las instalaciones.

Si bien existe un encarecimiento de costos de pasajes y fletes, este último tiene impacto económico en la mano de obra especializada (generalmente en casos puntuales, como expertos para montaje de nuevas unidades generadoras o mantenimientos mayores); o en el caso de fletes para transporte de materiales y maquinarias, especialmente para construcción y montaje.

Las condiciones climáticas de la zona donde opera EDELMAG son particularmente adversas, con presencia de nevadas y menor disponibilidad de luz natural en invierno y otoño, lo que implica que la realización de obras se deba ejecutar fuera de esas estaciones. Debido a los problemas de conectividad por las causas mencionadas, se requiere mantener respaldo en caso de contingencias cuando se realiza la planificación del sistema.

Respecto a la disponibilidad de contratistas para mantenimientos mayores, debido a que es un mercado pequeño, no se encuentran en la región. Esto también suele ocurrir en mercados más importantes de países latinoamericanos, dado que generalmente para intervenciones complejas se requiere el concurso de expertos extranjeros que vienen de sus casas matrices, especialmente para turbinas de gas aeroderivadas e industriales.

En lo referente al mercado laboral, la implementación de los nuevos proyectos minero y químico en la región genera un encarecimiento de salarios y una migración del personal hacia esos sectores. Sin embargo, considerando que EDELMAG tiene un total de 122 empleados, la migración de los empleados no tiene un impacto significativo (1,6%).

Por otro lado, cabe destacar que los resultados de las encuestas de salarios para más de 127 empresas realizadas por PwC en la revisión anterior, las cuales representaban el promedio de salarios pagados por EDELMAG para una muestra de empresas con similar nivel de facturación, implica que no existen diferencias muy acentuadas con empresas radicadas en otras regiones del país. Lo anterior se refuerza cuando se realiza una comparación del salario de las comunas donde opera EDELMAG y el total de las regiones del país, lo que muestra diferencias promedio del 17%.

Finalmente, la particularidad más importante que se puede mencionar para el caso de EDELMAG está relacionada con el uso del gas natural como combustible, especialmente en Punta Arenas. La incertidumbre en cuanto a su disponibilidad para generación eléctrica constituye una de las mayores preocupaciones para EDELMAG, ya que en caso de variar la disponibilidad respecto de las hipótesis del estudio, no serían válidas las fórmulas de indexación que se describen en las últimas Bases Técnicas (con ponderadores fijos).

Respecto a este último punto vale la pena destacar que la realidad de los últimos 3 años muestra que solo se generó con Diesel el 0,04% (en promedio) de la energía de Punta Arenas, como se muestra en la tabla siguiente:

Energía generada con Diesel vs. Energía generada Total en Punta Arenas

AÑO	DIESEL (MWh)	ENERGÍA TOTAL (MWh)	DIESEL/ENERGÍA TOTAL
2010	81	224.144	0,04%
2011	126	228.541	0,06%
2012	50	232.151	0,02%
Promedio 2010-2012			0,04%

Fuente: Elaboración propia en base a la información recopilada del pedido de información realizado a las empresas operadoras de SSMM

a. Sistema Punta Arenas

Punta Arenas es una ciudad y un puerto del extremo sur del país, capital de la Región de Magallanes y Antártica Chilena. Situado en la Península de Brunswick, Punta Arenas es la tercera ciudad más grande en toda la Patagonia, después de las ciudades argentinas

de Neuquén y Comodoro Rivadavia. El clima recae dentro del rango de semiárido característico por una baja precipitación al año y con nieve durante el invierno, conocido como clima estepario frío.

El sistema eléctrico de Punta Arenas corresponde al mayor de los sistemas propiedad de EDELMAG. Desde la central Punta Arenas, la energía es transmitida a los consumidores a través de seis alimentadores. Dicha energía proviene principalmente desde la otra central de este sistema, Tres Puentes, la cual se ubica fuera del área urbana y está constituida por unidades de mayor tamaño, constituyéndose de esta forma en la principal fuente de energía de este sistema eléctrico. En el año 2012, la generación eléctrica fue de 232.151,3 MWh¹ (siendo en su totalidad generación térmica), la mayor en comparación con los otros 8 sistemas objeto de estudio.

De los cuatro sistemas de EDELMAG, sólo Punta Arenas posee una línea de transmisión en 66 kV, cuyo propósito es conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas, operativa desde el año 1996.

b. Sistema Puerto Natales

Puerto Natales es una ciudad situada en el extremo austral del país, a orillas del Canal Señoret, entre el Golfo Almirante Montt y el Seno Última Esperanza, en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. Se encuentra ubicada a 247 kilómetros al norte de Punta Arenas, la capital regional; a 48 km de la ciudad argentina de Río Turbio y 256 km de la capital de la provincia de Santa Cruz en Argentina, Río Gallegos. El clima local es un clima trasandino con degeneración esteparia, donde la distribución de las precipitaciones durante el año es aproximadamente homogénea, pero se pueden identificar los meses de otoño (abril y mayo) como los más lluviosos.

¹ Dato extraído en base a la información recopilada del pedido de información realizado a las empresas operadoras de sistemas medianos. Los demás datos de generación que se presentan, también se refieren a esta fuente.

El sistema eléctrico de Puerto Natales es bastante más pequeño que el de Punta Arenas, contando con una sola central, la cual mediante cuatro alimentadores, proporciona toda la energía a los consumos de la ciudad. Por lo tanto, el sistema es considerado como uninodal. En el año 2012, la generación fue de 28.924,88 MWh, siendo el tercer sistema con mayor generación de los nueve SSMM, y el segundo de los operados por EDELMAG.

c. Sistema Porvenir

Porvenir está situada en la Provincia de Tierra del Fuego, una de las provincias que componen la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. La ciudad de Porvenir es la capital de la provincia chilena de Tierra del Fuego, y es la ciudad más habitada de la porción chilena de la Isla Grande de Tierra del Fuego.

El sistema eléctrico de Porvenir también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con cuatro alimentadores. Al igual que Puerto Natales, es calificable como uninodal. Como el resto de los sistemas operados por EDELMAG, tiene generación 100% térmica, encontrándose diferencias sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel). En el año 2012, la generación fue de 21.785,08 MWh, siendo el cuarto sistema con mayor generación del total, y el tercero de los operados por EDELMAG.

d. Sistema Puerto Williams

Puerto Williams es una localidad y puerto chileno, situado en la ribera norte de la isla Navarino, y en la orilla sur del canal Beagle, en proximidades de su boca atlántica. Es la capital tanto de la Agrupación de Comunas de Cabo de Hornos y Antártica como de la Provincia de la Antártica Chilena, perteneciente a su vez a la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.

La comuna mantiene un clima moderado por influjo del mar, sin verano seco, muy helado y levemente más lluvioso en verano que en otoño. De igual forma presenta precipitaciones del tipo agua-nieve y se registra nieve en épocas de otoño, invierno y primavera, con no más de cuatro meses de temperaturas superiores a 10°C.

El sistema eléctrico de Puerto Williams también corresponde a un sistema pequeño con una sola central con tres alimentadores. Al igual que los sistemas anteriores, es calificable como uninodal. En el año 2012, en Puerto Williams la generación fue de 3.751,22 MWh, siendo el sistema con menor generación del total de los sistemas estudiados.

2. Sistemas de EDELAYSÉN

Los tres sistemas medianos que constituyen Aysén pertenecen a una misma empresa integrada, estando Carrera y Palena a 100 km y 147 km de Aysén, y la cabecera de la empresa en Coyhaique. Lo anterior implica un diseño de una estructura de organización con funciones operativas descentralizadas por sistema para la atención eficiente de las instalaciones.

El 4,34% de las líneas de Aysén están sometidas al fenómeno de contaminación salina, lo cual no tiene gran significancia en los costos de mantenimiento de líneas de transmisión. Los puestos más cercanos son Chacabuco y Chaiten de los sistemas Aysén y Palena respectivamente. La mano de obra de contratistas especializados se encuentra en Coyhaique.

En épocas invernales existen dificultades de acceso para operación y mantenimiento por la presencia de nieve, lo cual es particularmente importante para la transmisión aunque este segmento de costos no tiene un impacto significativo en la estructura de costos (menos del 7% en Aysén, y nulo en los otros SSMM).

a. Sistema Aysén

Aysén es la capital de la Provincia de Aysén, en la Región Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.

El SM es el que tiene más cantidad de centrales y el de mayor potencia, debido a que abastece los centros urbanos más importantes de la XI Región, que son las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén, separadas por aproximadamente 60 km entre sí. Este sistema se caracteriza por la existencia de las siguientes instalaciones de generación y transmisión:

- Dos centrales hidroeléctricas de pasada: Central Aysén y Lago Atravesado, con una capacidad total de 17,6 MW y que en condiciones hidrológicas favorables pueden abastecer cerca del 90% del consumo.
- Una central térmica en las cercanías de Coyhaique denominada Tehuelche con 10 MW de capacidad instalada.
- Tres centrales generadoras diesel en Puerto Aysén.
- Una central eólica de tres unidades con una capacidad instalada de 1,98 MW
- Una central térmica de respaldo en Puerto Ibáñez.
- Una línea de transmisión en 33kV que une principalmente Puerto Chacabuco, Puerto Aysén y Coyhaique.

- Una línea de transmisión de 23 kV que evacúa la generación de Lago Atravesado a la central Tehuelche.

Sólo el Sistema Aysén dispone de instalaciones de transmisión, por lo que en los sistemas Palena y General Carrera las centrales se conectan directamente al sistema de distribución. En el año 2012 la generación fue de 132.299,36 MWh, siendo el segundo sistema con mayor generación del total, y el primero de los operados por EDELAYSÉN.

b. Sistema Palena

La Provincia de Palena está ubicada en el extremo sureste de la Región de Los Lagos. En relación al clima, es posible advertir dos tipos diferentes: uno de ellos característico de la zona costera con temperaturas moderadas a bajas, sin grandes variaciones, debido a la influencia marina; el otro es el clima de las zonas altas con variaciones térmicas más intensas, altas temperaturas estivales y que caracteriza a las comunas de Futaleufú y Palena.

Los recursos hidrológicos, con un gran potencial de utilización, constituyen una de las características de la provincia. Los cursos de agua, de origen nival, forman en sus trayectos vastos sistemas hidrológicos que incluyen esteros, lagos, lagunas y ríos principales.

El sistema eléctrico de Palena cuenta con una gran participación de generación hidráulica, dado que la erupción del volcán Chaitén a mediados del 2008 ocasionó la desaparición del principal centro de consumo del Sistema. Las unidades térmicas existentes en Chaitén a esa fecha fueron retiradas y, producto de la relocalización de parte del consumo, se requirió la instalación de generación térmica distribuida, de modo de asegurar la calidad de servicio del Sistema ante fallas en la red de distribución, ocasionadas principalmente por factores climáticos. Actualmente el SM está constituido por (i) una central hidráulica de 1,4 MW de capacidad instalada, que en condiciones normales de operación abastece la totalidad de la demanda del Sistema; y (ii) centrales térmicas con una capacidad conjunta de casi 1.5 MW (3 centrales localizadas en los centros de consumo Palena, Futaleufú y Puyuhuapi con 0,9 MW instalados en total, existentes a diciembre de 2008; más 580 kW de generación térmica que se agregaron en el año 2009, en una nueva central y la ampliación de una ya existente).

Este sistema carece de instalaciones de transmisión, dado que las centrales se encuentran interconectadas por la red de distribución en 23 kV.

El centro de operaciones del sistema está concentrado en la Central Rio Azul en Puerto Ramírez y depende directamente de Tehuelche en el Sistema Aysén. Al año 2012, en Palena la generación fue de 7.669,32 MWh, siendo el séptimo sistema con mayor generación del total, y el último de los tres sistemas operados por EDELAYSÉN.

c. Sistema General Carrera

La provincia General Carrera es una provincia de Chile, perteneciente a la Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y que limita al norte con la Provincia de Coyhaique; al sur con la Provincia de Capitán Prat; al este con Argentina; y al oeste con la Provincia de Aysén.

El sistema eléctrico de General Carrea posee dos centros de consumo bien definidos: Chile Chico y Cochrane, distantes 190 km entre sí y conectados por una red de distribución en 23 kV. Las unidades generadoras existentes son: (i) en Cochrane, la central El Traro, que cuenta con 640 kW hidráulicos y 292 kW térmicos; y (ii) en Chile Chico, una central térmica de 1.252 kW.

Si bien el factor de planta de la central El Traro es de un 0,9 promedio, ésta sólo es capaz de abastecer al sistema en su totalidad en horas de demanda mínima. El resto del tiempo se requiere la operación de la central térmica en Chile Chico.

El centro de operaciones del sistema está concentrado en la Central El Traro y depende directamente de Tehuelche en el Sistema Aysén.

En el año 2012, en General Carrera la generación fue de 8.752,42 MWh, siendo el sexto sistema con mayor generación del total, y el segundo de los tres sistemas operados por EDELAYSÉN.

3. Sistemas de SAGESA y CUCHILDEO

SAGESA es propietaria del SSMM de Cochamó y Hornopirén. En este último SM, también participar la empresa CUCHILDEO, con instalaciones de generación. Ambos sistemas tienen acceso tanto terrestre como por transbordador.

Con respecto a los factores climáticos, la información suministrada permite especificar que las áreas correspondientes a estos dos sistemas medianos tienen un alto nivel de precipitaciones.

a. Sistema Hornopirén

Hornopirén es la capital de la comuna de Hualaihué, ubicada en la Región de Los Lagos, a 109 kilómetros de Puerto Montt.

El Sistema Mediano de Hornopirén está compuesto por instalaciones pertenecientes a las empresas eléctricas SAGESA y CUCHILDEO. El mismo no posee instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

En el año 2012, la generación fue de 11.884,28 MWh, siendo el quinto sistema con mayor generación del total, y el primero de los dos sistemas operados por SAGESA.

Respecto de los accesos, el puerto más cercano es Puerto Montt y el transporte es parte terrestre y parte por transbordador.

Respecto de la mano de obra, las empresas han manifestado que es extremadamente difícil conseguir mano de obra en la zona. No obstante lo anterior, la encuesta de ingresos del INE para la región de Los Lagos indica ingresos menores que los del promedio de las regiones, y de hecho en la última revisión tarifaria se utilizó una encuesta general de salarios para todo el país. Para los mantenimientos resulta necesario traer personal de otras regiones, o del extranjero, lo que es habitual en países latinoamericanos.

Respecto a los factores climáticos, es un área con un alto nivel de precipitaciones (2.800 mm/año) y contaminación salina de la sala de máquinas ya que la misma está a 1500 metros del mar.

De acuerdo a la información enviada por SAGESA a la CNE, en respuesta al pedido específico realizado por nosotros en el marco del presente estudio, incluida en el ya mencionado archivo Excel "Información N°1 Estudio Bases SSMM SAGESA.xlsx", la mano de obra de contratistas especializados se encuentra en Puerto Montt². Se trata de una zona con precipitaciones extremas e instalaciones sometidas a contaminación salina. La empresa indica que existen dificultades por el mal estado de los caminos, así como debido a la contaminación salina.

² Sin embargo, interesa mencionar que en la presentación realizada por la empresa en las oficinas de la CNE, la empresa mencionó que la mano de obra proviene de Osorno.

b. Sistema Cochamó

Cochamó es una comuna ubicada al sur este de la provincia de Llanquihue, en la X Región de Los Lagos.

El Sistema Mediano de Cochamó, perteneciente a la empresa SAGESA, del Grupo SAESA, está ubicado en la Región de los Lagos, abasteciendo principalmente las localidades de Cochamó y Río Puelo.

La Central Térmica Cochamó abastece una extensa red de distribución en 23 kV y está localizada en la zona urbana y en el centro de carga de una red radial atendiendo principalmente el suministro de las actividades relacionadas con la explotación de productos marinos.

El Sistema eléctrico de Cochamó no posee instalaciones de transmisión, los puntos de retiro están directamente ubicados en los puntos de inyección de las centrales generadoras al sistema de distribución.

En el año 2012, en Cochamó la generación fue de 4.501,32 MWh, siendo el penúltimo sistema con mayor generación del total, y el segundo de los dos sistemas operados por SAGESA.

La disponibilidad de mano de obra calificada y puerto cercano para acceso de equipos es Puerto Montt, es una zona con altas precipitaciones pluviales y debido a que colinda con el estuario de Reloncavi se tiene el efecto de la contaminación salina. La empresa indica que existen dificultades por el mal estado de los caminos de ripio.

Respecto de la contaminación salina, dado que la empresa no tiene instalaciones de transmisión eventualmente solo afectaría la sala de máquinas.

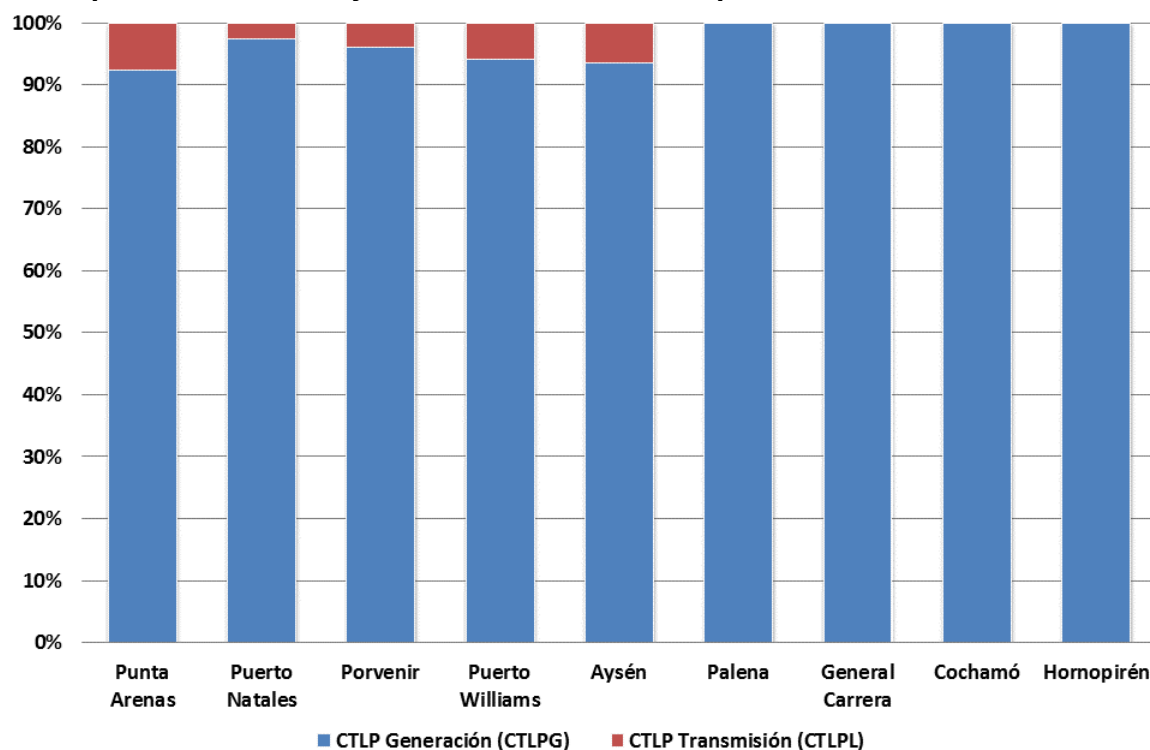
B – CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS EN BASE AL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

A continuación se comparan los distintos SSMM a partir de caracterizar a cada uno de ellos sobre la base de la relación existente entre la generación bruta y la estructura de costos que se desprende del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) estimado en el anterior proceso tarifario.

Se presentarán 3 gráficos, en donde se muestra:

- La participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP para cada SM. A la participación del segmento de generación se la denota como CTLPG, y a la de transmisión como CTLPL.
- Datos reales sobre la proporción de cada tipo de generación en la generación total para cada SM, al año 2012³.
- Estructura de costos de cada SM, basada en la información del CTLP.

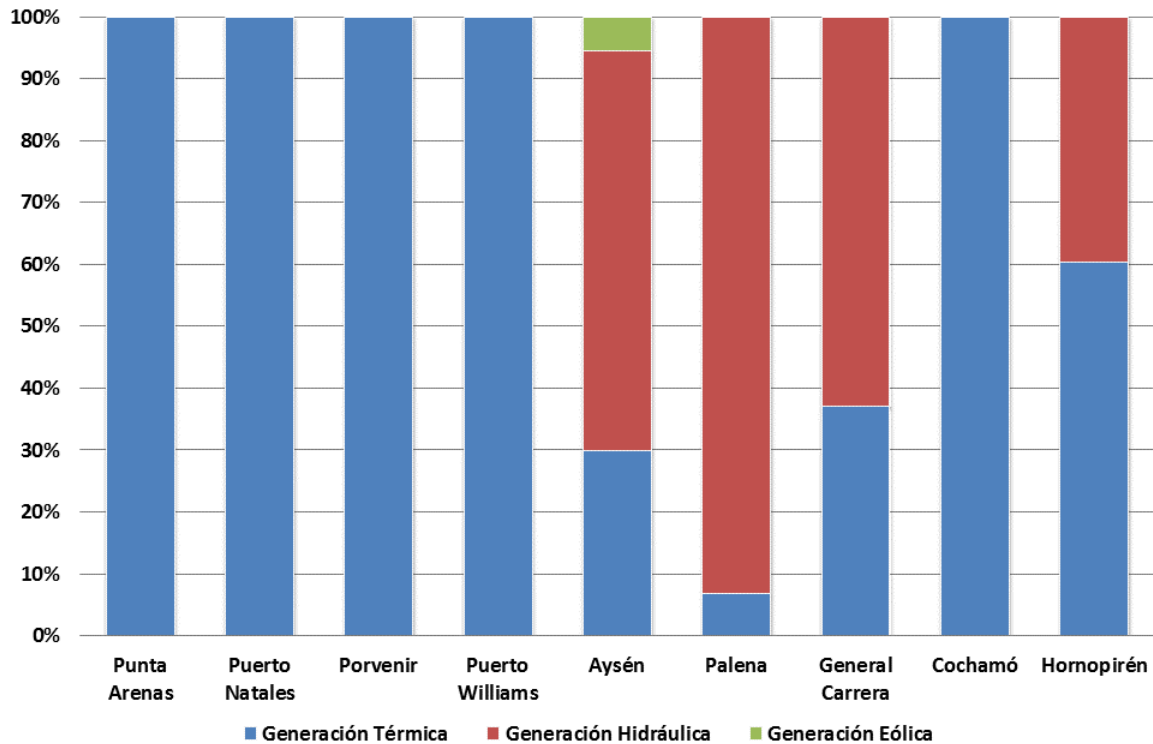
Participación del CTLPG y CTLPL en el CTLP Total para cada Sistema



Fuente: Elaboración propia en base a los informes finales del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos de las Empresas realizados por la CNE

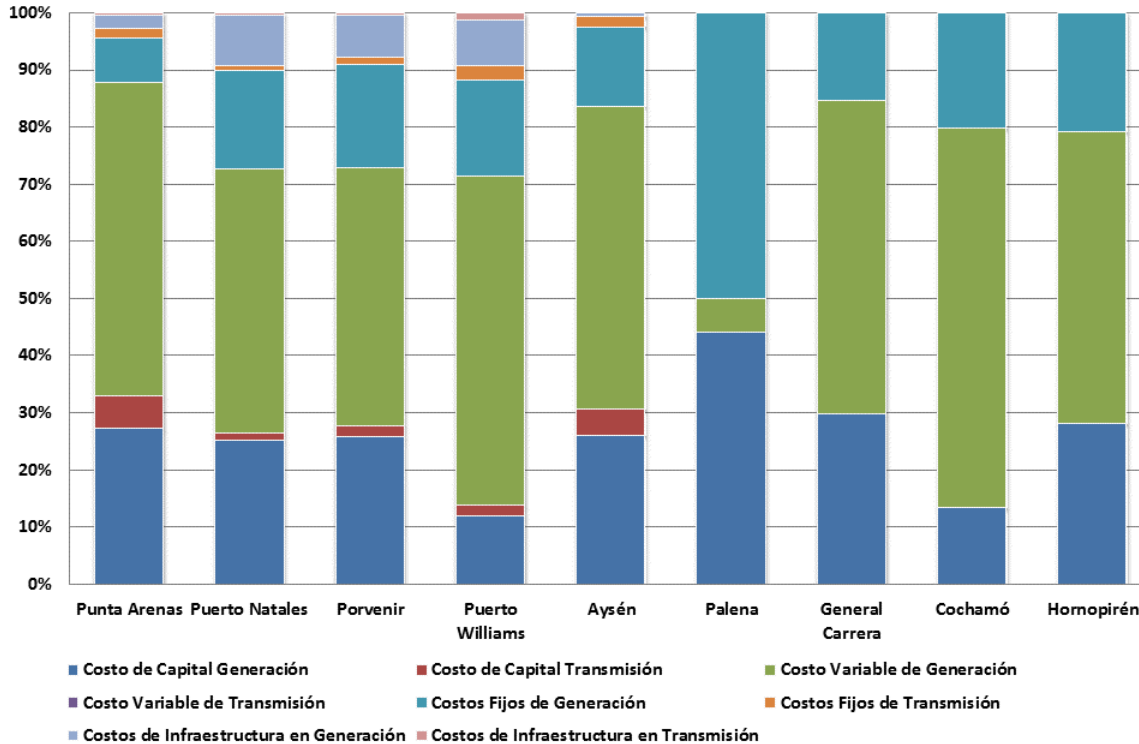
³ La información sobre la generación bruta (MWh) al año 2012 para cada uno de los Sistemas Medianos fue extraída de la página de la Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile.

Tipos de Generación para cada Sistema, Año 2012



Fuente: Elaboración propia en base a la información disponible en la web de la Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile

Estructura de costos de cada Sistema, basada en la información del CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informes Finales de las Empresas presentados a la CNE

El primer gráfico exhibido muestra que en los primeros cinco SSMM representados (Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams y Aysén) el segmento de transmisión, en distintas magnitudes, influye en el valor del CTLP, mientras que los cuatro sistemas restantes (Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén) no poseen instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

El segundo gráfico exhibido muestra que los cuatro SSMM operados por EDELMAG (Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams) y el SM Cochamó, poseen generación térmica en su totalidad, mientras que los SSMM restantes poseen una combinación, en diferentes proporciones, de generación térmica e hidráulica. El SM Aysén es el único de los nueve que posee tres tipos de generación diferente: térmica, hidráulica y eólica.

El tercer gráfico exhibido muestra la composición del CTLP para cada Sistema Mediano, la cual, como se puede ver, posee una estrecha relación con el tipo de generación existente. Todos los sistemas que presentan generación 100% térmica tienen asociado un alto costo variable de generación, el cual en su mayoría está compuesto por el costo variable combustible y oscila

entre 45,18% y 66,5%. A su vez, puede observarse que en estos sistemas le siguen en importancia los costos de capital de generación (en el caso de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir) y los costos fijos de generación (en el caso de Puerto Williams y Cochamó). Los costos de infraestructura de generación ocupan el 4to lugar en el caso de Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams; y el 5to en el caso de Punta Arenas, donde el costo de capital de transmisión lo supera con un porcentaje que asciende a 5,6%.

Vale la pena aclarar que aquellos sistemas que en el tercer gráfico exhibido no poseen detallado el gasto en infraestructura (ni para el segmento de generación ni para el de transmisión) es porque no pudo encontrarse la información desagregada de esa manera en los informes elaborados por las empresas. En particular, en el caso de Aysén, el gasto en infraestructura fue asignado un 100% a generación, y en el caso de los sistemas Palena, General Carrera, Cochamó y Hornopirén se asume que el gasto en infraestructura de generación se encuentra incluido en los costos de capital.

El caso de los sistemas Aysén y General Carrera es interesante, pues si bien éstos poseen un porcentaje importante de generación hidráulica (64,60% y 62,88% respectivamente), tienen asociado un alto costo variable de generación. Esto puede explicarse a partir del Plan de Reposición Eficiente de cada sistema, el cual constituye la base para el cálculo del CTLP. Si bien el *mix* de generación se mantiene similar al valor real del año 2012 a lo largo del horizonte de planificación, las unidades térmicas que se adicionan son caras, y terminan impactando más que los costos de capital. En ambos sistemas, al costo de capital de generación le siguen los costos fijos de generación, y luego en el caso de Aysén aparecen los diferentes costos de transmisión (recordar que General Carrera no posee instalaciones de transmisión).

El Sistema Mediano Palena es el sistema que mayor generación hidráulica posee en relación a los otros sistemas estudiados: del total de la energía generada en el año 2012, un 93,26% fue generada con tecnología hidráulica, y solo un 6,74% corresponde a generación térmica. La estructura de costos asociada es totalmente compatible con este escenario: los costos fijos de generación son los que ocupan el primer lugar, con un porcentaje que asciende a 50,12%. A estos costos le siguen los costos de capital de generación (44,10%) y los costos variables de generación, que únicamente representan un 5,7% del CTLP total del sistema.

Finalmente, el SM Hornopirén combina generación hidráulica y térmica, con porcentajes que ascienden a 39,70% y 60,30% respectivamente. En su estructura de costos el costo variable de generación ocupa el primer lugar (51,16%).

A continuación se presenta una tabla donde se exhibe el *ranking* de importancia de los distintos costos en el CTLP para cada uno de los sistemas. Las referencias son las que siguen:

- i. CVG: Costo Variable de Generación
- ii. CCG: Costo de Capital de Generación
- iii. CFG: Costos Fijos de Generación
- iv. CIG: Costos de Infraestructura de Generación
- v. CCL: Costos de Capital de Transmisión
- vi. CFL: Costos Fijos de Transmisión
- vii. CIL: Costos de Infraestructura de Transmisión

Ranking de importancia de costos en el CTLP para cada Sistema

RAN-KING	PUNTA ARENAS	PTO. NATALES	PORVENIR	PTO. WILLIAMS	AYSÉN	PALENA	GRAL. CARREIRA	COCHAMÓ	HORNOPIRÉN
#1	CVG (54,9%)	CVG (46,2%)	CVG (45,2%)	CVG (57,7%)	CVG (53,0%)	CFG (50,1%)	CVG (55,0%)	CVG (66,5%)	CVG (51,2%)
#2	CCG (27,2%)	CCG (25,1%)	CCG (25,7%)	CFG (16,7%)	CCG (26,0%)	CCG (44,1%)	CCG (29,6%)	CFG (20,3%)	CCG (28,0%)
#3	CFG (7,8%)	CFG (17,1%)	CFG (17,9%)	CCG (11,8%)	CFG (13,9%)	CVG (5,8%)	CFG (15,4%)	CCG (13,2%)	CFG (20,8%)
#4	CCL (5,6%)	CIG (8,9%)	CIG (7,2%)	CIG (8,0%)	CCL (4,6%)				
#5	CIG (2,4%)	CCL (1,3%)	CCL (2,0%)	CFL (2,7%)	CFL (1,9%)				
#6	CFL (1,6%)	CFL (0,9%)	CFL (1,4%)	CCL (1,9%)	CIG (0,7%)				
#7	CIL (0,5%)	CIL (0,5%)	CIL (0,6%)	CIL (1,3%)	CIL (0,0%)				
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a Informes Finales de las Empresas presentados a la CNE

Finalmente se presentan a continuación tres tablas, donde se muestra:

- i. la potencia instalada total y por tipo de tecnología, para cada SM (en MW), en base a la información recibida por parte de las empresas operadoras;

- ii. la generación (en MWh) al año 2012 por tipo de tecnología y combustible, para cada sistema (Tabla y Gráfico), en base a la información recibida por parte de las empresas operadoras; y
- iii. el Costo Variable (CV) por tipo de combustible (en USD) al año 2012, para cada sistema (Tabla y Gráfico), en base a la información recibida por parte de las empresas operadoras.

Potencia instalada por tipo de tecnología para cada Sistema, Año 2012 [MW]

SISTEMA	DIESEL	HIDRO	EÓLICA	GAS NATURAL	BIFUEL	MW
Punta Arenas	7,120	0	0	82,664	0	89,784
Puerto Natales	3,310	0	0	6,772	0	10,082
Porvenir	2,480	0	0	5,527	920	8,927
Puerto Williams	2,828	0	0	0	0	2,828
Aysén	21,398	22,600	1,980	0	0	45,978
General Carrera	1,986	640	0	0	0	2,626
Palena	1,682	1400	0	0	0	3,082
Hornopirén	3,000	765	0	0	0	3,765
Cochamó	1,660	0	0	0	0	1,660

Fuente: Elaboración propia en base a la información recopilada del pedido de información realizado a las empresas operadoras de sistemas medianos

Generación por tipo de tecnología y combustible para cada sistema, Año 2012 [MWh]

SISTEMA	HIDRÁULICA	DIESEL	GAS NATURAL	BIFUEL	EÓLICA	TOTAL
Punta Arenas	-	50,00	232.101,30	-	-	232.151,30
Puerto Natales	-	839,17	28.085,71	-	-	28.924,88
Porvenir	-	206,17	20.386,61	1.192,30	-	21.785,08
Puerto Williams	-	3.751,22	-	-	-	3.751,22
Aysén	85.924,04	37.046,12	-	-	9.329,20	132.299,36
General Carrera	5.727,36	3.025,06	-	-	-	8.752,42
Palena	7.153,10	516,22	-	-	-	7.669,32
Hornopirén	5.230,00	6.654,28	-	-	-	11.884,28
Cochamó	-	4.501,32	-	-	-	4.501,32

Fuente: Elaboración propia en base a la información recopilada del pedido de información realizado a las empresas operadoras de sistemas medianos

Costo Variable (CV) por tipo de combustible para cada sistema, Año 2012 [USD]

SISTEMA	DIESEL	GAS NATURAL	BIFUEL	TOTAL
Punta Arenas	10,942.03	11,868,072.28	-	11,879,014.31
Puerto Natales	262,720.03	1,538,663.79	-	1,801,383.81
Porvenir	66,589.01	940,388.97	259,103.41	1,266,081.39
Puerto Williams	1,060,560.13	-	-	1,060,560.13
Aysén	8,955,509.25	-	-	8,955,509.25
General Carrera	967,489.24	-	-	967,489.24
Palena	169,731.90	-	-	169,731.90
Hornopirén	1,860,782.40	-	-	1,860,782.40
Cochamó	1,255,903.65	-	-	1,255,903.65

Fuente: Elaboración propia en base a la información recopilada del pedido de información realizado a las empresas operadoras de sistemas medianos

Como puede verse en las tablas anteriores, el SM más grande es el de Punta Arenas, con una capacidad instalada total de 89,78 MW. Le sigue el SM Aysén, con una capacidad instalada total de 45,97 MW y, en tercer lugar, Puerto Natales (10,08 MW). Si bien los tres sistemas nombrados con anterioridad son los más grandes en términos de capacidad instalada total, se puede apreciar que Punta Arenas es significativamente mayor que los demás, hecho que se refleja en que su capacidad instalada es un 95,28% mayor que la de Aysén.

Como puede verse, en los sistemas operados por EDELMAG predomina la generación térmica en base al Gas Natural (salvo en Puerto Williams), en los operados por EDELAYSEN predomina la generación hidráulica y en los operados por SAGESA (y en el caso de Hornopirén, en combinación con la empresa Cuchildeo) predomina la generación térmica en base al combustible Diesel.

Los sistemas operados por EDELMAG (en particular Punta Arenas) son los sistemas que poseen los CV más elevados, en conjunto con Aysén. Se puede ver que los sistemas operados por EDELMAG no poseen generación hidráulica. Aysén, si bien posee más generación hidráulica que térmica (en términos porcentuales), tiene un elevado costo variable. Esto puede explicarse, de alguna manera, por el hecho de que este sistema tiene en operación 15 centrales térmicas que generan en total 37.046,12 MWh; mientras que sistemas como Carrera tiene en operación únicamente 6, que generan en total 3.025,06 MWh. Luego, aunque el CV unitario (USD/MWh) real de las centrales de Aysén sea más pequeño que el de otro sistema, como el mencionado Carrera, la cantidad de centrales en operación termina compensando el menor CV unitario de generación, haciendo que el costo total sea alto.

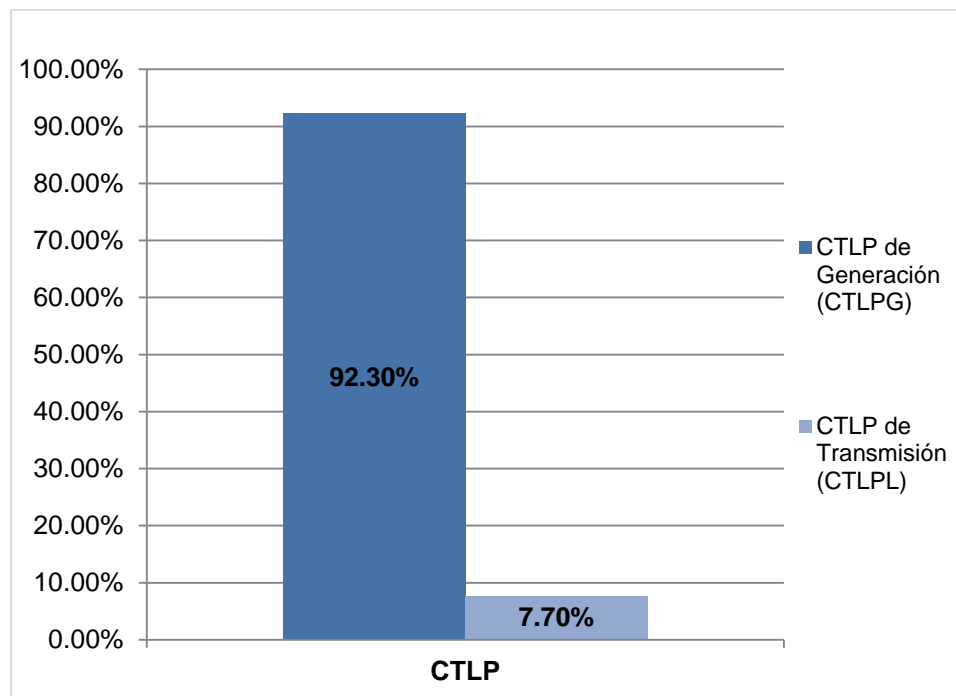
C – DETALLE DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS POR SISTEMA MEDIANO

En base a la información contenida en los Informes Finales de las empresas operadoras de sistemas medianos entregados a la CNE, se procedió a estudiar la estructura de costos de cada una de ellas. El objetivo principal de este punto es comprender la importancia de los costos de capital, costos operativos y costos fijos en el CID y en el CTLP para cada uno de los segmentos estudiados: generación y transmisión.

1. EMPRESA EDELMAG S.A. a. Sistema Punta Arenas

Composición del CTLP a nivel Sistema

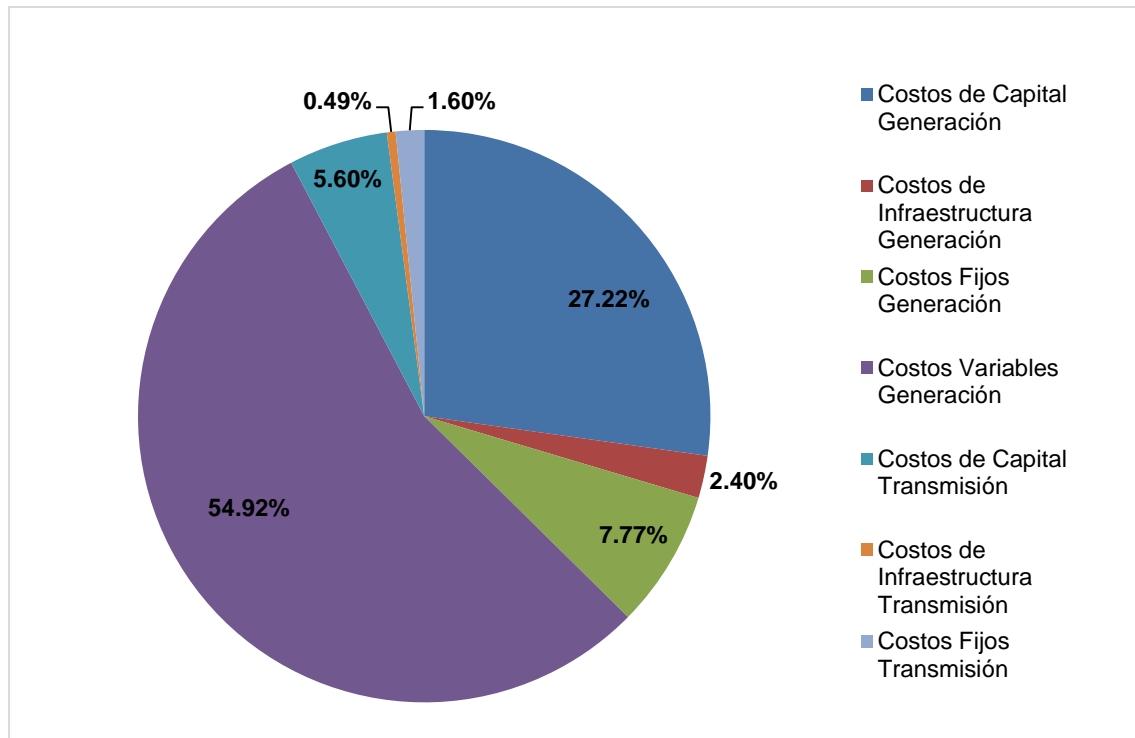
A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: “Estudio de Planificación y Tarificación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.”

Como puede verse en las dos ilustraciones anteriores, el segmento de generación resulta el más relevante en el cálculo de ambos costos, los cuales se derivan del Plan Óptimo de Expansión (CID) y del plan de reposición eficiente (CTLP).

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente:

Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: "Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A."

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos de generación y transmisión se encuentran desagregados en los siguientes ítems:

- Costos de Generación
 - Costos de Capital
 - Costos de Infraestructura
 - Costos Fijos
 - Costos Variables (Costos Combustibles + Costos No Combustibles)
- Costos de Transmisión
 - Costos de Capital
 - Costos de Infraestructura
 - Costos Fijos

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema de Punta Arenas es en el Costo Variable de Generación, el cual representa un 54,92% de la estructura estudiada. Teniendo en cuenta la información suministrada en la caracterización de los sistemas medianos, esto no resulta extraño: el sistema mediano de Punta Arenas, así como todos los "Levantamiento de Contenidos Mínimos a Considerar en la Elaboración de las Bases del Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos"

sistemas operados por EDELMAG, tienen generación 100% térmica, encontrándose diferencias sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

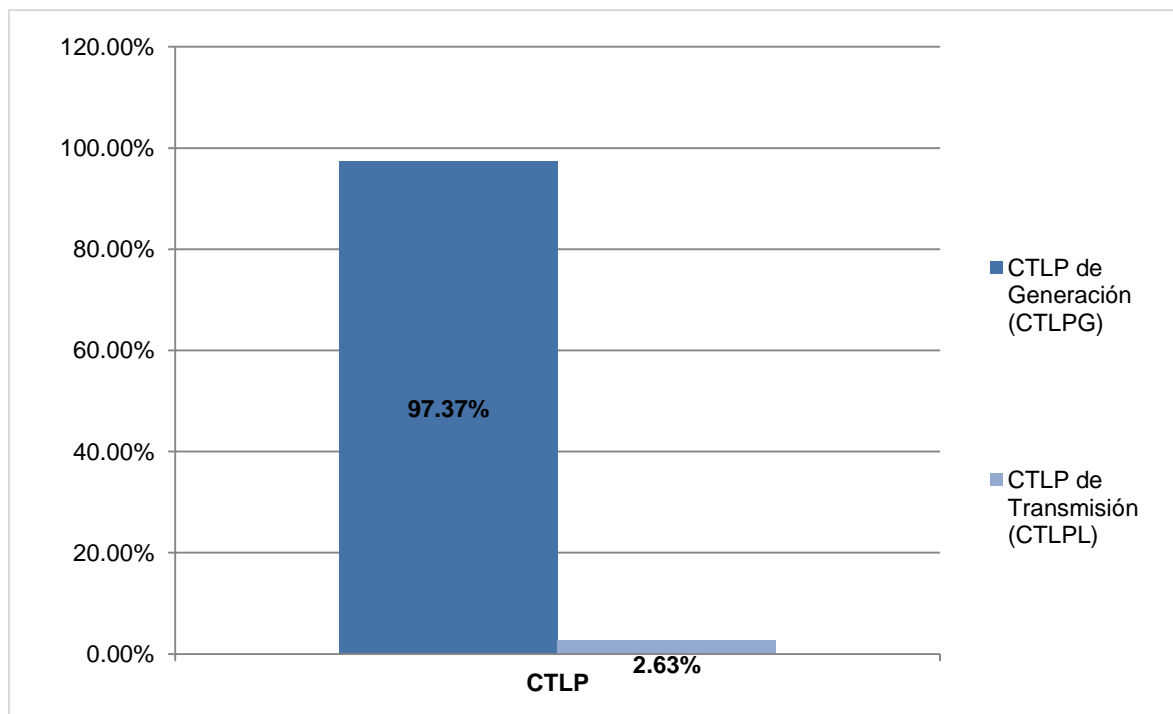
Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que el costo de capital de generación también resulta importante en la composición del CTLP (27,22%), y en una medida mucho mayor que el costo de capital de transmisión, el cual apenas representa un 5,60%. Esto también ocurre en el caso de los costos fijos, cuya proporción asciende a únicamente 1,60% para transmisión, mientras que para generación el porcentaje es mayor: 7,77%.

Finalmente, cabe aclarar que los costos no eléctricos (costos de infraestructura) representan un porcentaje insignificante en transmisión, 0,49%.

Sistema Puerto Natales

Composición del CTLP a nivel Sistema

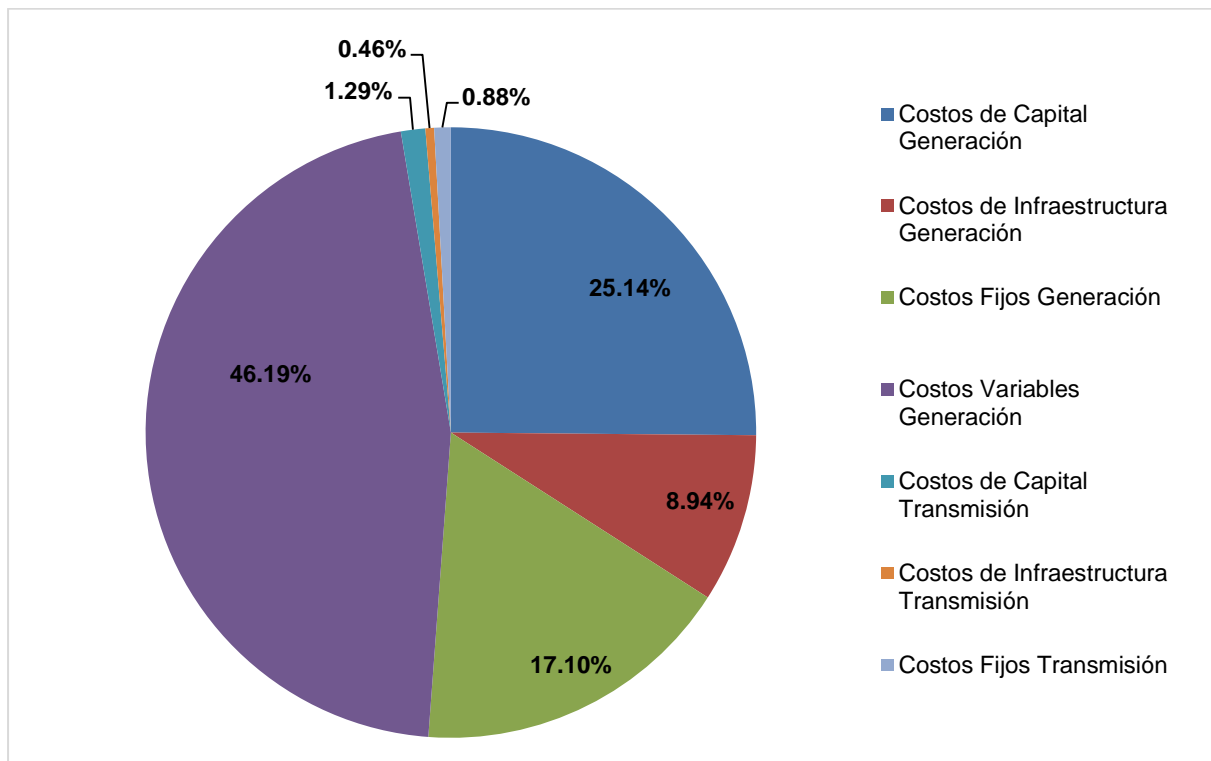
A continuación se presentan un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: "Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A."

Como puede verse en las dos ilustraciones anteriores, el segmento de generación resulta el más relevante en el cálculo de ambos costos, los cuales se derivan del Plan Óptimo de Expansión (CID) y del plan de reposición eficiente (CTLP). La participación del segmento de generación, tanto en el CID como en el CTLP, es aún más significativa que en el caso de Punta Arenas, donde si bien dominaba la generación, el segmento de transmisión superaba en ambos casos los 7 puntos porcentuales.

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: “Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.”

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos de generación y transmisión se encuentran desagregados de la misma manera que para Punta Arenas.

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema de Puerto Natales es en el Costo Variable de Generación, el cual representa un 41,19% de la estructura estudiada. Teniendo en cuenta la información suministrada en la caracterización de los sistemas medianos, esto no resulta extraño: el sistema mediano de Puerto Natales, así como todos los sistemas operados por EDELMAG, tienen generación 100% térmica, encontrándose diferencias sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado

(gas natural o diesel). Si bien el porcentaje es elevado, es menor que el informado para Punta Arenas, el cual asciende a 54,92%.

Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que el costo de capital de generación también resulta importante en la composición del CTLP (25,14%), y en una medida mucho mayor que el costo de capital de transmisión, el cual apenas representa un 1,29%. En este caso, en comparación con Punta Arenas, la discrepancia entre costos de capital entre segmentos es más grande: en el caso de Punta Arenas, el porcentaje asciende a 21,62%, y en el caso de Puerto Natales, la discrepancia llega a ser de 23,85%. En el caso de los costos fijos, la proporción para transmisión asciende a 0,88% mientras que para generación el porcentaje es mayor: 17,10%. Si se compara este caso con el de Punta Arenas, la discrepancia entre segmentos en el caso de Puerto Natales es mucho mayor: 16,22% contra 1,17%.

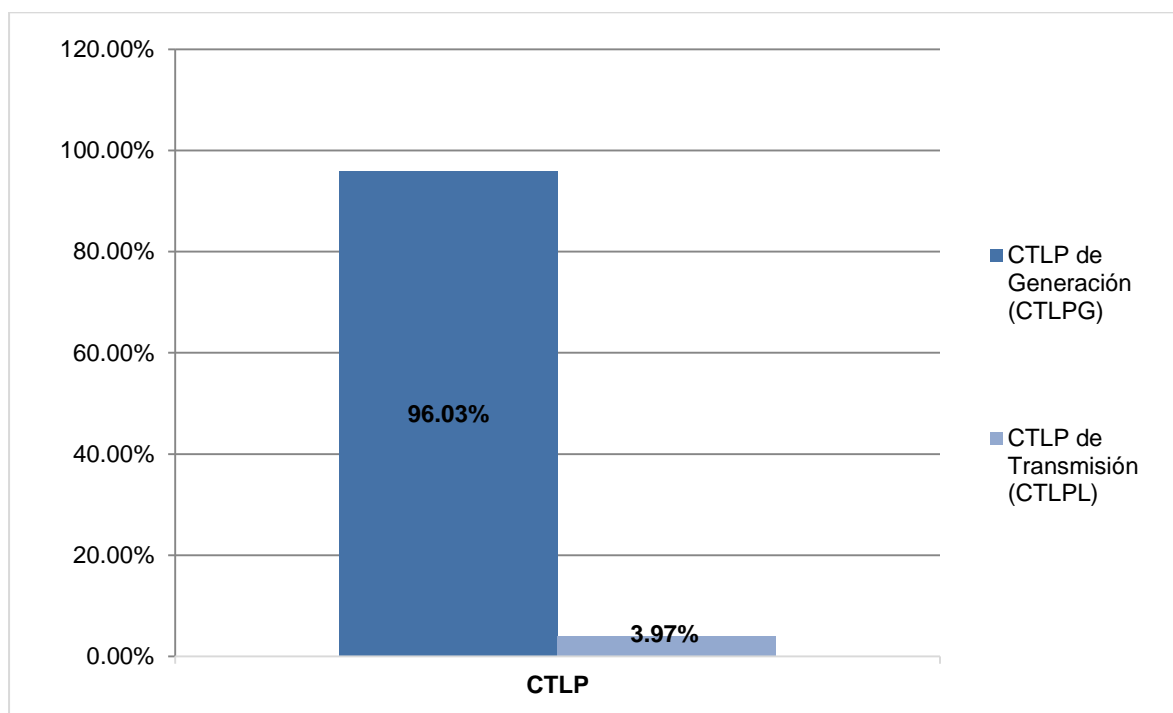
Finalmente, cabe aclarar que los costos no eléctricos (costos de infraestructura) representan un porcentaje insignificante en transmisión, 0,46%; bastante similar al porcentaje de Punta Arenas, el cual asciende a 0,49%.

Como conclusión se puede afirmar que si bien las participaciones son de magnitudes diferentes, el orden de importancia de las mismas se mantiene, salvo en el caso del Costo de Capital de Transmisión: en el caso de Punta Arenas, el mismo ocupa el 4º lugar, mientras que en el caso de Puerto Natales, el mismo ocupa el 5º.

b. Sistema Porvenir

Composición del CTLP a nivel Sistema

A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



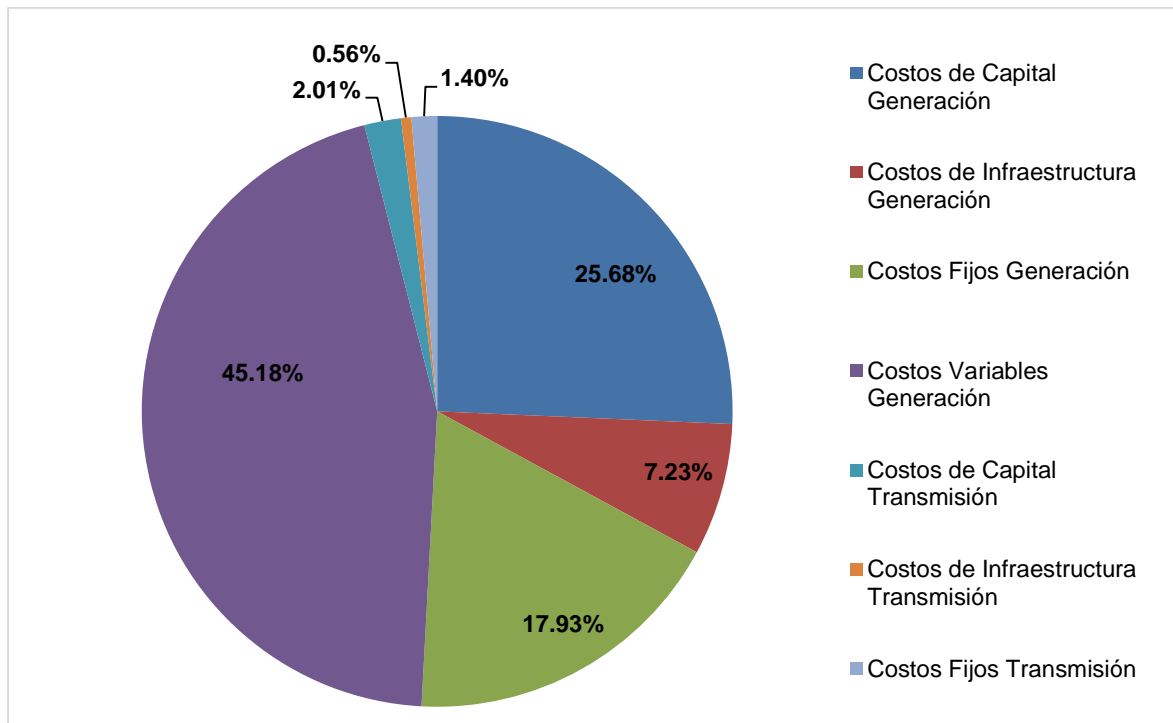
Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: "Estudio de Planificación y Tarificación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A."

Como puede verse en las dos ilustraciones anteriores, el segmento de generación resulta el más relevante en el cálculo de ambos costos, los cuales se derivan del Plan Óptimo de Expansión (CID) y del plan de reposición eficiente (CTLP). En particular, en el caso del Costo Incremental de Desarrollo, el CIDL es nulo, puesto que en la revisión tarifaria anterior se determinó que las instalaciones de transmisión eran suficientes para satisfacer los requerimientos durante todo el horizonte de Estudio⁴.

⁴ La información fue extraída del Informe Final EDELMAG: "Estudio de Planificación y Tarificación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.", página 188 de 1100.

Por otro lado, si se mira la participación de los segmentos en el CTLP, el porcentaje es bastante similar al obtenido para Puerto Natales: el mismo asciende a 96,03%; el cual representa una diferencia de 1,34% con este último sistema.

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: “Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.”

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos de generación y transmisión se encuentran desagregados de la misma manera que para Punta Arenas.

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema de Porvenir es en el Costo Variable de Generación, el cual representa un 45,18% de la estructura estudiada. Teniendo en cuenta la información suministrada en la caracterización de los sistemas medianos, esto no resulta extraño: el sistema mediano de Porvenir, así como todos los sistemas operados por EDELMAG, tienen generación 100% térmica, encontrándose diferencias sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel). Si bien el porcentaje es elevado, es menor que el informado para Punta Arenas, el cual asciende a 54,92%; y también menor que el informado para Puerto Natales, el cual asciende a 46,19% (casi 1% de diferencia).

Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que el costo de capital de generación también resulta importante en la composición del CTLP (25,68%), y en una medida mucho mayor que el costo de capital de transmisión, el cual apenas representa un 2,01%. En este caso, en comparación con Punta Arenas, la discrepancia entre costos de capital entre segmentos es más grande: en el caso de Punta Arenas, el porcentaje asciende a 21,62%, y en el caso de Porvenir, la discrepancia llega a ser de 23,67% (parecida a la discrepancia de Puerto Natales, 23,85%). En el caso de los costos fijos, la proporción para transmisión asciende a 1,40% mientras que para generación el porcentaje es mayor: 17,93%. Si se compara este caso con el de Punta Arenas, la discrepancia entre segmentos en el caso de Porvenir es mucho mayor: 16,53% contra 1,17% (parecida a la discrepancia de Puerto Natales, 16,22%).

Finalmente, cabe aclarar que los costos no eléctricos (costos de infraestructura) representan un porcentaje insignificante en transmisión, 0,56% (0,10% más que en Puerto Natales); similar al porcentaje de Punta Arenas, el cual asciende a 0,49%.

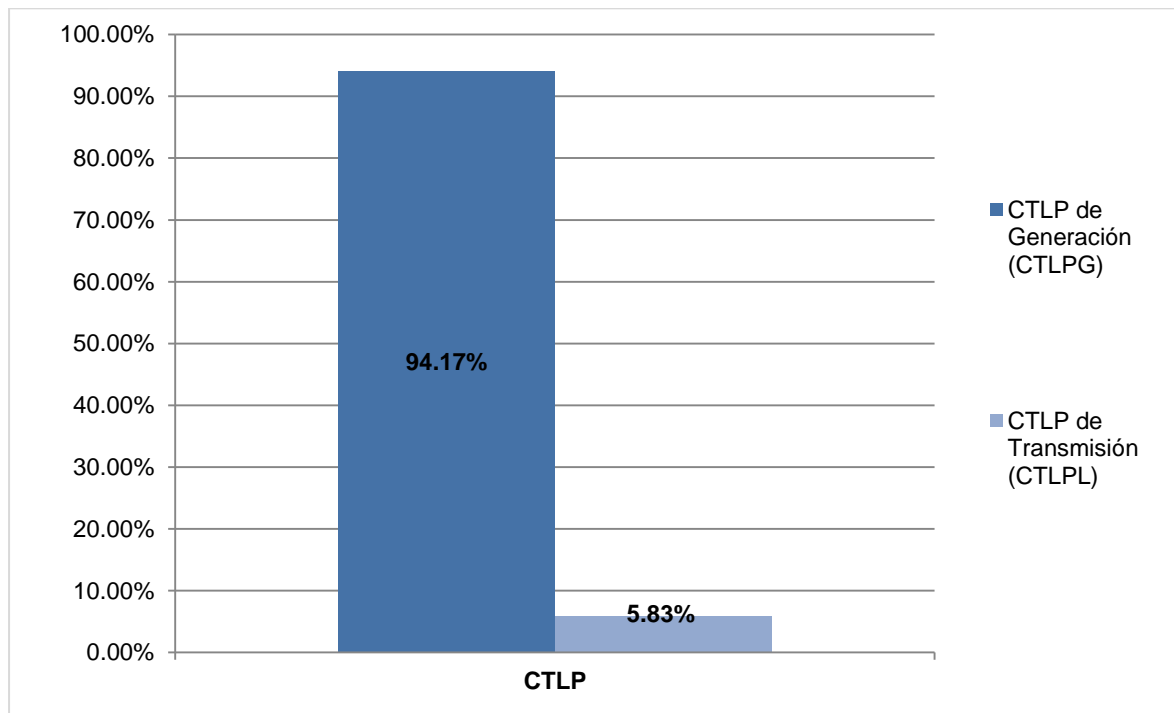
Como conclusión se puede afirmar que si bien las participaciones son de magnitudes diferentes, el orden de importancia de las mismas es idéntico al caso de Puerto Natales:

- Costo Variable de Generación
- Costo de Capital de Generación
- Costo Fijo de Generación
- Costo de Infraestructura de Generación
- Costo de Capital de Transmisión
- Costo Fijo de Transmisión
- Costo de Infraestructura de Transmisión

c. Sistema Puerto Williams

Composición del CTLP a nivel Sistema

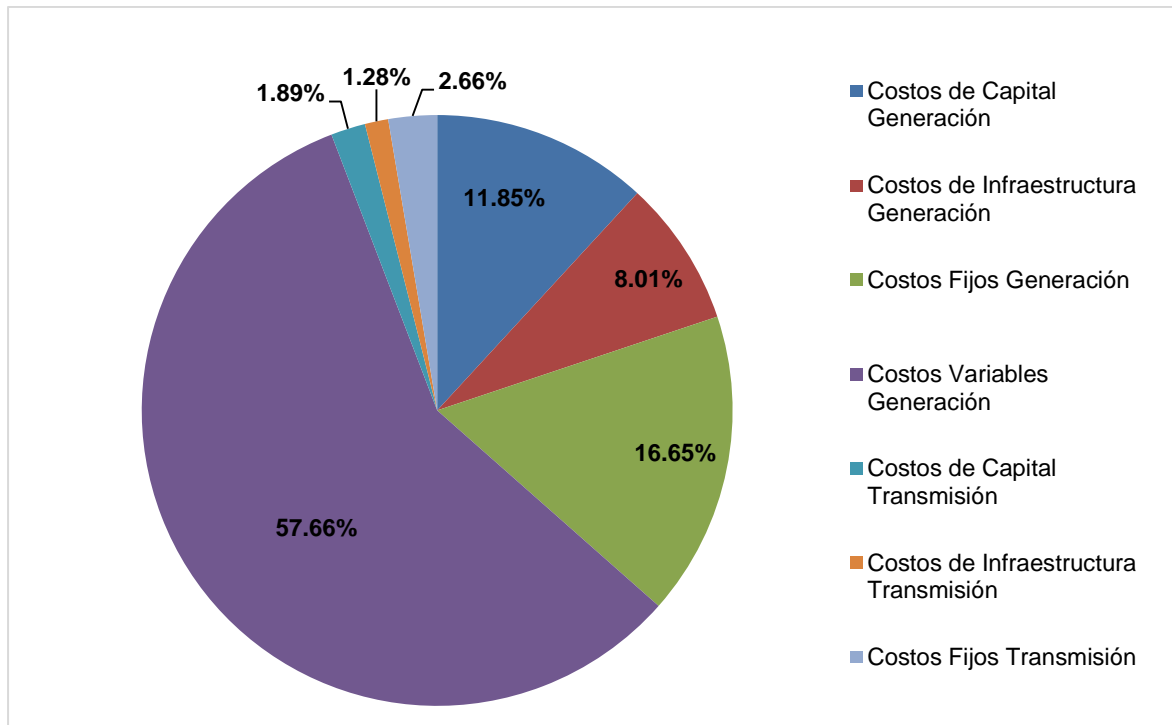
A continuación se presentan un gráfico en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: "Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A."

Como puede verse en la ilustración anterior, el segmento de generación resulta el más relevante en el cálculo del CTLP, el cual se deriva del plan de reposición eficiente (CTLP). La participación del CTLPG resultante es bastante similar a la de Punta Arenas, la cual ascendía a 92,30%.

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELMAG: “Estudio de Planificación y Tarifación Sistemas Medianos de EDELMAG S.A.”

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos de generación y transmisión se encuentran desagregados de la misma manera que para Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Williams.

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema de Puerto Williams es en el Costo Variable de Generación, el cual representa un 57,66% de la estructura estudiada. Teniendo en cuenta la información suministrada en la caracterización de los sistemas medianos, esto no resulta extraño: el sistema mediano de Puerto Williams, así como todos los sistemas operados por EDELMAG, tienen generación 100% térmica, encontrándose diferencias sólo en el tipo de unidades generadoras (motor o turbina) y el combustible utilizado (gas natural o diesel). Si bien el porcentaje de Costo Variable de Generación es el más importante en la estructura de costos de los cuatro sistemas medianos operados por EDELMAG, el porcentaje correspondiente a Puerto Williams es el más elevado de los cuatro sistemas bajo estudio. El porcentaje más bajo lo posee Porvenir, el cual asciende a 45,18%.

Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que en este caso los costos fijos toman más relevancia en la estructura de costos que en otros sistemas: tanto en el segmento de generación como en el segmento de transmisión, los costos fijos tienen más

importancia en la estructura que los costos de capital: en particular, en el segmento de generación, los costos fijos ascienden a 16,65% mientras que los costos de capital representan un 11,85% de la estructura total. En el segmento de transmisión, los costos fijos ascienden a 2,66% mientras que los costos de capital representan un 1,89% de la estructura total.

Finalmente, cabe aclarar que si bien los costos no eléctricos (costos de infraestructura) representan un porcentaje bajo en transmisión, el porcentaje correspondiente a Puerto Williams es el más elevado de los cuatro sistemas bajo estudio: 1,28%

Como conclusión, se puede afirmar que la estructura de costos del sistema Puerto Williams es similar a la estructura de Puerto Natales y Porvenir, salvo por el orden de importancia de los costos fijos en ambos segmentos como fue nombrado anteriormente:

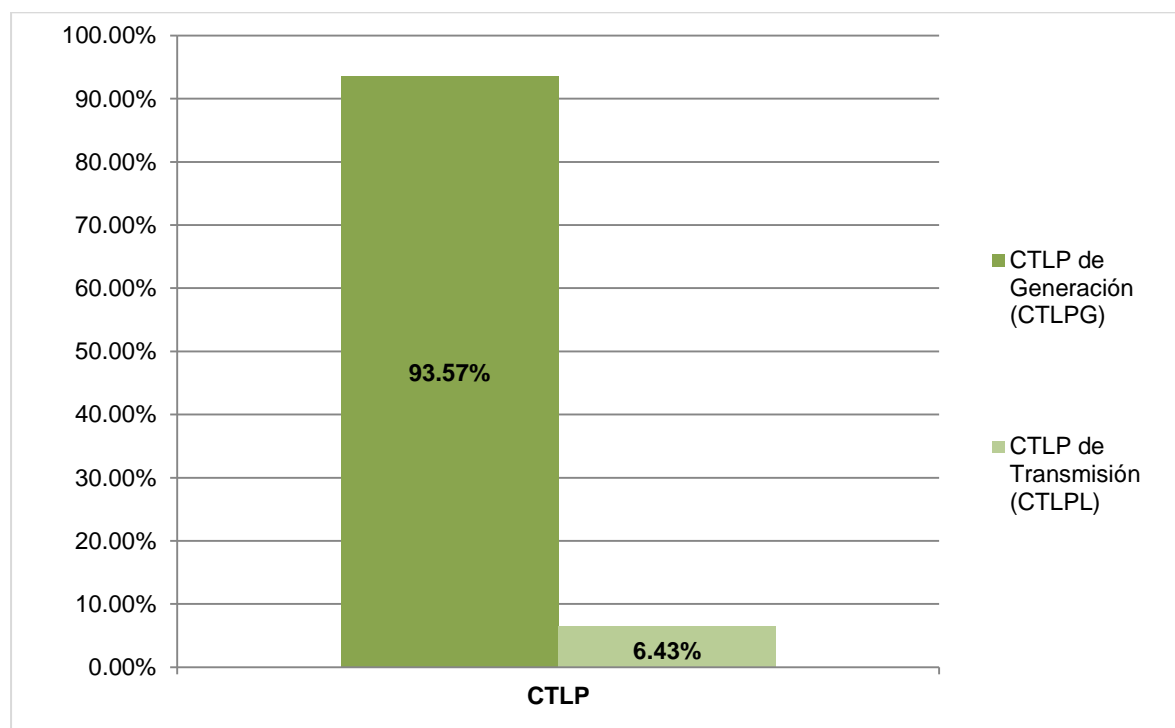
- Costo Variable de Generación
- Costo Fijo de Generación
- Costo de Capital de Generación
- Costo de Infraestructura de Generación
- Costo de Fijo de Transmisión
- Costo de Capital de Transmisión
- Costo de Infraestructura de Transmisión

2. EMPRESA EDELAYSEN S.A.

a. Sistema Aysén

Composición del CTLP a nivel Sistema

A continuación se presentan un gráfico en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



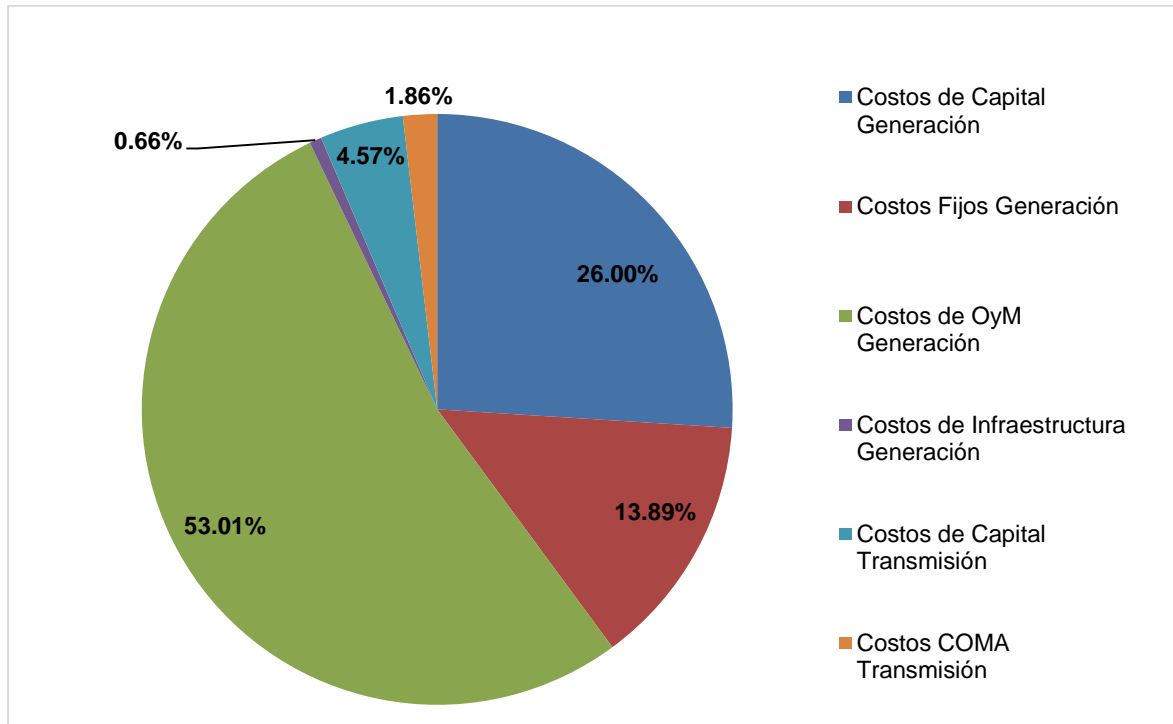
Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSSEN: “Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”

Como puede verse en las dos ilustraciones anteriores, el segmento de generación resulta el más relevante en el cálculo de ambos costos, los cuales se derivan del Plan Óptimo de Expansión (CID) y del plan de reposición eficiente (CTLP). En particular, en el caso del Costo Incremental de Desarrollo, el CIDL es nulo, puesto que en la revisión tarifaria anterior se determinó que las instalaciones de transmisión eran suficientes para satisfacer los requerimientos durante todo el horizonte de Estudio⁵.

⁵ La información fue extraída del INFORME Final de EDELAYSSEN: “Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”

Por otro lado, si se mira la participación de los segmentos en el CTLP, el porcentaje de generación asciende a 93,57%, mientras que el porcentaje para transmisión representa un 6,43% del CID total del sistema.

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSÉN: “Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos de generación y transmisión se encuentran desagregados en los siguientes ítems:

- Costos de Generación
 - Costos de Capital
 - Costos de Infraestructura
 - Costos Fijos
 - Costos de Operación y Mantenimiento (Costos Combustibles + Costos No Combustibles)
- Costos de Transmisión
 - Costos de Capital
 - Costos COMA

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema de Aysén es en el Costo de Operación y Mantenimiento de Generación, el cual representa un 53,01% de la estructura estudiada. Al año 2012, la generación del sistema Aysén alcanzó los 133.016,71 MWh, donde el 64,60% de esa generación corresponde a la tecnología hidroeléctrica. Si bien esto en principio parece contra intuitivo, se debe tener en cuenta que la estructura de costos se está estudiando sobre la composición de cada uno de ellos en el CTLP total del sistema, el cual surge como consecuencia del Plan de Reposición Eficiente. Luego de estudiar el cálculo de éste último, pudo verse que las unidades térmicas que se adicionan en el horizonte de planificación son caras, y terminan impactando de esta manera más que los costos de capital.

Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que el costo de capital de generación también resulta importante en la composición del CTLP (26,00%), y en una medida mucho mayor que el costo de capital de transmisión, el cual apenas representa un 4,57%.

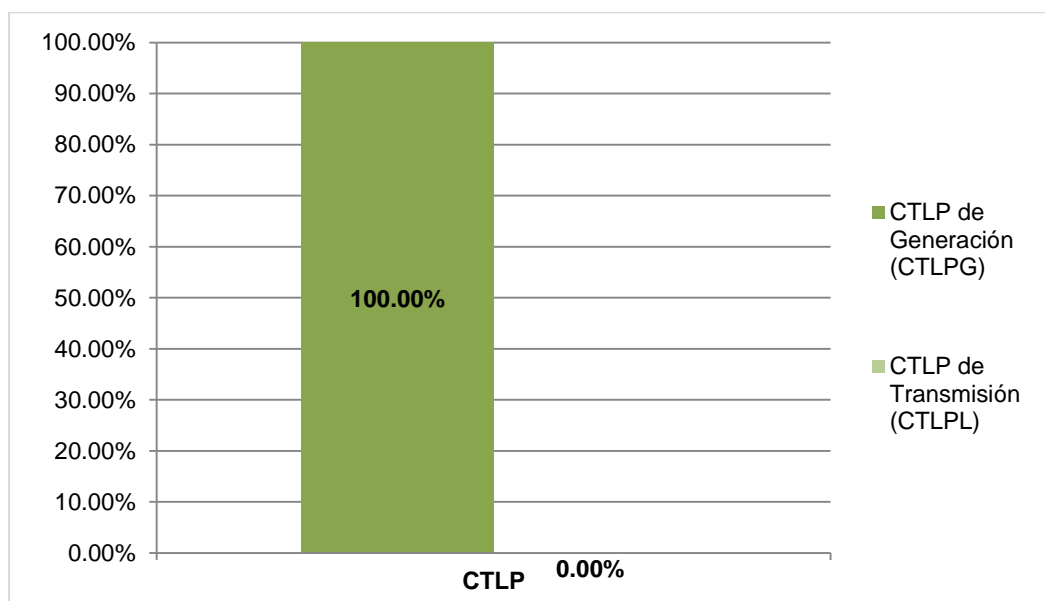
Es importante destacar que los costos fijos de generación ascienden a 13,89%, un porcentaje significativo al lado de los COMA de transmisión, los cuales representan un 1,86%.

Finalmente, cabe aclarar que los costos no eléctricos (costos de infraestructura) representan un porcentaje insignificante en la estructura de costos total: 0,66%.

b. Sistema Palena

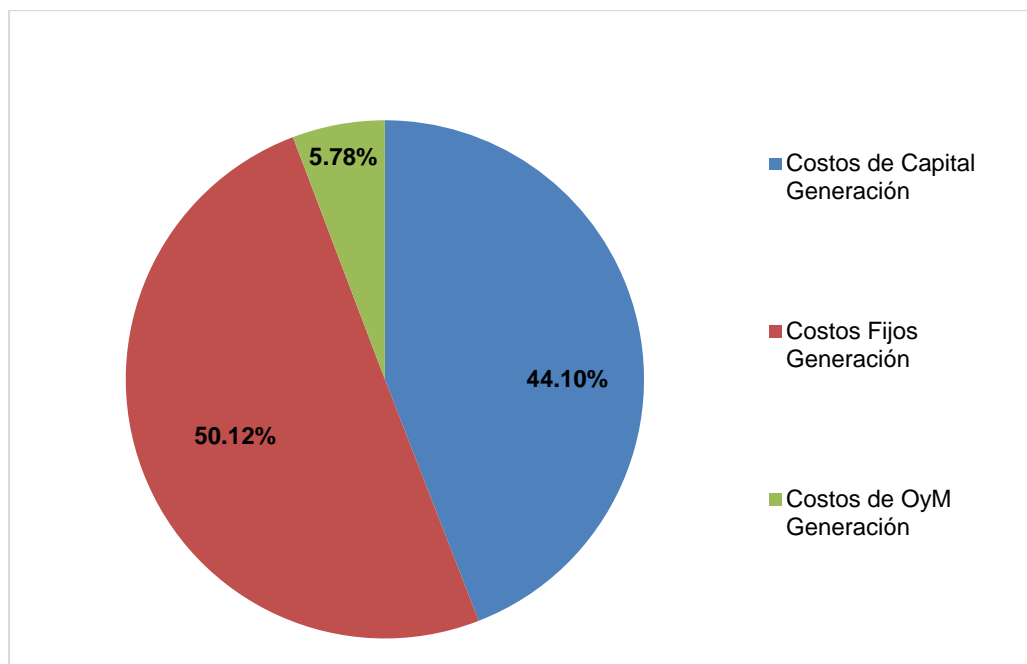
Composición del CTLP a nivel Sistema

A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSÉN: “Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”.

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSÉN: “Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”.

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, los costos fijos de generación son los que tienen más peso dentro de la estructura de costos totales del sistema, lo que posee una estrecha relación con la caracterización inicial del mismo: el Sistema Palena cuenta con una gran participación de

generación hidráulica, dado que la erupción del volcán Chaitén a mediados del 2008 ocasionó la desaparición del principal centro de consumo. Las unidades térmicas existentes en Chaitén a esa fecha fueron retiradas y, producto de la relocalización de parte del consumo se requirió la instalación de generación térmica distribuida, de modo de asegurar la calidad de servicio del Sistema ante fallas en la red de distribución, ocasionadas principalmente por factores climáticos.

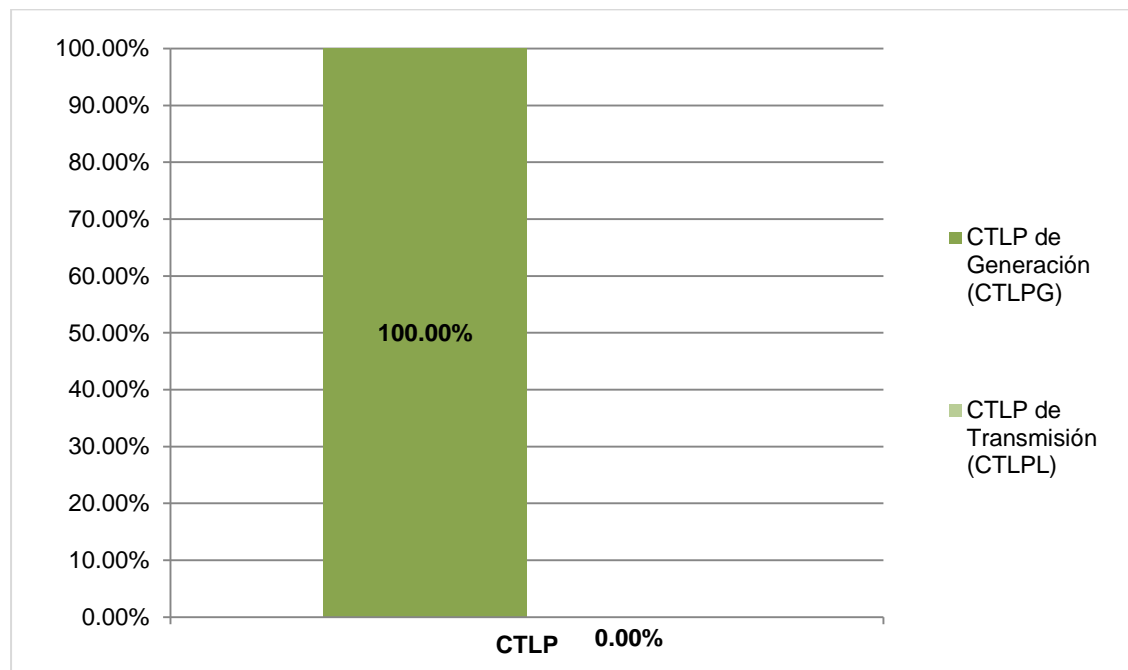
Los costos de capital de generación ascienden a 44,10%, constituyendo el segundo costo más importante dentro de la estructura del sistema.

Finalmente, un 5,78% de la estructura de costos es explicada por los costos de operación y mantenimiento de generación, lo cual es consistente con un sistema cuya generación es, en una gran magnitud, hidráulica.

c. Sistema General Carrera

Composición del CTLP a nivel Sistema

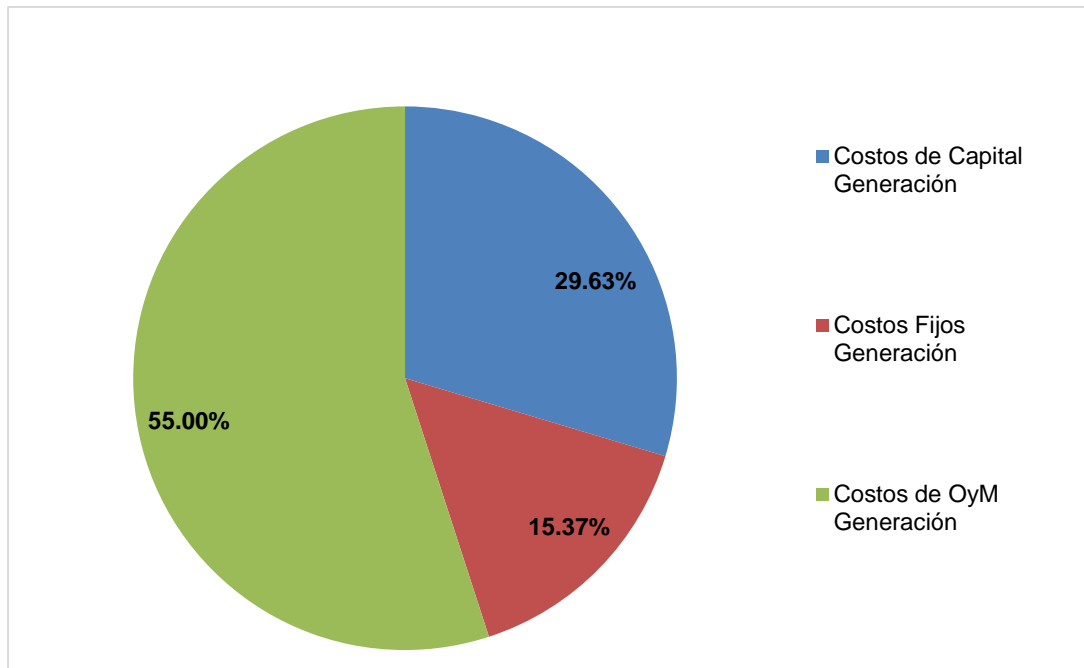
A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente:

Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSEN: "Estudio de Tarifación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera"

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente:

Elaboración propia en base a Informe Final EDELAYSÉN: “Estudio de Tarifación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena y General Carrera”

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema General Carrera es en el Costo de Operación y Mantenimiento de Generación, el cual representa un 55,00% de la estructura estudiada. Al año 2012, la generación del sistema General Carrera alcanzó los 9.107,97 MWh, donde el 62,88% de esa generación corresponde a la tecnología hidroeléctrica. Si bien esto en principio parece contra intuitivo, (como en el caso del sistema Aysén) se debe tener en cuenta que la estructura de costos se está estudiando sobre la composición de cada uno de ellos en el CTLP total del sistema, el cual surge como consecuencia del Plan de Reposición Eficiente. Luego de estudiar el cálculo de éste último, pudo verse que las unidades térmicas que se adicionan en el horizonte de planificación son caras, y terminan impactando de esta manera más que los costos de capital.

Siguiendo con el análisis de la estructura de costos, se puede ver que el costo de capital de generación también resulta importante en la composición del CTLP (29,63%).

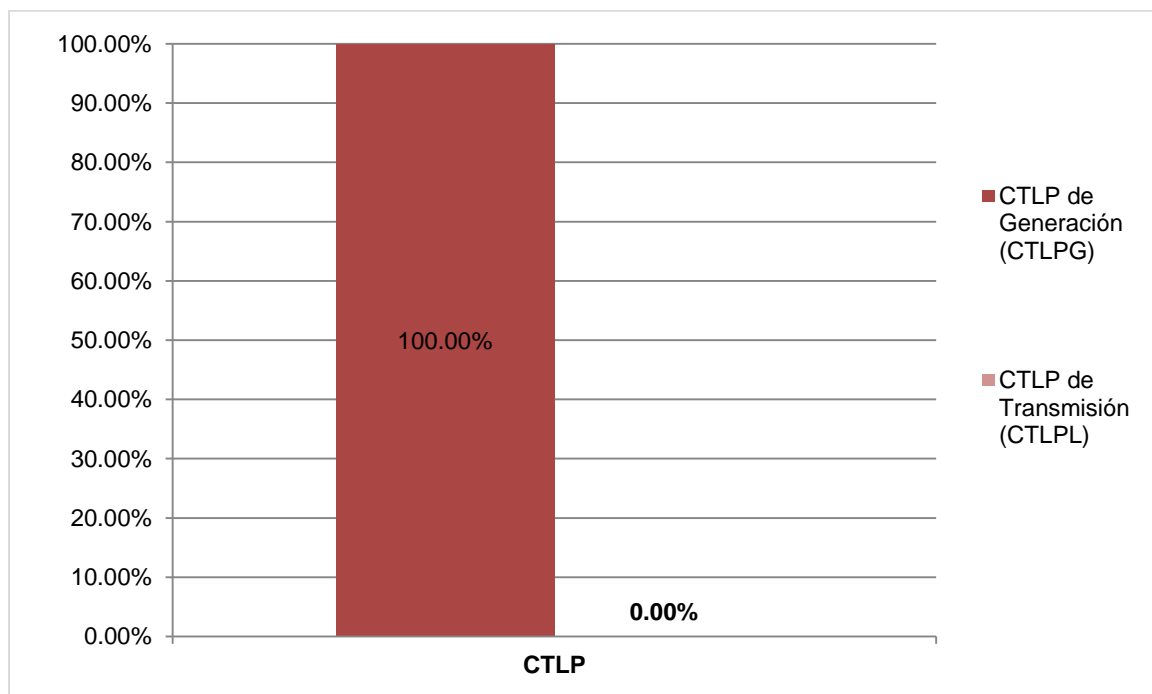
Finalmente, un 15,37% de la estructura de costos es explicada por los costos fijos de generación.

3. EMPRESAS SAGESA Y CUCHILDEO S.A.

a. Sistema Hornopirén

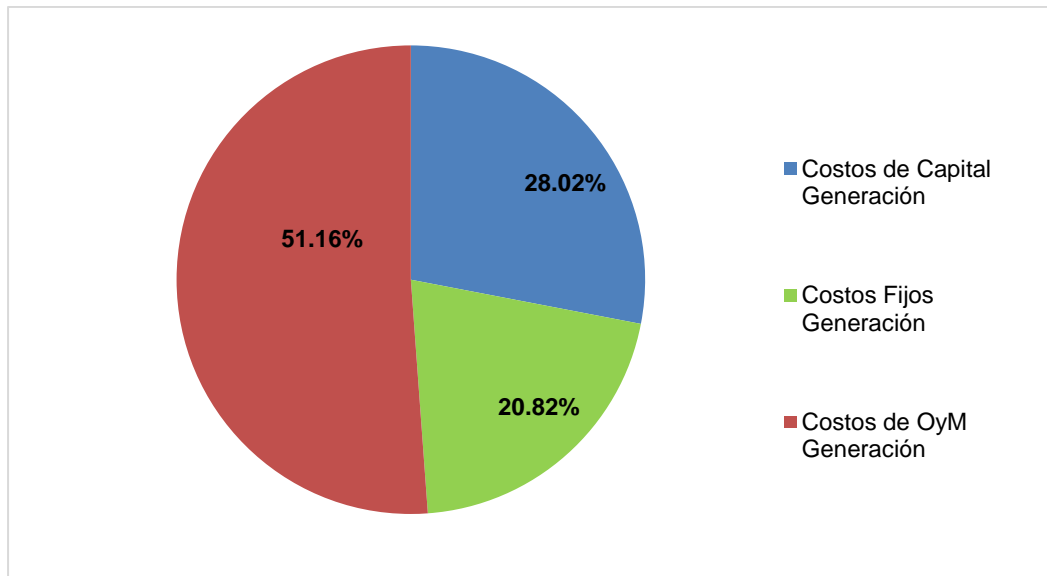
Composición del CTLP a nivel Sistema

A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final SAGESA y CUCHILDEO S.A.: "Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén"

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final SAGESA y CUCHILDEO S.A.: “Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén”

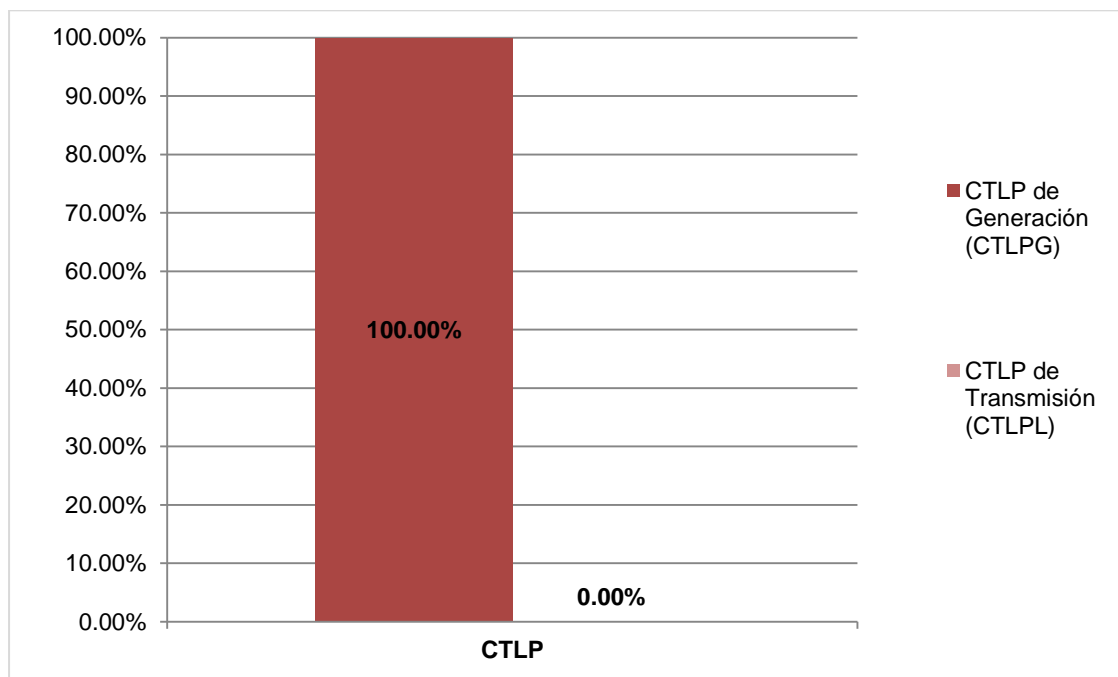
Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema Hornopirén es en el Costo de Operación y Mantenimiento de Generación, el cual representa un 51,16% de la estructura estudiada. Si se tiene en cuenta que Hornopirén es un sistema cuya generación es más térmica (en relación a la generación total) que hidráulica, entonces resulta lógico que el costo de operación y mantenimiento de generación resulte el más importante dentro de la estructura de costos estudiada.

El costo de capital de generación es el que ocupa el segundo lugar de importancia, con un porcentaje que asciende a 28,02% y con una diferencia de los costos fijos (los cuales ocupan el último lugar) de 7,2% (en términos de resta de porcentajes).

b. Sistema Cochamó

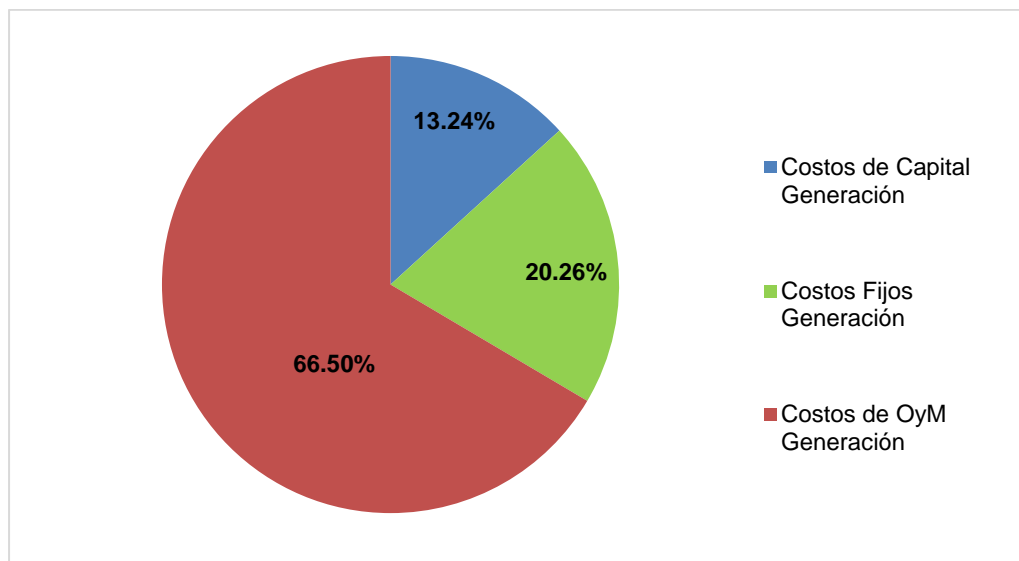
Composición del CTLP a nivel Sistema

A continuación se presenta un gráfico, en donde se muestra la participación del segmento de generación y transmisión en el CTLP.



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final SAGESA: “Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó”

Participación de Costos de Generación y Transmisión en el CTLP



Fuente: Elaboración propia en base a Informe Final SAGESA: “Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Cochamó”

Se desprende del análisis del gráfico que el costo más importante en el que incurre el Sistema Cochamó es en el Costo de Operación y Mantenimiento de Generación, el cual representa un 66,50% de la estructura estudiada. Si se tiene en cuenta que Hornopirén es un sistema cuya generación es 100%, entonces resulta lógico que el costo de operación y mantenimiento de generación resulte el más importante dentro de la estructura de costos estudiada. Vale la pena mencionar la diferencia que existe con el sistema estudiando anteriormente (Hornopirén), en el cual el porcentaje de costos variables es menor dado que existe generación hidráulica.

El costo fijo de generación es el que ocupa el segundo lugar de importancia, con un porcentaje que asciende a 20,26% y con una diferencia de los costos de capital (los cuales ocupan el último lugar) de 7,02% (en términos de resta de porcentajes).

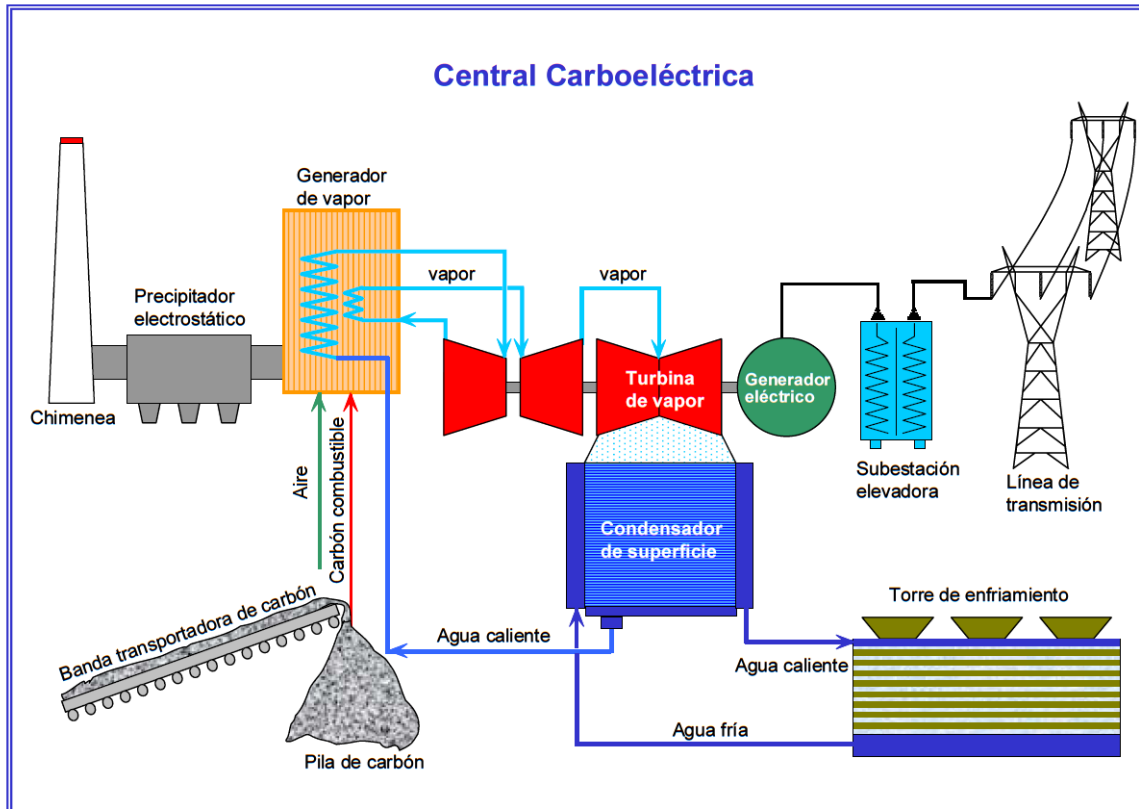
ANEXO VII BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE MERCADOS Y TECNOLOGÍAS VIGENTES PARA EVALUAR PLANES DE EXPANSIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS.

Información utilizada:

- <http://cer.gob.cl>
- <http://www.chilerenuevaenergias.cl>
- Energía hidroeléctrica, publicado por el Centro de Energías Renovables (CER).
- Energía eólica, publicado por el CER.
- Energía biomasa, publicado por el CER.
- Energía Solar, publicado por el CER.
- Catastro de Centrales y Proyectos Energéticos, 2011-2012, publicado por la revista Electricidad.
- Las Energías Renovables en el mercado eléctrico Chileno, publicado por “Proyecto Energías Renovables No Convencionales”, marzo 2009.
- Potencial de biomasa forestal, publicado por “Proyecto Energías Renovables No Convencionales”, enero 2008.
- Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad, a partir de residuos y/o subproductos de biomasa. MIEMDNETN, Dirección Nacional de Energía y tecnología nuclear de la República Oriental del Uruguay.
- Preliminary Site Selection – Chilean Marine Energy Resources, Garrad Hassan, 2009.
- Energías Renovables y generación eléctrica en Chile, 2007.
- Small Scale Coal Power Plant in Indonesia, Taufik Sastrawinata.
- Small, Modular, Low-cost coal-fired Power Plants for the International Market, B. Zauderer, B. Frain, and B. Borck. Coal Tech. Corp. P.O. box 154 Merion Station, PA 19066.
- Estudio para la determinación del valor anual de los sistemas de Subtransmisión - Cuadrienio 2011 – 2014. Informe Final - SIC 1.
- Estudio para la determinación del valor anual de los sistemas de Subtransmisión - Cuadrienio 2011 – 2014. Informe Final – SING.
- Gas Turbine World 2012 GTW Handbook.

-
- Catálogos Caterpillar con hoja de datos técnicos.
 - Catálogos de Wartsila con hoja de datos técnicos.
 - Cotizaciones de motores recibidas de Caterpillar
 - Cotizaciones de motores recibidas de Wartsila

ANEXO VIII PLANTA A CARBON



ANEXO XIX CENTRALES A CARBON DEL SING

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

ANEXO X CENTRALES A CARBON-PET COKE DEL SING-SIC

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

ANEXO XI CVNC DE CENTRALES A CARBÓN

CVNC [USD/MWH]	FUENTE
6,53	COPAR (Costos y parámetros de referencia para el sector eléctrico)-MEXICO
6,23	EIA Energy Information Administration) Report #:DOE/EIA-0554(2009) de marzo de 2009, denominado “ <i>Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009</i> ” publicado por la EIA (<i>Energy Information Administration</i> ”, Módulo: “ <i>Electricity Market Module</i> ”,
2	Estudios de costos eficientes realizados para CDEC-SIC (ref AES Gener-Planta Ventanas 2).Año 2008 (sin incluir efecto arranques)
4,39	IEA(<i>International Energy Agency</i>) -Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor-Owned Electric Utilitie

ANEXO XII CARACTERISTICAS TECNICAS DE CENTRAL A CARBÓN DE INDONESIA

▪ Gross Capacity	14.00 MW
▪ Net Contractual Capacity	12.68 MW
▪ Potential Availability Factor	92 %
▪ Capacity Factor (CF)	80 %
▪ Caloric Values	5,100kcal/kg (LHV)

1. Steam generator

Type	: Natural Circulation
Steam Flow	: 38 ton/hr
Feedwater Temperature	: 150 °C
Superheater Steam Outlet Pressure	: 38 kg/cm ²
Superheater Steam Outlet Temperature	: 450 °C
Draft System	: Balanced Draft

2. Grate and Spreader

3 Air Pollution Control: Electro static Precipitator

4. Fuel Handling:

Belt Conveyor
Coal Storage
Coal Storage Bunker

5. Ash Handling

6. Steam Turbine System

Type	: Condensing
Rated Output	: 7.000 kW
Speed	: 3000 rpm
Main Steam Pressure	: 35 kg/cm ²
Main Steam Temperature	: 435 °C

7. Chlorination System: Electrolysis Analyzer

8. Water Treatment and Drinking System

Raw Water Treatment And Reverse Osmosis Pre-Treatment

Ro Pre-Treatment (Ultra filtration)

Reverse Osmosis And Demin Water Tank

9. Waste Water Treatment

ANEXO XIII TECNOLOGÍAS DE GENERACION HIDRAULICAS

SISTEMA	NOMBRE	TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL MW	OPERACIÓN CENTRALES HIDRÁULICAS		
				TIPO DE TURBINA	GASTO [m3/s]	CAÍDA [m]
Aysén	Hidroeléctrica Aysén	Hidráulica Pasada	3,00	Francis	3,30	103,00
		Hidráulica Pasada	0,90	Francis	1,00	103,00
		Hidráulica Pasada	2,70	Francis	3,10	103,00
	Hidroeléctrica Lago Atravesado	Hidráulica Pasada	5,50	Francis	9,85	63,50
		Hidráulica Pasada	5,50	Francis	9,85	63,50
General Carrera	Central Hidroeléctrica El Traro	Hidráulica Pasada	0,32	Kaplán	3,99	10,70
		Hidráulica Pasada	0,32	Kaplán	3,99	10,70
Palena	Hidroeléctrica Río Azul	Hidráulica Pasada	0,35	Turgo	0,35	146,53
		Hidráulica Pasada	0,35	Turgo	0,35	146,53
		Hidráulica Pasada	0,35	Turgo	0,35	146,53
		Hidráulica Pasada	0,35	Turgo	0,35	146,53
Hornopiren	Hidroeléctrica Cuchildeo	Hidráulica Pasada	0,77	Kaplan Tipo S	11,00	8,20

(*) Una tecnología óptima indicaría para Puerto Aysén dos unidades en lugar de las tres existentes.

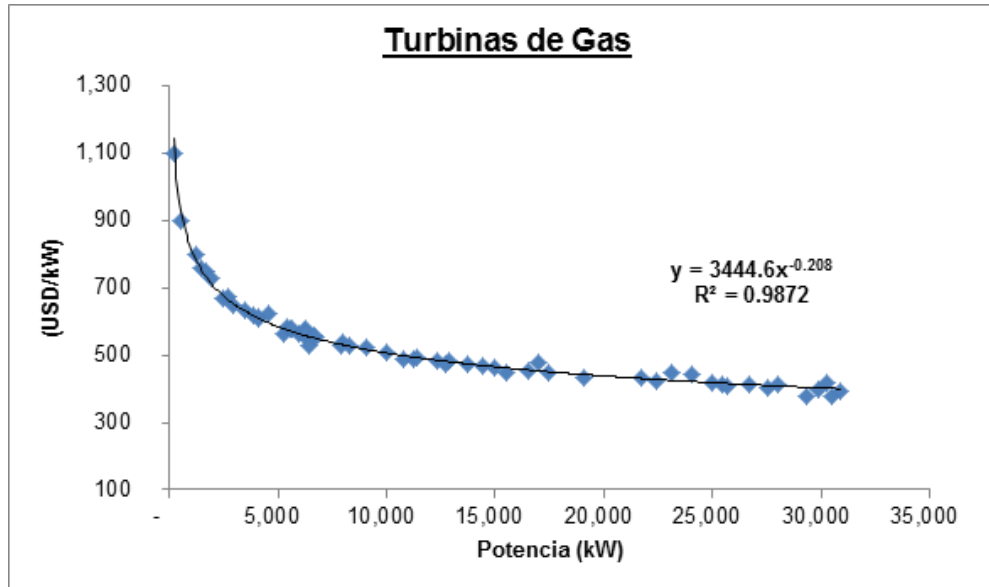
ANEXO XIV PRECIOS DE TURBINAS DE GAS Y EFICIENCIAS (DIC. 2012)

MODEL	KW	EFICIENCIA	PRECIO	USD/KW
C200	200	33,10%	220.000	1.100
VPS1	504	20,80%	451.900	897
SATURN 20	1.210	24,30%	965.700	798
M1A-13D	1.485	24,00%	1.124.200	757
M7A-17D	1.685	26,60%	1.260.400	748
OP16-3B (DLE)	1.910	26,80%	1.390.800	728
AI-20DME	2.500	24,00%	1.672.800	669
OGT2500	2.670	26,70%	1.792.300	671
M1T-13D	2.930	23,60%	1.901.700	649
CENTAUR 40	3.515	27,90%	2.226.300	633
CX501-KB5	3.897	29,00%	2.416.100	620
IM400	4.100	27,20%	2.488.900	607
GT10	4.130	29,50%	2.534.800	614
MERCURY 50	4.600	38,50%	2.861.900	622
501-KB7S	5.245	31,50%	2.942.400	561
SGT-100	5.400	31,00%	3.139.700	581
GT13	5.600	32,00%	3.242.900	579
TAURUS 60	5.670	31,40%	3.264.600	576
MF-61	5.925	28,60%	3.320.800	560
OGT6000	6.200	30,20%	3.471.100	560
IM400 IHI-FLECS	6.230	35,70%	3.571.000	573
VHP6	6.260	38,60%	3.621.700	579
TAURUS 65	6.300	32,90%	3.562.700	566
501-KH5	6.447	40,10%	3.404.000	528
GT6	6.630	32,70%	3.698.600	558
SGT-200	6.750	31,50%	3.729.300	552
TAURUS 70	8.000	34,30%	4.304.600	538
CX300	7.900	30,60%	4.180.100	529
OGT8000	8.300	32,20%	4.361.700	526
THM1304-10R	9.030	34,90%	4.713.200	522
NK143	10.000	33,00%	5.055.400	506
THM1304-11	10.760	29,80%	5.252.500	488
GE10-1	11.250	31,40%	5.487.700	488

MODEL	KW	EFICIENCIA	PRECIO	USD/KW
MARS 100	11.430	32,90%	5.603.100	490
GTU-12PG-2	12.300	32,60%	5.912.300	481
SGT-400	12.900	34,80%	6.199.800	481
THM1304-14	12.680	31,00%	5.992.600	473
PGT16	13.720	35,00%	6.503.600	474
SGT-400	14.400	35,20%	6.763.100	470
TITAN 130	15.000	35,20%	6.966.900	464
UGT16000	15.520	30,60%	6.959.000	448
OGT15000	16.500	34,20%	7.450.700	452
PGT20	17.464	35,20%	7.816.600	448
LM1800E	17.000	34,50%	8.133.200	478
SGT-500	19.100	32,00%	8.222.700	431
TITAN 250	21.747	38,90%	9.399.700	432
PGT25	22.417	36,30%	9.496.500	424
LM2500PE	23.091	35,10%	10.340.400	448
LM2500PE	24.049	35,10%	10.675.200	444
MOBILEPAC	24.957	37,80%	10.377.400	416
SWIFTPAC 25 DLN	25.455	38,10%	10.564.200	415
UGT25000	25.680	35,60%	10.485.200	408
LM2500 STIG	26.650	39,40%	11.011.000	413
RB211-G62 DEL	27.520	36,20%	11.118.100	404
LM2500 STIG	27.990	40,80%	11.488.000	410
LM2500PK	29.316	36,70%	11.009.300	376
RB211-GT62 DEL	29.870	37,60%	11.888.300	398
PGT25+	30.226	39,60%	12.549.600	415
LM2500PR	30.464	38,50%	11.449.700	376
SWIFTPAC 30	30.850	36,80%	12.126.800	393

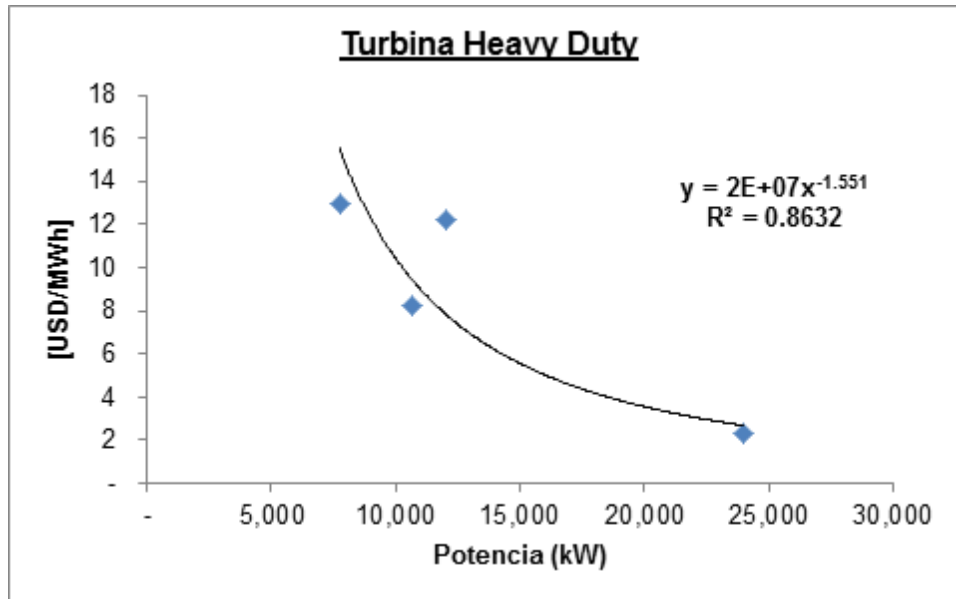
Fuente: Gas Turbin World GTW Handbook

PRECIOS FOB FACTORY TURBINAS DE GAS, DICIEMBRE 2012

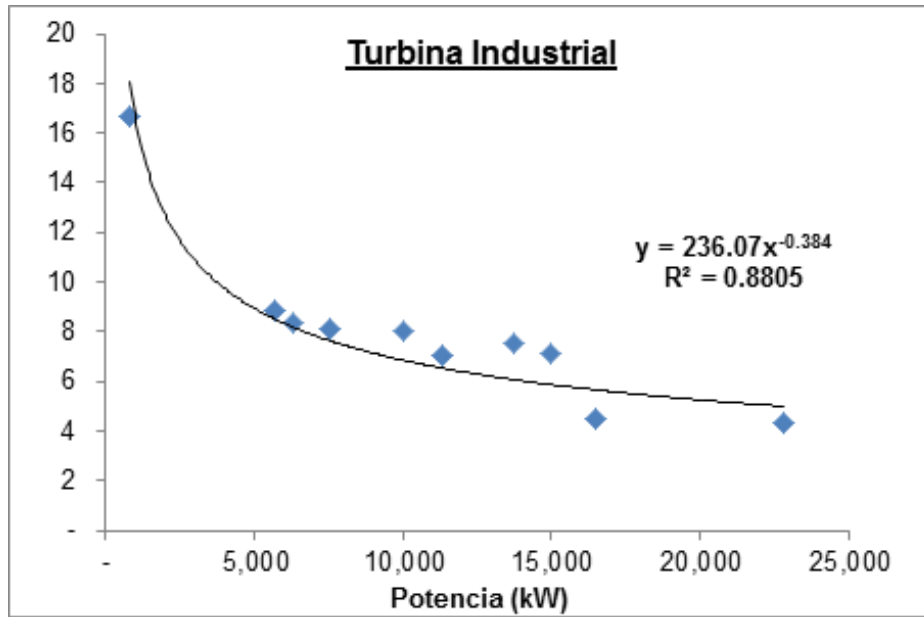


Fuente: Gas Turbin World GTW Handbook

ANEXO XV REGRESIONES CVNC [USD/MWH] (OPERACIÓN BASE) (DIC. 2012)

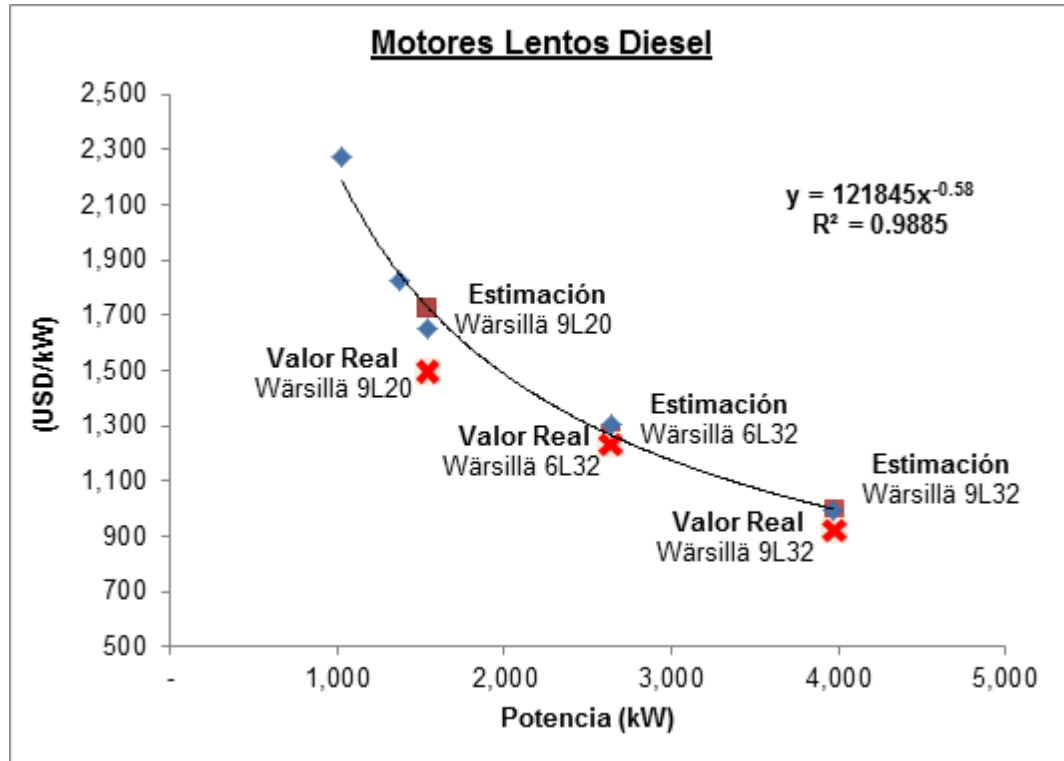


Fuente: Elaboración propia

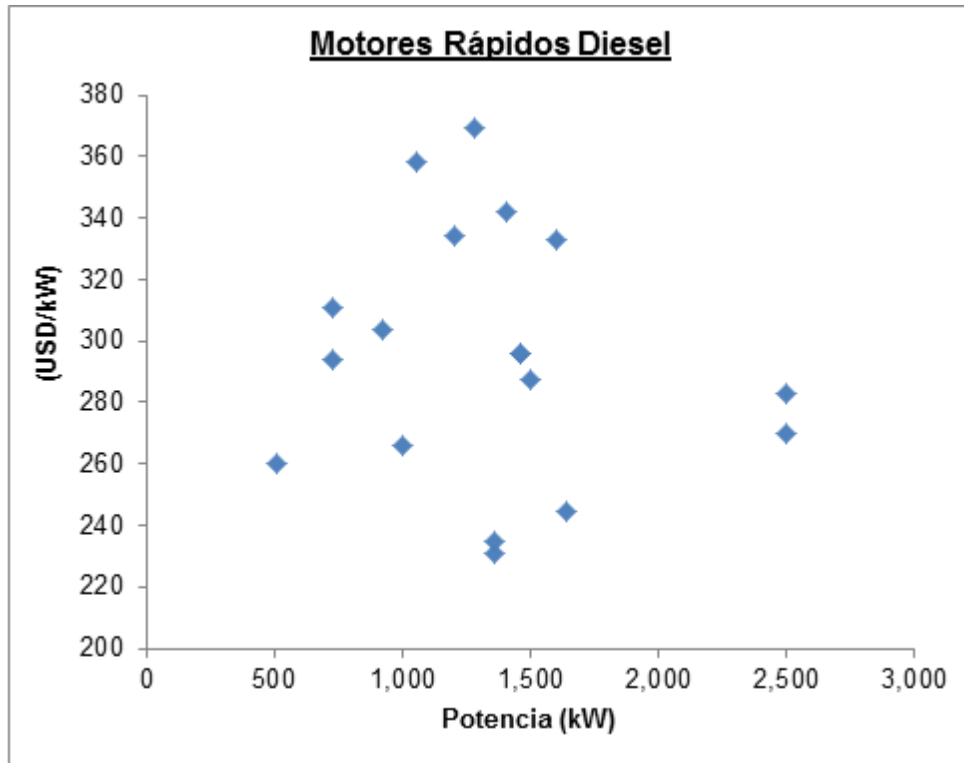


Fuente: Elaboración propia

ANEXO XVI REGRESIONES COSTOS DE INVERSIÓN FOB [USD/KW] (DIC. 12)

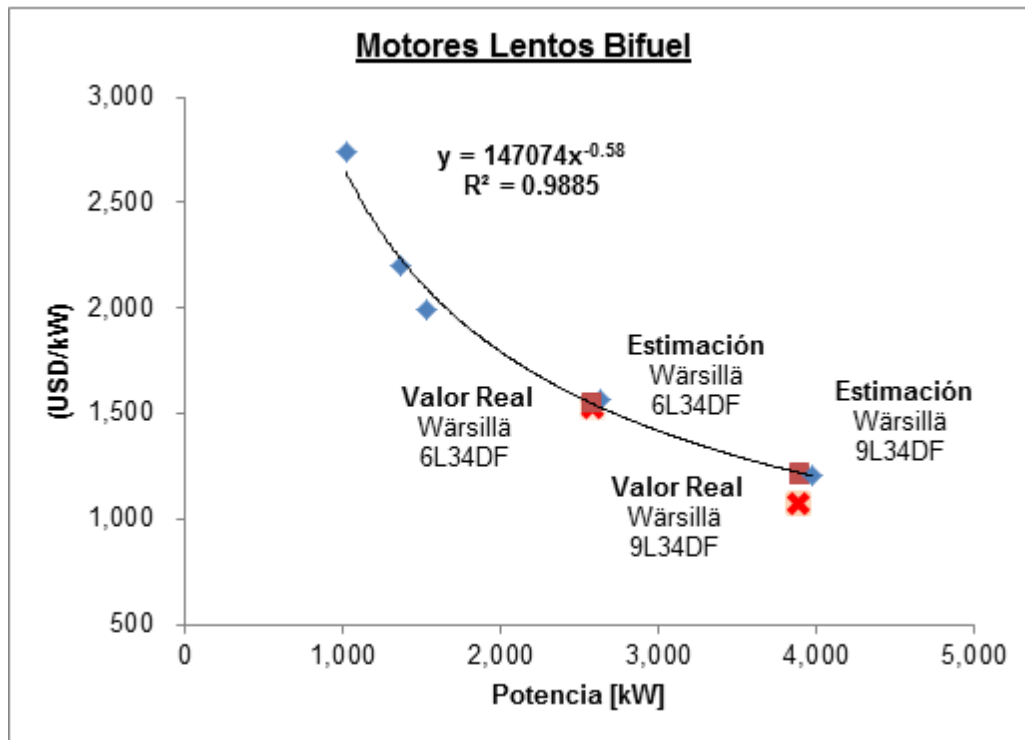


Fuente: Elaboración propia

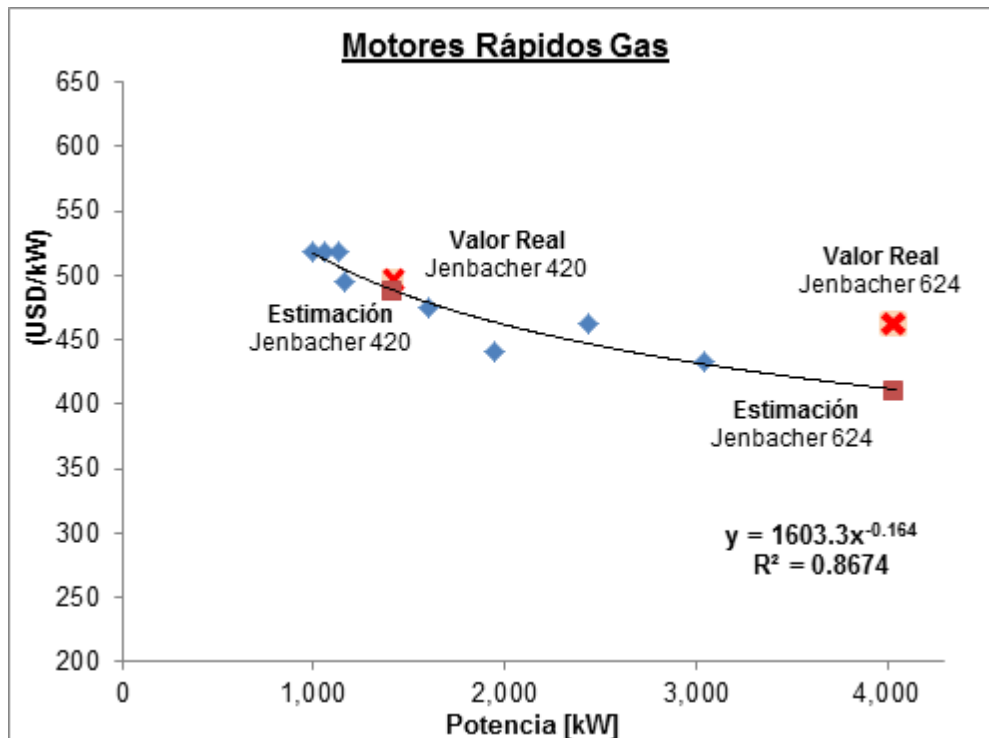


Fuente: Elaboración propia

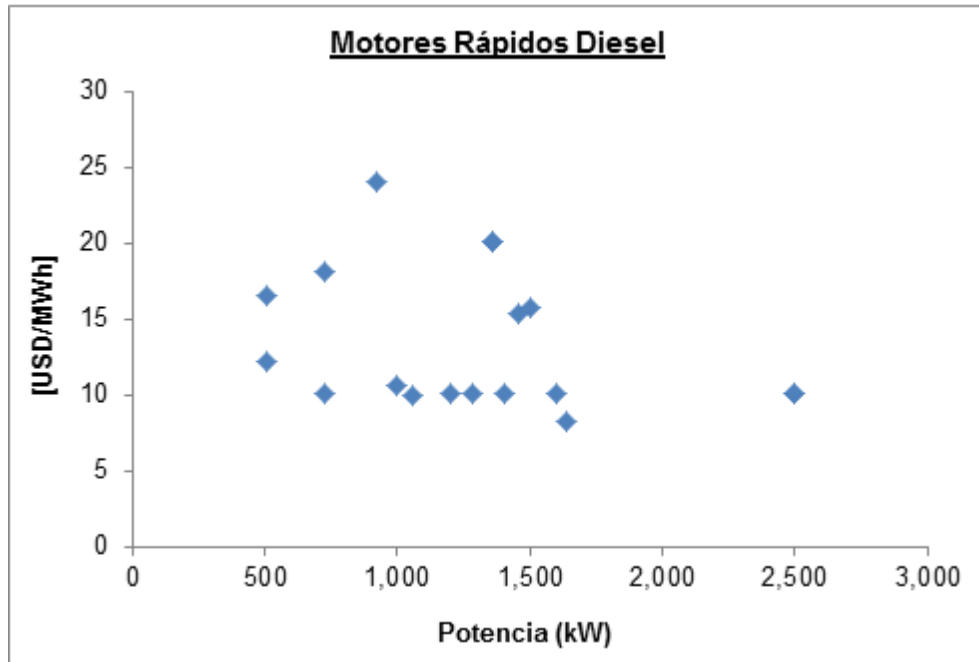
En este caso, los puntos de chequeo se corresponden con costos actualizados System 2013. Como criterio de estimación se tomó el promedio (295 USD/kW), el cual difiere de los puntos de chequeo en un 5.4% como máximo (ver archivo “Punto F SSMM VF.xls”).



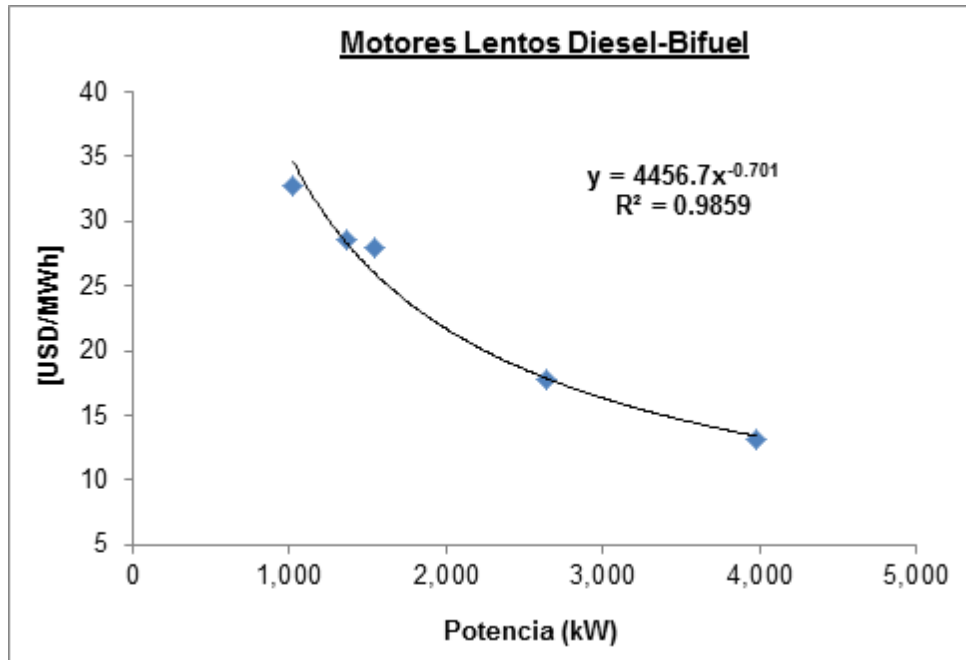
Fuente: Elaboración propia



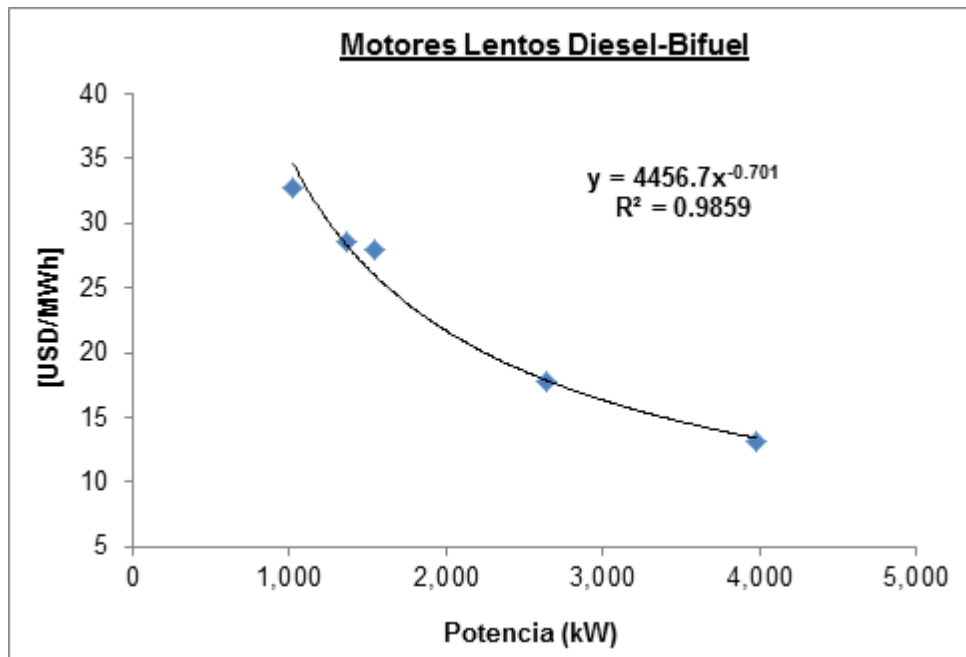
Fuente: Elaboración propia



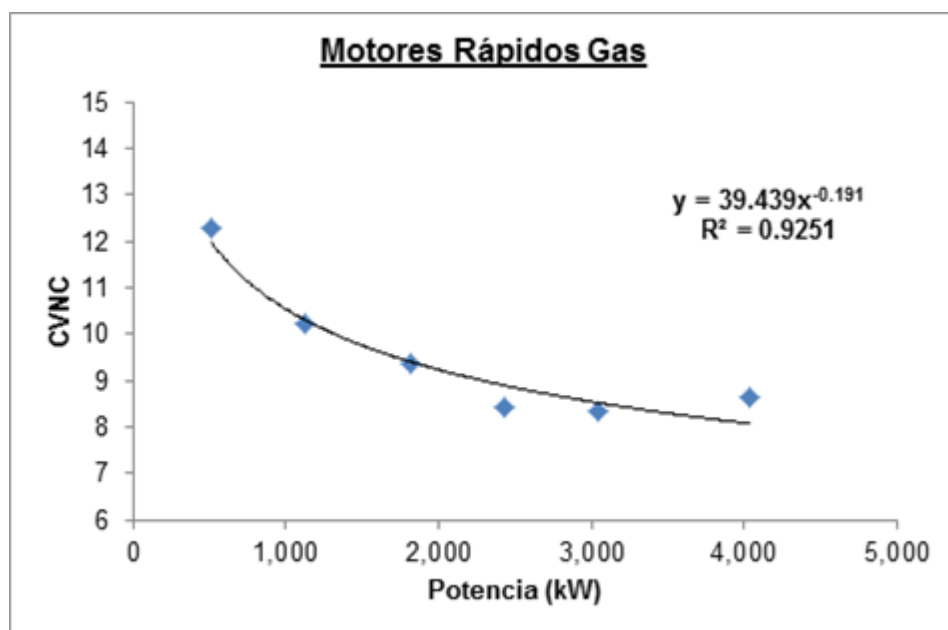
Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

ANEXO XVII RENDIMIENTOS MOTORES DIESEL Y GAS RÁPIDOS

Modelo	Marca	Pot. (kW)	Tipo	Velocidad	Rendimiento (100%)	Rendimiento (75%)	Unidad	Rendimiento (100%)	Rendimiento (75%)	Unidad	Prom.
G3508	Caterpillar	505	Gas	Rápido	155,00	119,00	Nm3/hora	306,93	314,19	m3/MWH	310,56
G3508	Caterpillar	480	Gas	Rápido	148,00	113,00	Nm3/hora	308,33	313,89	m3/MWH	311,11
G3508	Caterpillar	510	Gas	Rápido	166,00	126,00	Nm3/hora	325,49	329,41	m3/MWH	327,45
G3508	Caterpillar	495	Gas	Rápido	161,00	122,00	Nm3/hora	325,25	328,62	m3/MWH	326,94
G3512	Caterpillar	770	Gas	Rápido	228,00	181,00	Nm3/hora	296,10	313,42	m3/MWH	304,76
G3512	Caterpillar	745	Gas	Rápido	225,00	177,00	Nm3/hora	302,01	316,78	m3/MWH	309,40
G3512	Caterpillar	725	Gas	Rápido	221,00	173,00	Nm3/hora	304,83	318,16	m3/MWH	311,49
G3516	Caterpillar	1.030	Gas	Rápido	297,00	236,00	Nm3/hora	288,35	305,50	m3/MWH	296,93
G3516	Caterpillar	975	Gas	Rápido	292,00	230,00	Nm3/hora	299,49	314,53	m3/MWH	307,01
G3520	Caterpillar	1.950	Gas	Rápido	507,00	391,00	Nm3/hora	260,00	267,35	m3/MWH	263,68
G3612	Caterpillar	2.498	Gas	Rápido	636,00	493,00	Nm3/hora	254,60	263,14	m3/MWH	258,87
G3612	Caterpillar	2.900	Gas	Rápido	730,00	563,00	Nm3/hora	251,72	258,85	m3/MWH	255,29
G3612	Caterpillar	2.335	Gas	Rápido	635,00	489,00	Nm3/hora	271,95	279,23	m3/MWH	275,59
G3612	Caterpillar	2.615	Gas	Rápido	728,00	562,00	Nm3/hora	278,39	286,55	m3/MWH	282,47
G3616	Caterpillar	3.425	Gas	Rápido	871,00	675,00	Nm3/hora	254,31	262,77	m3/MWH	258,54
G3616	Caterpillar	3.860	Gas	Rápido	970,00	747,00	Nm3/hora	251,30	258,03	m3/MWH	254,66
G3616	Caterpillar	3.105	Gas	Rápido	866,00	667,00	Nm3/hora	278,90	286,42	m3/MWH	282,66
G3616	Caterpillar	3.480	Gas	Rápido	963,00	744,00	Nm3/hora	276,72	285,06	m3/MWH	280,89
GEH275	Perkins	200	Diesel	Rápido	58,90	46,10	lts/h	294,50	307,33	lts/MWH	300,92
CAT3406	Caterpillar	240	Diesel	Rápido	69,30	53,80	lts/h	288,75	298,89	lts/MWH	293,82
CAT3406	Caterpillar	280	Diesel	Rápido	79,60	60,60	lts/h	284,29	288,57	lts/MWH	286,43

Modelo	Marca	Pot. (kW)	Tipo	Velocidad	Rendimiento (100%)	Rendimiento (75%)	Unidad	Rendimiento (100%)	Rendimiento (75%)	Unidad	Prom.
CAT3406	Caterpillar	320	Diesel	Rápido	86,10	64,30	lts/h	269,06	267,92	lts/MWH	268,49
CAT3412	Caterpillar	600	Diesel	Rápido	158,90	121,60	lts/h	264,83	270,22	lts/MWH	267,53
CAT3412	Caterpillar	640	Diesel	Rápido	169,10	128,90	lts/h	264,22	268,54	lts/MWH	266,38
CAT3512	Caterpillar	1.000	Diesel	Rápido	259,80	199,90	lts/h	259,80	266,53	lts/MWH	263,17
CAT3512	Caterpillar	1.120	Diesel	Rápido	297,80	225,10	lts/h	265,89	267,98	lts/MWH	266,93
CAT3512 B	Caterpillar	1.200	Diesel	Rápido	308,80	232,50	lts/h	257,33	258,33	lts/MWH	257,83
CAT3512 B	Caterpillar	1.280	Diesel	Rápido	323,30	264,40	lts/h	252,58	275,42	lts/MWH	264,00
CAT3512 B-HD	Caterpillar	1.400	Diesel	Rápido	362,70	270,40	lts/h	259,07	257,52	lts/MWH	258,30
CAT3512 B-HD	Caterpillar	1.500	Diesel	Rápido	390,90	288,90	lts/h	260,60	256,80	lts/MWH	258,70
CAT3516	Caterpillar	1.600	Diesel	Rápido	419,10	315,80	lts/h	261,94	263,17	lts/MWH	262,55
CAT3516 B	Caterpillar	1.800	Diesel	Rápido	447,00	335,70	lts/h	248,33	248,67	lts/MWH	248,50
CAT3516 B-HD	Caterpillar	2.000	Diesel	Rápido	519,70	382,10	lts/h	259,85	254,73	lts/MWH	257,29
C175	Caterpillar	2.400	Diesel	Rápido	615,50	467,70	lts/h	256,46	259,83	lts/MWH	258,15
C175	Caterpillar	2.480	Diesel	Rápido	615,50	467,70	lts/h	248,19	251,45	lts/MWH	249,82

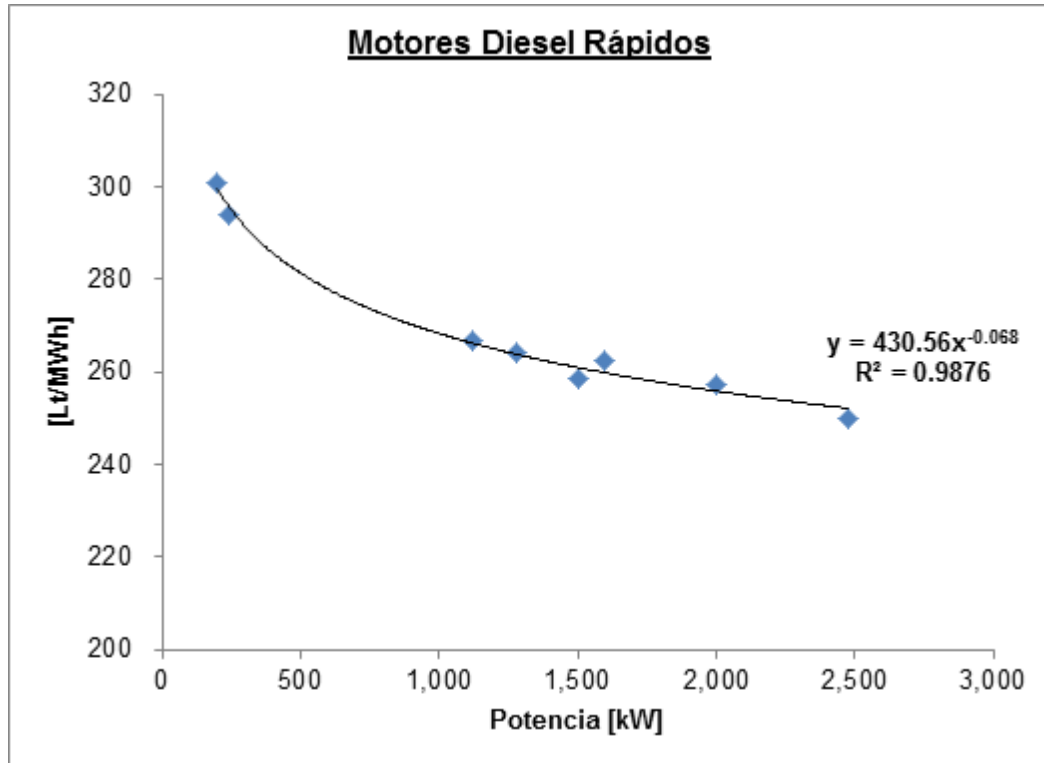
Fuente: Catálogo Caterpillar

ANEXO XVIII RENDIMIENTOS MOTORES DIESEL Y GAS LENTOS

Modelo	Marca	Potencia (KW)	Tipo	Velocidad	Rendimiento [%]	Unidad	Rendimiento	Observaciones
Wärtsilä 9L20 1000 rpm	Wartsila	1.539	Diesel	Lento	42%	lts/MWH	235,92	Pág. 9, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"
Wärtsilä 12V32 1000 rpm	Wartsila	5.327	Diesel	Lento	46%	lts/MWH	215,36	Pág. 5, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"
Wärtsilä 16V32 1000 rpm	Wartsila	7.124	Diesel	Lento	46%	lts/MWH	214,43	Pág. 5, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"
Wärtsilä 20V32 1000 rpm	Wartsila	8.924	Diesel	Lento	46%	lts/MWH	213,96	Pág. 5, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"
Wärtsilä 16V34SG 750 rpm	Wartsila	7.744	Gas	Lento	46%	m3/MWH	222,57	Pág. 7, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"
Wärtsilä 20V34SG 750 rpm	Wartsila	7.744	Gas	Lento	46%	m3/MWH	221,13	Pág. 7, Documento: "Power_Cubes_082011.pdf"

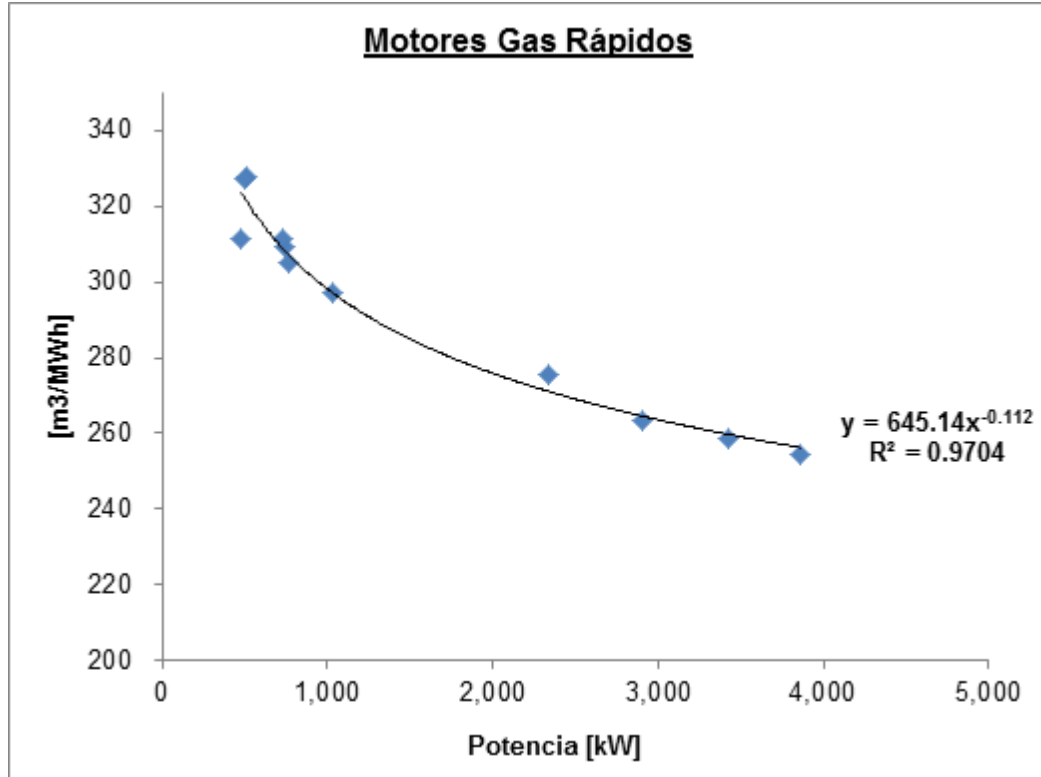
Fuente: Catálogo Wärtsilä (Power_Cubes_082011.pdf)

ANEXO XIX REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES RÁPIDOS DIESEL [LT/MWH]



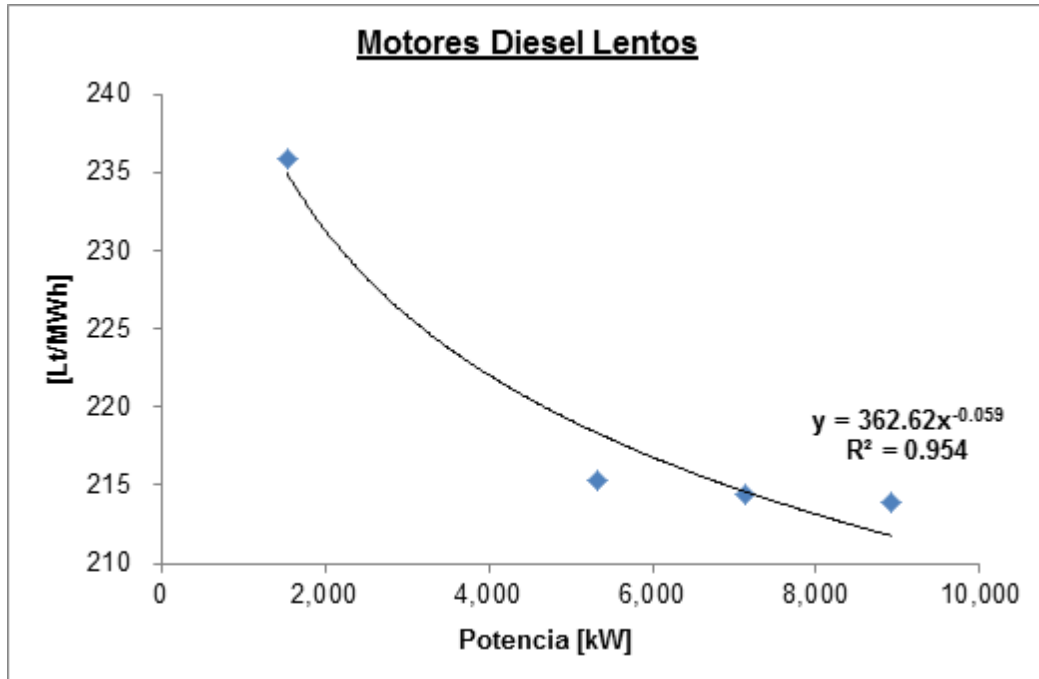
Fuente: Catálogo Caterpillar

ANEXO XX REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES RÁPIDOS GAS [M3/MWH]



Fuente: Catálogo Caterpillar

ANEXO XXI REGRESIONES SOBRE RENDIMIENTOS MOTORES LENTOS DIESEL [LT/MWH]



Fuente: Catálogo Wärtsilla

ANEXO XXII PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

A - DESARROLLO METODOLÓGICO PARA LA PROYECCIÓN DE LAS VENTAS

A continuación se proceden a describir tanto los métodos de proyección anteriormente mencionados como los pasos previos a realizar.

1. Análisis preliminar de las series

Un adecuado análisis gráfico de las series permitirá optimizar la modelación de la demanda. En este marco, es recomendable que previamente al estudio de demanda, la empresa operadora de SSMM realice un control de las series históricas relevantes a los efectos de mejorar la calidad de las mismas, ya sea corrigiendo errores de contabilidad o bien encontrando una explicación en las anomalías encontradas en los datos históricos. En el marco de los modelos que se incluyen en este estudio, estas explicaciones pueden ser incorporadas en la modelación mediante intervenciones o variables *dummies*, mejorando de esta manera la predicción.

El análisis gráfico de las series, si bien permite dar una primera idea sobre la evolución de las mismas y la presencia de anomalías, no es suficiente para determinar fehacientemente la presencia de raíces unitarias y/o cambios estructurales. Dado que se plantea la inclusión de índices de actividad económica regionales, resulta necesario chequear si las series son estacionarias o no y, en caso de que suceda esto último, si ambas se encuentran cointegradas.

2. Metodología ARIMA

Una metodología muy utilizada para modelar series de tiempo son los modelos autorregresivos integrados de media móvil (ARIMA), popularmente conocida como metodología Box Jenkins.

El énfasis de este método de predicción está puesto en el análisis de las propiedades probabilísticas, o estocásticas, de las series de tiempo económicas. En estos modelos, la explicación viene dada por los valores pasados o rezagados de la propia variable independiente, y por los términos de error estocásticos.

Cabe notar que los modelos ARIMA no pueden ser derivados de teoría económica alguna. Sin embargo, es importante destacar que en el contexto de una revisión de tarifas eléctricas el objetivo no es plantear y estimar modelos que “expliquen” teóricamente los determinantes económicos de la demanda eléctrica, sino que el énfasis está puesto en pronosticar lo más adecuadamente posible estas variables para el horizonte del próximo período tarifario.

Toda vez que se desea modelar el comportamiento de una variable a través del tiempo, es necesario tener en cuenta los distintos fenómenos que afectan su evolución en el corto, mediano y largo plazo.

El modelo clásico de descomposición de una serie de tiempo en componentes no observables asume que la misma está conformada por la combinación de fluctuaciones periódicas que se repiten de manera regular año a año (componente de estacionalidad), un comportamiento de evolución de mediano y/o largo plazo (componente de tendencia o tendencia – ciclo) y fenómenos aleatorios que afectan la evolución de la serie en el corto plazo de manera transitoria (componente irregular).

Tomando en cuenta lo anterior, es posible plantear una familia de modelos de pronóstico que contemple el efecto de dichas componentes representada a través de la siguiente ecuación:

$$y_t = \alpha_t + \beta_t + \sum_{s=1}^{11} \phi_s m_s + \sum_{j=1}^p \beta_j x_j + \varepsilon_t \quad (7)$$

Dónde:

y_t representa la variable dependiente del modelo (las ventas de energía eléctrica) en el periodo t (que es un mes);

α_t representa la constante u ordenada al origen;

β_t representa un término de tendencia determinística, que puede ser de tipo lineal, logarítmico u otra curva;

ϕ_s ($s=1,2,\dots,11$) representa efectos estacionales asociados a los distintos meses del año.

m_s son variables indicadoras que toman el valor 1 si la observación y_t corresponde al mes s (con $s=1,2,\dots,11$) y 0 en otro caso y que en conjunto representan el comportamiento estacional de la serie.

B_p representa el efecto parcial de otras variables explicativas.

X_p , son otras variables explicativas (se pueden mencionar variables socioeconómicas –tal como el INACER, la población, los precios de electricidad o de sustitutos, etc.), o variables *dummies* indicadoras de cambios de nivel o de tendencia en la serie.

ε_t es un término de error aleatorio (componente irregular) que se representa a partir de un proceso ARMA(p, q) estacionario.

Este modelo permite incorporar o no variables explicativas socioeconómicas, (identificadas por X_p). En caso de no incorporarse las mismas, el último término de la ecuación (6) debe eliminarse.

Para finalizar, con respecto al error aleatorio si bien es posible que el proceso que representa de manera adecuada el comportamiento de este término posea tanto términos autorregresivos (AR) como de promedios móviles (MA), dado que el objetivo del análisis es el cálculo de pronósticos, sólo se tomarán en cuenta los primeros. Esto no introduce un error en la especificación del modelo ya que es conocido que todo proceso MA invertible se puede expresar como un proceso autorregresivo de orden infinito. En la práctica, los términos de promedio móvil no se toman en cuenta ya que no tienen ninguna capacidad de predicción.

En su lugar se incorporan tantos términos autorregresivos como sean necesarios para que los residuos del modelo sean ruido blanco.

En resumen, el modelo representado en la ecuación anterior, propuesto para modelar las ventas de energía eléctrica, refleja la eventual presencia de estacionalidad determinística a través de un conjunto de 11 variables indicadoras que capturan efectos diferenciales en la demanda de energía según el mes o época del año considerada⁶, la evolución de mediano / largo plazo puede representarse a través de términos de tendencia determinística (lineal, logarítmica u otro tipo) o bien a través de la constante si la variable dependiente del modelo está expresada en primeras diferencias. Además, es posible tomar en consideración fenómenos puntuales que afectan la evolución de mediano / largo plazo de la serie denominados habitualmente como “cambios estructurales” que en general se manifiestan como cambios de nivel y/o cambios de tendencia a partir de un determinado momento. En general estos efectos

⁶ Son 11 variables representativas de los meses enero a noviembre, dado que la estacionalidad del mes de diciembre está representada en la constante.

se pueden incorporar a través de variables indicadoras (*dummies*). Para finalizar, las fluctuaciones aleatorias de corto plazo que componen el término de error se representan a través de términos autorregresivos (AR).

3. Modelo de Ajuste Parcial

El Modelo de Ajuste Parcial es ampliamente utilizado para proyectar la demanda por electricidad, permitiendo incorporar la relación estadística de esta con variables representativas del crecimiento económico.

La idea central es que el consumo (las ventas desde el punto de vista del SM) deseado es aquel que elegirían los usuarios si su *stock* de equipos estuviera en su óptimo de largo plazo. Y así sería todo el tiempo si no fuera intolerablemente costoso ajustar al instante el *stock* de equipos cuando cambia el precio de los equipos, el precio de la electricidad, el de los energéticos sustitutos, o el ingreso. Por lo tanto, en un momento dado el *stock* de equipos y el consumo de energía serán distintos al equilibrio de largo plazo.

El modelo supone que el consumo de energía eléctrica deseado en un momento t , Y_t^* , es función lineal del ingreso X_t de la siguiente manera:

$$Y_t^* = \beta_0 + \beta_1 \times X_t + \mu_t \quad (8)$$

Si las personas ajustarán instantáneamente el *stock* de equipos cuando cambian su ingresos, el consumo observado, Y_t sería igual al deseado, Y_t^* ; las elasticidades-ingreso de corto y largo plazo serían idénticas. Sin embargo, ni el ajuste del *stock* de equipos es instantáneo ni tampoco se puede observar Y_t^* .

Para modelar el ajuste paulatino del *stock* de equipos, se postula la siguiente hipótesis, conocida como hipótesis de ajuste parcial o de ajuste de existencias:

$$Y_t - Y_{t-1} = \delta \times (Y_t^* - Y_{t-1}) \quad (9)$$

Donde δ tal que $0 < \delta \ll 1$, es conocido como el coeficiente de ajuste y donde $Y_t - Y_{t-1}$ = cambio observado y $Y_t^* - Y_{t-1}$ = cambio deseado.

Vale decir, el cambio en el consumo en cualquier momento del tiempo t es alguna fracción δ del cambio deseado durante ese período. Si $\delta = 1$ significa que el consumo observado es igual al deseado (el ajuste es instantáneo). Si $\delta = 0$ significa que nada cambia, puesto que el consumo actual en el tiempo t es el mismo que el observado en el tiempo $t-1$. Típicamente se espera que

$0 < \delta < 1$, puesto que es probable que el ajuste al consumo deseado sea incompleto debido a rigidez, inercia, etc. (de aquí el nombre de ajuste parcial).

El mecanismo de ajuste (9) puede ser escrito alternativamente como:

$$Y_t = (\delta \times Y_t^*) + (1 - \delta) \times Y_{t-1} \quad (10)$$

mostrando que el consumo de electricidad en el tiempo t es un promedio ponderado del consumo deseado en ese momento y el consumo observado en el período anterior, siendo δ y $(1-\delta)$ las ponderaciones. Si se sustituye (8) en (10) da como resultado:

$$Y_t = [\delta \times \beta_0] + [\delta \times \beta_1 \times X_t] + [(1 - \delta) \times Y_{t-1}] + [\delta \times \mu_t] \quad (11)$$

Este modelo se denomina modelo de ajuste parcial. Dado que la ecuación (7) representa la demanda de largo plazo o de equilibrio, (10) puede denominarse la función de demanda de corto plazo, puesto que en este último el consumo eléctrico puede no ser necesariamente igual a su nivel en el largo plazo. Una vez que se estima la función de corto plazo (10) y se obtiene la estimación del coeficiente de ajuste δ , se puede derivar fácilmente la función de largo plazo (7).

A continuación se presentan los resultados de la aplicación de los modelos propuestos a dos SSMM: Punta Arenas y Carrera. Vale la pena mencionar que se han realizado las proyecciones para todos los sistemas objeto de estudio, las cuales están a disposición de la CNEE, en formato Excel, en caso que ésta lo requiera.

B - EJERCICIO REFERENCIAL

Con el objetivo de testear las metodologías propuestas para proyectar la demanda de cada uno de los Sistemas Medianos, se proceden a detallar los modelos estimados y los resultados obtenidos. Cabe mencionar que se han realizado las proyecciones para todos los sistemas objeto de estudio, las cuales se pusieron a disposición de la CNE en formato electrónico, en un archivo Excel, el cual acompaña la entrega del presente informe.

4. Sistema Punta Arenas

Tal como fue descrito en la metodología de proyección, se corrieron dos modelos alternativos con el objetivo de proyectar la demanda de energía eléctrica hasta el año 2023:

- Un modelo ARIMA, con información histórica a paso mensual de ventas de energía eléctrica (kWh) comprendida entre Enero de 2007 y Diciembre de 2012 (72 observaciones), y

- Un modelo de Ajuste Parcial, con información a paso anual de ventas de energía eléctrica (kWh) comprendida entre los años 2007 y 2012 (6 observaciones).

Es importante mencionar que el modelo ARIMA, tal como fue planteado, permite estudiar la presencia de estacionalidad; mientras que el modelo de Ajuste Parcial permite estudiar la relación entre las ventas de energía eléctrica y la actividad económica regional de Punta Arenas.

a. Modelo Arima

i. Planteo del Modelo y resultados obtenidos

El modelo ARIMA estimado para el Sistema Mediano de Punta Arenas fue el siguiente:

$$y_t = \alpha + \sum_{s=1}^{11} \phi_s m_s + \varepsilon_t$$

Donde y_t representa las ventas de energía en el periodo t , α representa un término constante y las variables m_s son variables indicadoras que en conjunto representan el comportamiento estacional de la serie. Estas últimas toman el valor 1 si la observación y_t corresponde al mes s (con $s = 1, 2, \dots, 11$) y 0 en otro caso. Finalmente, ε_t es un término de error aleatorio (componente irregular) que se representa a partir de un proceso $ARIMA(p, q)$ estacionario. Si bien es posible que el proceso que representa de manera adecuada el comportamiento de este término posea tanto términos autorregresivos (AR) como de promedios móviles (MA), dado que el objetivo del análisis es el cálculo de pronósticos, sólo se tomarán en cuenta los primeros. Esto no introduce un error en la especificación del modelo ya que es conocido que todo proceso MA invertible se puede expresar como un proceso autorregresivo de orden infinito. En la práctica, los términos de promedio móvil no se toman en cuenta ya que no tienen ninguna capacidad de predicción.

A continuación se presenta la salida de E-Views para el modelo ARIMA:

Salida E-Views ARIMA para Sistema Mediano Punta Arenas

Dependent Variable: LOG(VENTAS_PUNTA_ARENAS)				
Method: Least Squares				
Date: 07/17/13 Time: 11:22				
Sample (adjusted): 2007M04 2012M12				
Included observations: 69 after adjustments				
Convergence achieved after 3 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	16.70074	0.043770	381.5537	0.0000
@SEAS(1)	-0.036142	0.007555	-4.783848	0.0000
@SEAS(2)	-0.090622	0.007760	-11.67876	0.0000
@SEAS(3)	0.070440	0.006923	10.17547	0.0000
@SEAS(4)	0.094029	0.007777	12.08999	0.0000
@SEAS(5)	0.150344	0.007862	19.12307	0.0000
@SEAS(6)	0.147928	0.007372	20.06536	0.0000
@SEAS(7)	0.157553	0.007769	20.27889	0.0000
@SEAS(8)	0.140248	0.007654	18.32309	0.0000
@SEAS(9)	0.036170	0.006517	5.550118	0.0000
@SEAS(10)	0.043977	0.007350	5.983390	0.0000
@SEAS(11)	-0.017668	0.007122	-2.480928	0.0163
AR(1)	0.332376	0.122597	2.711129	0.0090
AR(2)	0.201496	0.119724	1.683001	0.0981
AR(3)	0.394508	0.115647	3.411311	0.0012
R-squared	0.980355	Mean dependent var	16.68937	
Adjusted R-squared	0.975262	S.D. dependent var	0.088933	
S.E. of regression	0.013988	Akaike info criterion	-5.511606	
Sum squared resid	0.010566	Schwarz criterion	-5.025931	
Log likelihood	205.1504	F-statistic	192.4827	
Durbin-Watson stat	1.987182	Prob(F-statistic)	0.000000	

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

Como puede verse en la ilustración anterior se corrió el modelo en logaritmos y se incorporaron 3 términos autorregresivos, los cuales resultaron ser estadísticamente significativos para un nivel de confianza del 10%. Adicionalmente, puede inferirse la presencia de una fuerte estacionalidad en las ventas de energía, evidenciado en la significatividad individual de cada una de las variables *seasonal*. Estas últimas presentan *p-values* que permiten rechazar la hipótesis nula de que las mismas no son significativas, a niveles del 1%, 5% y 10% de confianza.

Basándonos en el R^2 como medida de bondad del ajuste, puede verse que el modelo estimado para las ventas de energía resulta estadísticamente adecuado, dado que el estadístico asciende a 98%. Resulta interesante destacar que el estadístico *adjusted R²* también indica que

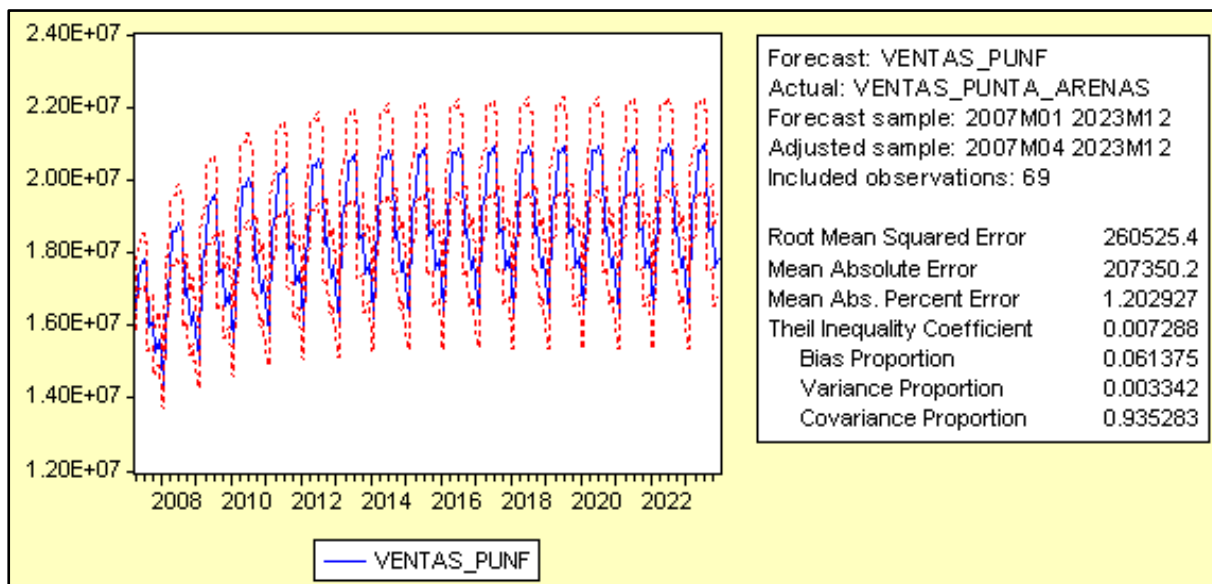
el modelo estimado presenta un buen ajuste, dado que el mismo asciende a 97,5%. Es importante mirar este último estadístico pues elimina uno de los problemas que posee la medida de bondad del ajuste R^2 , el cual se encuentra influenciado por la cantidad de variables explicativas que posee el modelo: a más variables explicativas, el valor del R^2 aumenta, y puede llevar a una mala interpretación de los resultados.

Para finalizar, resulta interesante recalcar que el estadístico F permite inferir que las variables del modelo planteado son significativas en su conjunto (a niveles del 1%, 5% y 10% de confianza).

ii. Proyección de Ventas de Energía Eléctrica (kWh)

En base al modelo estimado, se procedió a proyectar las ventas de energía (kWh). A continuación se presenta la salida del programa E-Views:

Salida E-Views ARIMA para Proyección de Demanda de Punta Arenas



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

Como puede verse en la ilustración inmediatamente anterior, la salida de la proyección de demanda presenta un gráfico donde se muestra la evolución histórica y futura de la serie en cuestión y los estadísticos de bondad de pronóstico: *Root Mean Square Error (RMSE)*, *Mean Absolute Error (MAE)*, *Mean Absolute Percentage Error (MAPE)* y *Theil Inequality Coefficient*. Los primeros dos estadísticos dependen de la escala de la variable dependiente, por lo que deben ser usados para comprar dos proyecciones para la misma serie a partir de diferentes

modelos: cuanto más pequeño es el valor de los estadísticos, mejor es la capacidad predictiva del modelo en cuestión. Los dos estadísticos restantes (el MAPE y el coeficiente de Theil) son “scale invariant”. En particular, el coeficiente de Theil siempre se encuentra entre 0 y 1, donde 0 implica un ajuste perfecto.

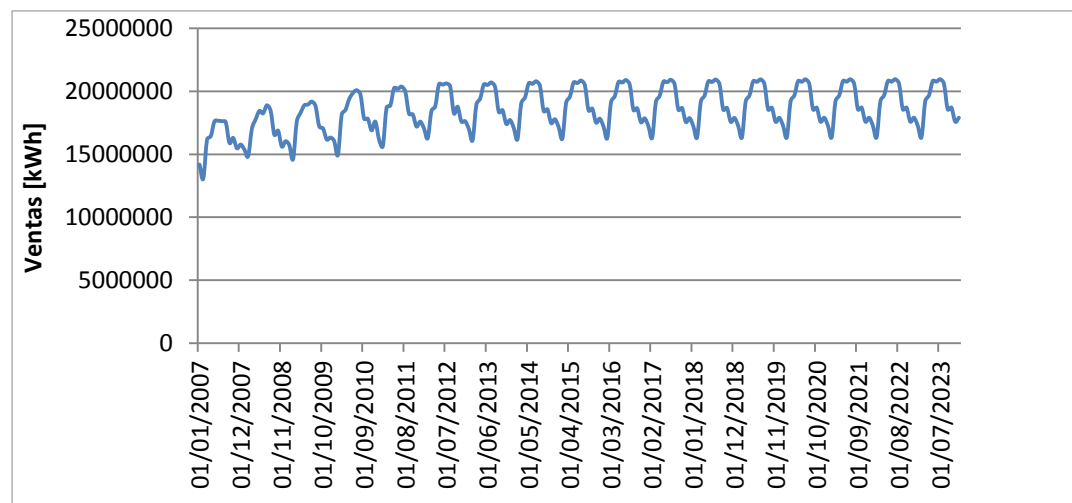
A continuación se proceden a detallar los resultados obtenidos a partir del modelo ARIMA:

Ventas de Energía Eléctrica proyectadas según modelo ARIMA

AÑO	VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA [MWh]
2007	193,723.29
2008	204,146.42
2009	208,842.45
2010	216,863.80
2011	221,332.19
2012	224,905.79
2013	225,526.11
2014	226,537.54
2015	227,198.90
2016	227,630.79
2017	227,912.59
2018	228,096.36
2019	228,216.15
2020	228,294.22
2021	228,345.10
2022	228,378.25
2023	228,399.84

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

Evolución y Proyección de ventas de Energía Eléctrica (kWh) para Punta Arenas



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

b. MODELO DE AJUSTE PARCIAL

i. PLANTEO DEL MODELO Y RESULTADOS OBTENIDOS

El modelo de Ajuste Parcial estimado para el Sistema Mediano de Punta Arenas, tal como fue explicado en el informe, fue el siguiente:

$$y_t = \gamma + (\varphi \times INACER_t^M) + AR(1) + \mu_t$$

Donde y_t representa las ventas de energía en el periodo t , γ representa un término constante y la variable $INACER_t^M$ se corresponde con el índice de actividad regional para el área de Magallanes. Finalmente, μ_t representa un término de error aleatorio y $AR(1)$ el retardo número 1 de la variable dependiente, es decir, y_{t-1} .

A continuación se presenta la salida de E-Views para el modelo de Ajuste Parcial:

Salida E-Views Ajuste Parcial para Sistema Mediano Punta Arenas

Dependent Variable: VENTAS_PUNTA_ARENAS				
Method: Least Squares				
Date: 07/17/13 Time: 16:04				
Sample (adjusted): 2008 2012				
Included observations: 5 after adjustments				
Convergence achieved after 10 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.36E+08	4143486.	32.81479	0.0009
INACER_MAGALLANES	487766.7	26068.81	18.71074	0.0028
AR(1)	-0.697072	0.289355	-2.409052	0.1376
R-squared	0.982314	Mean dependent var	2.15E+08	
Adjusted R-squared	0.964629	S.D. dependent var	8619347.	
S.E. of regression	1621064.	Akaike info criterion	31.71877	
Sum squared resid	5.26E+12	Schwarz criterion	31.48444	
Log likelihood	-76.29693	F-statistic	55.54292	
Durbin-Watson stat	2.259808	Prob(F-statistic)	0.017686	
Inverted AR Roots	-.70			

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

Como puede verse en la ilustración anterior, los estadísticos resultantes evidencian que las variables, tanto de manera individual como en conjunto, son significativas para los niveles usuales de confianza. Basándonos en el R^2 como medida de bondad del ajuste, puede verse que el modelo estimado para las ventas de energía resulta estadísticamente adecuado, dado

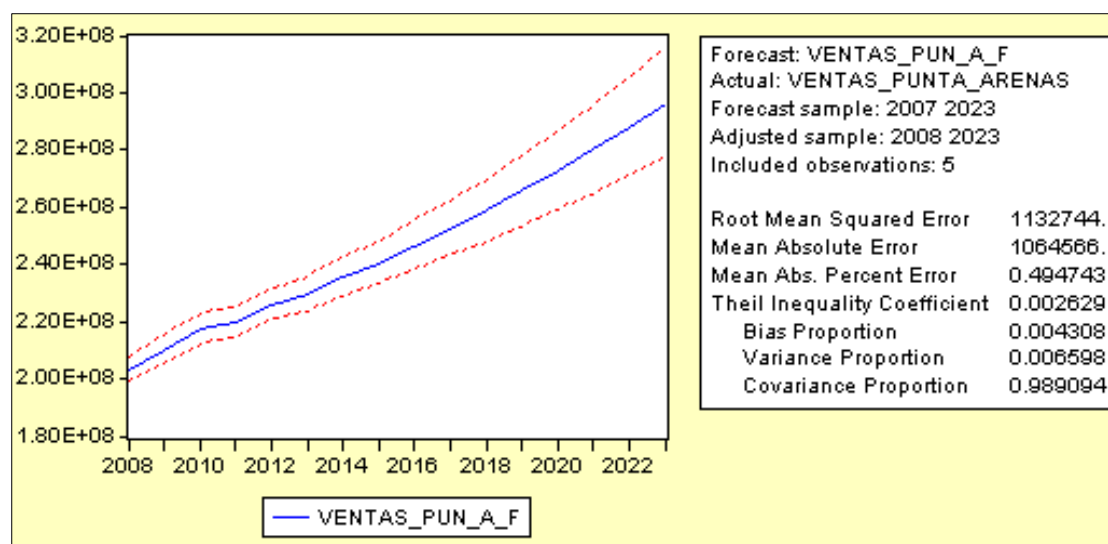
que el estadístico asciende a 98%. Resulta interesante destacar que el estadístico *adjusted R²* también indica que el modelo estimado presenta un buen ajuste, dado que el mismo asciende a 96.4%.

Finalmente, resulta importante destacar que se han realizado los test correspondientes de raíces unitarias y cointegración, de modo de poder asegurar que el ajuste del modelo no se deba a una correlación espuria.

ii. Proyección de ventas de energía eléctrica (kWh)

En base al modelo estimado, se procedió a proyectar las ventas de energía (kWh). A continuación se presenta la salida del programa E-Views:

Salida E-Views Ajuste Parcial para Proyección de Demanda de Punta Arenas



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

Como puede verse en la ilustración inmediatamente anterior y se explicó para el caso del modelo ARIMA, la salida de la proyección de demanda presenta un gráfico donde se muestra la evolución histórica y futura de la serie en cuestión y los estadísticos de bondad de pronóstico.

Es importante mencionar que en este caso, a diferencia del modelo ARIMA, fue necesario proyectar el índice INACER de la región Magallanes para poder luego proyectar las ventas de energía hasta el año 2023. Como metodología, se optó por calcular la tasa de crecimiento promedio para la información histórica disponible (años 2007, 2008 y 2009)⁷. Sin embargo, dado que la tasa de crecimiento para el año 2009 resultó ser muy elevada, se eligió la tasa del año 2008 para proyectar el índice. La misma ascendió a 5.48%.

A continuación se proceden a detallar los resultados obtenidos a partir del modelo de Ajuste Parcial:

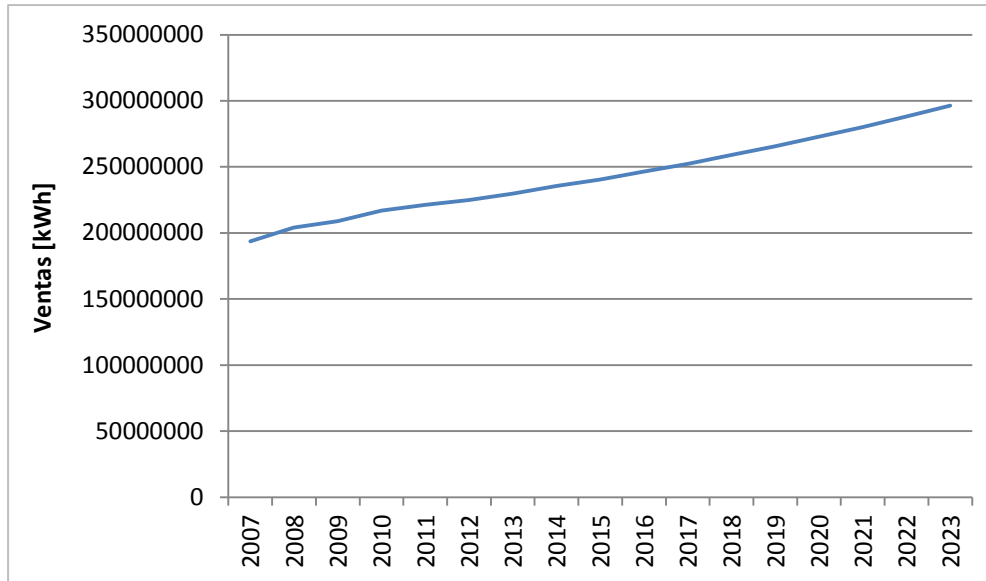
Ventas de Energía Eléctrica proyectadas según modelo de Ajuste Parcial

AÑO	VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA [MWH]
2007	193,723.29
2008	204,146.42
2009	208,842.45
2010	216,863.80
2011	221,332.19
2012	224,905.79
2013	229,682.47
2014	235,554.50
2015	240,497.16
2016	246,583.88
2017	252,396.09
2018	258,953.81
2019	265,572.77
2020	272,761.16
2021	280,196.36
2022	288,142.72
2023	296,455.88

FUENTE: ESTIMACIÓN EN BASE A INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR EDELMAG

⁷ http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/territorio/inacer/2010/pdf/enemar2010.pdf

Evolución y Proyección de ventas de Energía Eléctrica (kWh) para Punta Arenas



Estimación en base a Información suministrada por EDELMAG

c. Comparación entre Modelos estimados

La elección del modelo más adecuado de proyección se basará en los estadísticos de bondad de pronóstico, los cuales como ya se ha mencionado, aparecen en las salidas de E-Views de las proyecciones de cada uno de los modelos propuestos.

Es importante mencionar que la elección se basará en la comparación de los estadísticos descriptos como “*scale invariant*”, dado que se están comparando dos modelos cuya variable explicada se encuentra a paso mensual, en un caso, y a paso anual, en el otro.

Comparando ambas salidas de proyección de demanda, el modelo que resulta más apropiado para realizar la proyección es el modelo de Ajuste Parcial, puesto que los estadísticos MAPE y Theil dan menores. De esta manera, la tasa de crecimiento proyectada promedio para las ventas de energía, para el horizonte de pronóstico 2013-2023, es de 2.54%.

5. SISTEMA CARRERA

Tal como fue descrito en la metodología de proyección, se corrieron dos modelos alternativos con el objetivo de proyectar la demanda de energía eléctrica hasta el año 2023:

- Un modelo ARIMA, con información histórica a paso mensual de la energía ingresada (MWh) comprendida entre Enero de 2000 y Diciembre de 2009 (120 observaciones), y
- Un modelo de Ajuste Parcial, con información a paso anual de la energía ingresada (MWh) comprendida entre los años 2000 y 2009 (10 observaciones).

Es importante mencionar que el modelo ARIMA, tal como fue planteado, permite estudiar la presencia de estacionalidad; mientras que el modelo de Ajuste Parcial permite estudiar la relación entre las ventas de energía eléctrica y la actividad económica regional del Sistema Carrera.

a. Modelo Arima

i. Planteo del Modelo y Resultados obtenidos

El modelo ARIMA estimado para el Sistema Mediano de Carrera fue el siguiente:

$$y_t = \alpha + \sum_{s=1}^{11} \phi_s m_s + \varepsilon_t$$

Donde y_t representa la energía ingresada en el periodo t , α representa un término constante y las variables m_s son variables indicadoras que en conjunto representan el comportamiento estacional de la serie. Estas últimas toman el valor 1 si la observación y_t corresponde al mes s (con $s = 1, 2, \dots, 11$) y 0 en otro caso. Finalmente, ε_t es un término de error aleatorio (componente irregular) que se representa a partir de un proceso $ARIMA(p, q)$ estacionario. Si bien es posible que el proceso que representa de manera adecuada el comportamiento de este término posea tanto términos autorregresivos (AR) como de promedios móviles (MA), dado que el objetivo del análisis es el cálculo de pronósticos, sólo se tomarán en cuenta los primeros. Esto no introduce un error en la especificación del modelo ya que es conocido que todo proceso MA invertible se puede expresar como un proceso autorregresivo de orden infinito. En la práctica, los términos de promedio móvil no se toman en cuenta ya que no tienen ninguna capacidad de predicción.

A continuación se presenta la salida de E-Views para el modelo ARIMA:

Salida E-Views ARIMA para Sistema Mediano Carrera

Dependent Variable: LOG(INGRESADA_CARRERA)				
Method: Least Squares				
Date: 07/17/13 Time: 09:45				
Sample (adjusted): 2000M03 2009M12				
Included observations: 118 after adjustments				
Convergence achieved after 4 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	7.318740	2.089592	3.502473	0.0007
@SEAS(1)	0.002124	0.006778	0.313274	0.7547
@SEAS(2)	-0.070272	0.007720	-9.102485	0.0000
@SEAS(3)	0.051563	0.008571	6.016059	0.0000
@SEAS(4)	0.043688	0.009099	4.801167	0.0000
@SEAS(5)	0.113528	0.009406	12.07029	0.0000
@SEAS(6)	0.116265	0.009487	12.25501	0.0000
@SEAS(7)	0.109352	0.009360	11.68296	0.0000
@SEAS(8)	0.091436	0.009001	10.15887	0.0000
@SEAS(9)	0.009580	0.008425	1.137081	0.2581
@SEAS(10)	-0.002905	0.007409	-0.392134	0.6958
@SEAS(11)	-0.044540	0.006482	-6.871378	0.0000
AR(1)	0.709809	0.094278	7.528881	0.0000
AR(2)	0.284961	0.094154	3.026544	0.0031
R-squared	0.992124	Mean dependent var	6.163942	
Adjusted R-squared	0.991140	S.D. dependent var	0.213068	
S.E. of regression	0.020056	Akaike info criterion	-4.869583	
Sum squared resid	0.041833	Schwarz criterion	-4.540858	
Log likelihood	301.3054	F-statistic	1007.754	
Durbin-Watson stat	2.014353	Prob(F-statistic)	0.000000	

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

Como puede verse en la ilustración anterior se corrió el modelo en logaritmos y se incorporaron 2 términos autorregresivos, los cuales resultaron ser estadísticamente significativos para los niveles usuales de confianza (1%, 5% y 10%). Adicionalmente, puede inferirse la presencia de una fuerte estacionalidad en las ventas de energía, evidenciado en la significatividad individual

de cada una de las variables *seasonal*⁸. Estas últimas presentan *p-values* que permiten rechazar la hipótesis nula de que las mismas no son significativas, a niveles del 1%, 5% y 10% de confianza.

Basándonos en el R^2 como medida de bondad del ajuste, puede verse que el modelo estimado para las ventas de energía resulta estadísticamente adecuado, dado que el estadístico asciende a 99.2%. Resulta interesante destacar que el estadístico *adjusted R²* también indica que el modelo estimado presenta un buen ajuste, dado que el mismo asciende a 99.1%. La importancia de mirar este estadístico ya fue explicada en el desarrollo del modelo ARIMA para el Sistema Mediano Punta Arenas.

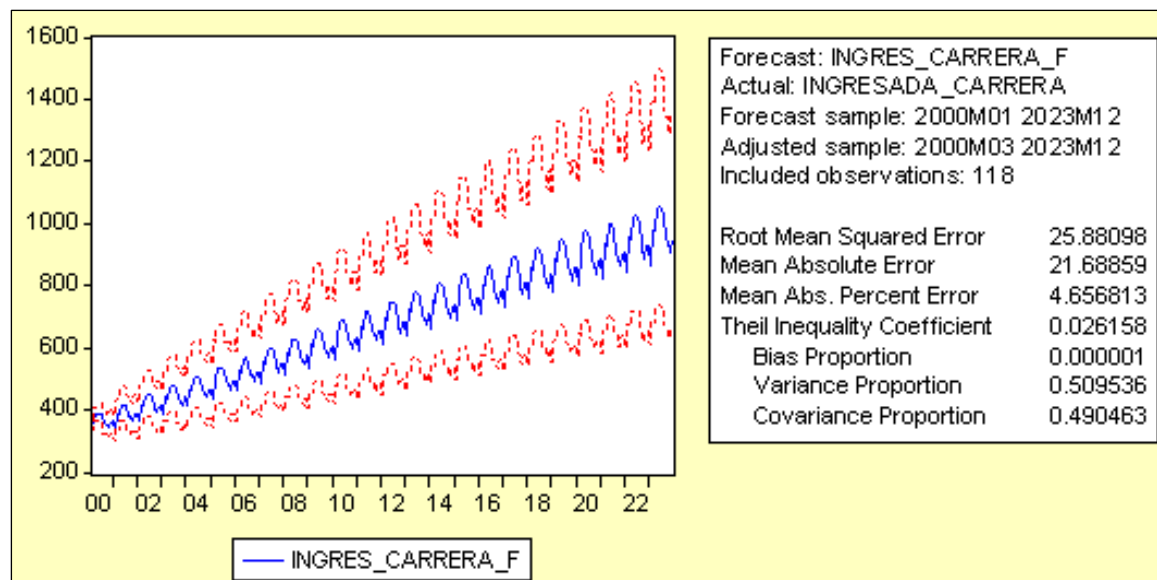
Para finalizar, resulta interesante recalcar que el estadístico *F* permite inferir que las variables del modelo planteado son significativas en su conjunto (a niveles del 1%, 5% y 10% de confianza).

ii. Proyección de ventas de energía eléctrica (MWh)

En base al modelo estimado en el punto 2.1.1, se procedió a proyectar la energía ingresada (MWh). A continuación se presenta la salida del programa E-Views:

⁸ Con excepción de las variables *seasonal* 1, 2 y 9.

Salida E-Views ARIMA para Proyección de Demanda de Carrera



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

Como puede verse en la ilustración inmediatamente anterior, la salida de la proyección de demanda presenta un gráfico donde se muestra la evolución histórica y futura de la serie en cuestión y los estadísticos de bondad de pronóstico.

A continuación se proceden a detallar los resultados obtenidos a partir del modelo ARIMA:

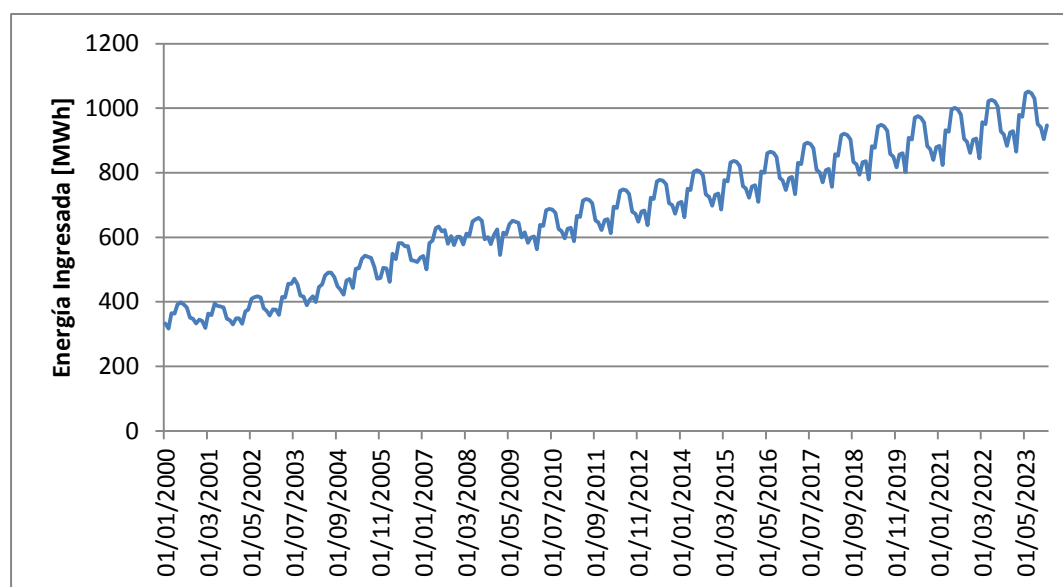
Energía Ingresada proyectada según modelo ARIMA

AÑO	Energía Ingresada [MWh]
2000	4,317.76
2001	4,301.17
2002	4,566.59
2003	5,032.38
2004	5,430.63
2005	6,032.43
2006	6,471.38
2007	7,077.43
2008	7,391.76
2009	7,373.13
2010	7,639.32
2011	7,974.30
2012	8,306.95
2013	8,636.61
2014	8,962.70
2015	9,284.66
2016	9,602.01

2017	9,914.29
2018	10,221.11
2019	10,522.12
2020	10,816.99
2021	11,105.47
2022	11,387.34
2023	11,662.41

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

Evolución y Proyección de Energía Ingresada (MWh) para Carrera



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

b. Modelo de Ajuste Parcial

i. Planteo del Modelo y Resultados obtenidos

El modelo de Ajuste Parcial estimado para el Sistema Mediano Carrera, tal como fue explicado en el informe, fue el siguiente:

$$y_t = \gamma + (\varphi \times INACER_t^{XI}) + AR(1) + \mu_t$$

Donde y_t representa la energía ingresada en el periodo t , γ representa un término constante y la variable $INACER_t^{XI}$ se corresponde con el índice de actividad regional para la Región XI,

donde se encuentra localizado el Sistema Mediano Carrera. Finalmente, μ_t representa un término de error aleatorio y $AR(1)$ el retardo número 1 de la variable dependiente, es decir, y_{t-1} .

A continuación se presenta la salida de E-Views para el modelo de Ajuste Parcial:

Salida E-Views Ajuste Parcial para Sistema Mediano Carrera

Dependent Variable: INGRESADA_CARRERA				
Method: Least Squares				
Date: 07/17/13 Time: 10:18				
Sample (adjusted): 2001 2009				
Included observations: 9 after adjustments				
Convergence achieved after 5 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1576.692	640.4603	-2.461811	0.0490
INACER_CARRERA	44.96957	3.743562	12.01251	0.0000
AR(1)	0.182462	0.351809	0.518639	0.6226
R-squared	0.972907	Mean dependent var	5964.100	
Adjusted R-squared	0.963877	S.D. dependent var	1193.532	
S.E. of regression	226.8444	Akaike info criterion	13.94761	
Sum squared resid	308750.2	Schwarz criterion	14.01335	
Log likelihood	-59.76423	F-statistic	107.7317	
Durbin-Watson stat	1.442151	Prob(F-statistic)	0.000020	
Inverted AR Roots	.18			

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

Como puede verse en la ilustración anterior, los estadísticos resultantes evidencian que las variables, tanto de manera individual como en conjunto, son significativas para los niveles usuales de confianza de 5% y 10%⁹. Basándonos en el R^2 como medida de bondad del ajuste, puede verse que el modelo estimado para la energía ingresada resulta estadísticamente

⁹ Con excepción del término autorregresivo, cuyo p -value asociado no permite rechazar la hipótesis nula de que el mismo no es significativo.

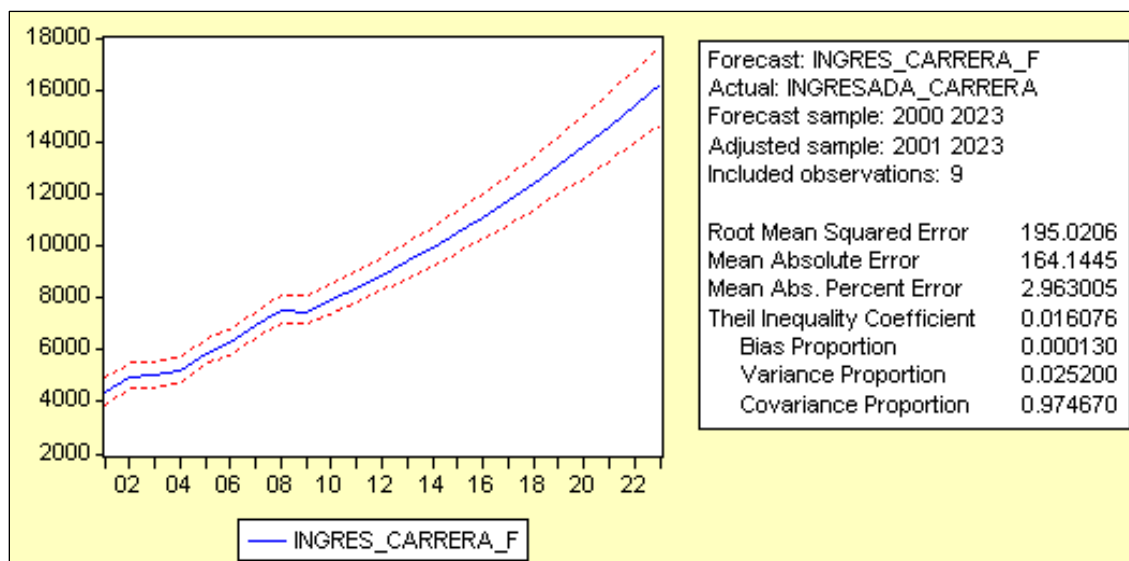
adecuado, dado que el estadístico asciende a 97.2%. Resulta interesante destacar que el estadístico *adjusted R²* también indica que el modelo estimado presenta un buen ajuste, dado que el mismo asciende a 96.3%.

Finalmente, resulta importante destacar que se han realizado los test correspondientes de raíces unitarias y cointegración, de modo de poder asegurar que el ajuste del modelo no se deba a una correlación espuria.

ii. Proyección de ventas de energía eléctrica (MWh)

En base al modelo estimado en el punto 2.2.1, se procedió a proyectar la energía ingresada (MWh). A continuación se presenta la salida del programa E-Views:

Salida E-Views Ajuste Parcial para Proyección de Demanda de Carrera



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

Como puede verse en la ilustración inmediatamente anterior y se explicó para el caso del modelo ARIMA, la salida de la proyección de demanda presenta un gráfico donde se muestra la evolución histórica y futura de la serie en cuestión y los estadísticos de bondad de pronóstico.

Es importante mencionar que en este caso, a diferencia del modelo ARIMA, fue necesario proyectar el índice INACER de la Región XI para poder luego proyectar la energía ingresada hasta el año 2023. Como metodología, se optó por calcular la tasa de crecimiento promedio para la información histórica disponible (años 2006, 2007, 2008 y 2009)¹⁰. La misma asciende a

A continuación se proceden a detallar los resultados obtenidos a partir del modelo de Ajuste Parcial:

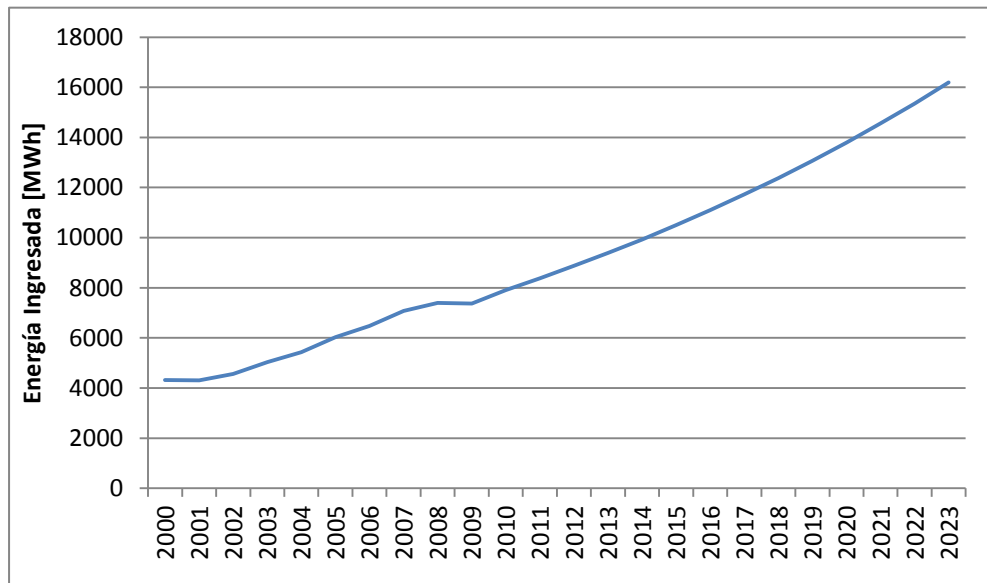
Ventas de Energía Eléctrica proyectadas según modelo de Ajuste Parcial

AÑO	ENERGÍA INGRESADA [MWH]
2000	4,317.76
2001	4,301.17
2002	4,566.59
2003	5,032.38
2004	5,430.63
2005	6,032.43
2006	6,471.38
2007	7,077.43
2008	7,391.76
2009	7,373.13
2010	7,909.64
2011	8,378.67
2012	8,871.09
2013	9,387.79
2014	9,930.12
2015	10,498.99
2016	11,096.18
2017	11,723.06
2018	12,380.51
2019	13,070.79
2020	13,795.25
2021	14,555.24
2022	15,353.00
2023	16,189.88

Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

¹⁰ La información del índice para la Región XI fue extraída del archivo “Proyección Demanda y Regresiones.xls”, antecedente de la revisión anterior, perteneciente a EDELAYSÉN.

Evolución y Proyección de Energía Ingresada (MWh) para Carrera



Fuente: Estimación en base a Información suministrada por EDELAYSÉN

6. Comparación entre Modelos estimados

Como ya se ha mencionado para el caso del Sistema Mediano Punta Arenas, la elección del modelo más adecuado para pronosticar la demanda se basará en la comparación de los estadísticos descriptos como “*scale invariant*”, dado que se están comparando dos modelos cuya variable explicada se encuentra a paso mensual, en un caso, y a paso anual, en el otro.

Comparando ambas salidas de proyección de demanda, el modelo que resulta más apropiado para realizar la proyección es el modelo de Ajuste Parcial, puesto que los estadísticos MAPE y Theil dan menores. De esta manera, la tasa de crecimiento proyectada promedio para la energía ingresada, para el horizonte de pronóstico 2010-2023, es de 3.33%.

3. RESTO DE LOS SISTEMAS

Al igual que en los dos casos anteriores, se proyectaron las ventas de energía eléctrica a partir de dos modelos distintos: ARIMA (proyección en base a datos mensuales) y Ajuste Parcial (proyección en base a datos anuales). A continuación se procede a resumir los resultados obtenidos para cada uno de los SSMM (con excepción de Punta Arenas y G. Carrera, cuyos resultados fueron ya fueron expuestos):

SSMM	DATOS	CANT. OBS.	MODELO	ESPECIFICACIÓN	AJUSTE	SIGNIFIC. CONJ. (F)	PROYECCIÓN	
							COEF. DE THEIL	MAPE
Aysén	2000-2009	120	ARIMA	Logarítmica	98%	sí	0.032	5.29
		10	MAP		95%		0.025	3.8
Palena	2000-2009	120	ARIMA	Logarítmica	83%	sí	0.082	12.37
Puerto Natales*	2007-2012	72	ARIMA	Logarítmica	97%	sí	0.039	5.98
		6	MAP	Niveles	85%	no	0.019	3.64
Porvenir*	2007-2012	72	ARIMA	Logarítmica	93%	sí	0.065	12.37
		6	MAP	Niveles	82%	no	0.033	6.52
Puerto Williams	2007-2012	72	ARIMA	Logarítmica	95%	sí	0.043	7.72
		6	MAP		99%		0.004	0.736
Hornopirén*	2000-2012	156	ARIMA	Niveles	96%	sí	0.1	38.63
		13	MAP	Logarítmica	95%		0.082	11.39
Cochamó*	2000-2012	156	ARIMA	Logarítmica	91%	sí	0.072	14.07
		13	MAP	Logarítmica	94%	sí	0.036	8.11

Fuente: Elaboración Propia en base a la información de las empresas operadoras
 *: Revisar el archivo "proy_dem_ssmm", donde se podrá acceder a algunas explicaciones particulares referidas a la modelización y proyección de la demanda de estos SSMM.

Tal como puede apreciarse en la tabla, los modelos elegidos para la proyección basados en los estadísticos de bondad de pronóstico resultan ser los modelos de Ajuste Parcial.

ANEXO XXIII VISITA A SISTEMAS MEDIANOS AYSÉN

El día lunes 19.08.2013 se comenzó con la recorrida en terreno para visitar los sistemas Aysén y Palena. Respecto del sistema Carrera por razones climáticas no pudo ser visitado por lo que se realizaron presentaciones a cargo de la empresa Edelayés.

A continuación se describen las particularidades recogidas en las visitas a través de la inspección visual y los comentarios del personal de Edelayés. A los efectos de no duplicar la información consignada en otras partes del informe no se indica el inventario de las unidades generadoras.

1) SISTEMA AYSÉN

Central Tehuelche

Esta central cuenta con motores de las Marcas MAN, Caterpillar y Cummins, se encuentra aproximadamente a 15 min de la localidad de Coyhaique (primera en importancia en la zona) y funciona como Centro de Operaciones y Despacho de toda la región.

En esta central se encuentra la Jefatura y coordinación, almacenes centrales y los talleres especializados de la parte mecánica y eléctrica del área de generación.

La central posee dos tanques de combustible de 200 m³ cada uno que le da una autonomía de una semana a la central lo resulta razonable teniendo en cuenta que el combustible proviene del puerto de Chacabuco y las dificultades de transporte en épocas invernales.

El despacho de las unidades del sistema se realiza en base a la experiencia basada en las estadísticas de despacho dado que no existe un programa de despacho diario basado en algoritmos de optimización.

Las centrales Monreal, Lago Atravesado y Alto Baguales se operan en forma remota, el resto de las centrales se operan en forma local con despacho centralizado desde Tehuelche.

Central Puerto Aysén

Esta central ubicada próxima a la segunda localidad en importancia que es Puerto Aysén tiene unidades hidráulicas y un motor diesel.

La central hidráulica que aprovecha el salto del río Arredondo data del año 1960 es de pasada y fue construida por Endesa. Por su antigüedad no está preparada para ser telecontrolada y por

tal motivo es operada localmente mediante 5 operadores que cubren las 24 horas. Adicionalmente existe un Jefe de Operaciones que cubre la coordinación del sistema Aysén.

Las aducciones de la central son de tres tipos: madera, PVC y acero luego de lo cual continúan dos tuberías de presión de acero.

Cuenta con tres turbinas Francis, dos de origen chino, una de origen inglés y una turbina Pelton (1.800 kW) muy antigua que solo actúa como respaldo en caso de indisponibilidad de las Francis y cuando se requiere como regulación de reactivo subexcitando o sobrexcitando la unidad.

Central Lago Atravesado

Esta central ubicada a 24 km de la central Tehuelche, luego de recorrer este camión para acceder la central se debe navegar 20 min por el Lago Atravesado ya que no existen caminos de acceso por tierra a la central.

Esta central aprovecha el salto entre el Lago Atravesado y el Lago Elizalde y tiene una tubería de aducción de PVC seguida por una tubería de presión que acciona dos turbinas Francis Siemens y generador Leroy Sommer.

Si bien es una central de pasada la misma tiene una cota mínima y máxima de funcionamiento del lago lo que le da una cierta capacidad de embalse que eventualmente podría ser aprovechada para optimización en caso de contar con las hidrologías de deshielo de la central.

Si bien es una central teleoperada, como parte de su personal cuenta con dos operadores que se encargan del manejo de la embarcación para el acceso , el mantenimiento de la boca toma (limpieza) y la inspección de la instalación que no puede ser monitoreada en forma remota. La central cuenta con un grupo electrógeno de servicios auxiliares en caso de salida de la central e indisponibilidad de la línea de media tensión para arranque de la central en caso de falla de la línea. El agua del lago atravesado no presenta sedimentos ni agentes químicos que puedan dañar el rotor.

En caso de corte de la fibra óptica la central puede ser operada localmente desde la central Tehuelche.

Central Chacabuco

Es una central nueva con unidades modulares transportables (en container), dos de dichas unidades están montadas con equipos con ruedas. Los motogeneradores son Caterpillar y un Motor Work de dos tiempos. Existen cuatro tanques de combustible de 50 m3.

Central Monreal

Esta central entró en operaciones en el año 2013 es de pasada y aprovecha el salto del río Monreal con una aducción construida en PVC y tubería de presión de acero con desagüe sobre el lago Paloma. Cuenta con una turbina Francis de origen chino. Esta central es teleoperada sin embargo dispone de un operador que se encarga de tareas operativas como la limpieza de la toma de aducción y de aquellas partes que no pueden ser inspeccionadas en forma remota. La central cuenta con un grupo electrógeno para servicios auxiliares.

2) SISTEMA PALENA

Central El Traro

Se encuentra a 4 km de la localidad de Cochrane y cuenta una central hidráulica que aprovecha el salto del río Cochrane, está equipada con dos turbinas Kaplan de origen chino y un canal de aducción que tiene la posibilidad de duplicar su caudal. La central está dispuesta en tres pisos:

- Primer Piso: generador
- Segundo Piso: Acople turbina generador y válvula
- Tercer Piso: turbinas.

Existe un período del año donde se acumula arena en el canal de aducción y el mismo de ser sometido a limpieza una vez al año para evitar la obstrucción del canal.

Esta central esta operada en forma manual y cuenta con 5 operadores para cubrir las 24 horas y un Jefe de Operaciones.

Adicionalmente existen un motor y un tanque con capacidad de 15 m3.

Central Chile Chico

Es una central equipada con motores Caterpillar y Cummins que se encuentran dispuestos en galpones y dos tanques de 50 m3 de combustible con autonomía de **25 días.**

3) SISTEMA CARRERA

Central Puyuhapi

Se encuentra aproximadamente a 240 km de Coyhaique y posee grupos Caterpillar y un tanque de combustible de 15 m³ para un mes de autonomía.

La central es operada localmente para lo cual cuenta con dos operarios que adicionalmente realizan mantenimientos operativos (cambio de aceite y filtro) y tareas de distribución como reparto de facturas, conexión y atención de reclamos de nuevos clientes.

Central La junta

Tiene un motor Cummins y un tanque de 20 m³, su modalidad de operación es similar a Puyuhuapi.

Central Rio Azul

Esta central aprovecha el salto del Rio Azul, a través de un canal de aducción de PVC que se continua con una tubería de presión que alimenta las turbinas Turbo de origen Chino. Es una central con operación local mediante 5 operadores y cuenta con un Jefe de Operaciones para todo el sistema.

Central Futaleufú

Es una central con grupos insonorizados dado que su emplazamiento se encuentra en zona residencial, y su modalidad de operación es similar a Puyuhuapi.

Central Chaiten

Esta central solo quedaron las ruinas de los galpones debido a que debido a la erupción del volcán la central fue arrasada, por lo que no hay centrales en este momento de respaldo del suministro eléctrico, la alimentación de la ciudad se realiza a través de la línea de 23 kV.

Central eólica Alto Baquales

Consta de tres aerogeneradores marca Vestas que de una tecnología de más de 12 años de antigüedad. En épocas invernales es difícil el acceso a la central por la acumulación de nieve por lo que en algunas ocasiones se solicita apoyo a Vialidad Nacional que cuenta con camiones Unimog para el acceso.

Las principales tareas de mantenimiento de esta central están vinculadas al control de la caja multiplicadora, la cremallera que orienta las aspas en la dirección del viento, el servomecanismo de regulación del ángulo de las palas. Se realizan tareas de lubricación y control de partículas metálicas de la caja multiplicadora para detectar desgastes en forma preventiva, lubricación de la cremallera, controles de la instrumentación y lazos de control.

El personal ha sido capacitado para realizar el mantenimiento aunque existen tareas especiales que son realizadas por contratistas. Por ejemplo a las aspas se les realiza un control de fisuras por personal propio pero su reparación dado que es fibra de vidrio y se requieren técnicas de trabajo y materiales especiales se contrata una mano de obra especializada para estos fines. El control de aspas se realiza mediante un dispositivo que permite recorrerla sin desmontarla mediante el izaje de un palco de inspección.

En épocas de nevada es habitual que el anemómetro se cubra de nieve que luego escarcha e impide el funcionamiento del instrumento por lo que se requiere que un operario ascienda a la casa de máquinas para realizar su mantenimiento operativo.

4) LINEAS ELÉCTRICAS

La particularidad del Sistema Aysén es que existen dos niveles de tensión 23 y 33 kV. En efecto a partir de la central eólica Alto Baguales a través de un autotransformador se reduce la tensión de 33 a 23 kV. La línea que une la central Lago Atravesado con Tehuelche es doble circuito en 23 kV debido a que atraviesa zonas de montaña de muy complicado acceso por lo que se requiere incrementar la confiabilidad de la red.

Existen líneas de gran longitud para el nivel de tensión tales como la línea a Mañihuales de 100 km a través del interruptor R8, o la línea a Balmaceda de 130 km.

Las líneas están construidas con postes de hormigón, los postes de madera que aún existen están siendo reemplazados.

En el Sistema Palena presenta líneas en 23 kV con extensiones que van de 30 a 75 km donde debido a la lejanía de los centros operativos existen grupos electrógenos que funcionan como respaldo del suministro eléctrico.

En el sistema Palena las líneas atraviesan zonas que complican la operación debido a que atraviesan zonas con nutrida vegetación que provocan descargas por caída de ramas y árboles

y adicionalmente en épocas invernales la formación de manguitos de hielo que incrementan la flecha y requieren tareas de mantenimiento específicas para su limpieza.

5) ASPECTOS ORGANIZATIVOS

Las centrales de Lago Atravesado, Monreal (ambas hidro) y Alto Baguales (eólica) son operadas por telemando. En las centrales hidroeléctricas teleoperadas se requiere una cantidad de personal mínimo para realizar el mantenimiento de la boca toma y la inspección de partes que no pueden ser monitoreadas en forma remota.

El mantenimiento de los motores del área de generación inclusive los mantenimientos mayores se realiza con personal propio emplazado en la central Tehuelche con el apoyo de personal contratista para las tareas de menor especialización por ejemplo limpieza de motores. Para los motores de gran tamaño existe un equipo para rectificación de camisas de cilindros y asientos de válvulas sobre el mismo motor que no requiere su desmontaje. Para las marcas que son dominantes en el parque de generación (Caterpillar y Cummins) no existen problemas de repuestos dado que existe en Chile representantes de las marcas indicadas con muy buena capacidad de respuesta. No obstante lo anterior existe un almacén de repuestos mínimo con los elementos de recambio periódico tales como filtros, o-rings, sistemas de lubricación, bombas, etc. Para las turbinas se disponen los repuestos críticos paletas, cojinetes, electroválvulas y filtros de la central hidráulica.

El mantenimiento de turbinas hidráulicas y aerogeneradores también se realiza con personal propio que ha sido capacitado por la empresa y que es el mismo equipo que efectúa mantenimiento de motores. Solo se contrata personal de empresas contratistas para trabajos que requieren equipos especiales (rectificación cigüeñal motor) o alta especialización y que son esporádicos como por ejemplo ensayos de reguladores de velocidad y tensión, bobinado de motores.

ANEXO XXIV VISITA A SISTEMAS MEDIANOS HORNOPIRÉN Y COCHAMÓ

En la visita a los SSMM de Cochamó y Hornopirén realizada los días 22 y 23 de agosto del presente año se recorrieron secuencialmente ambos sistemas partiendo por Hornopirén.

A continuación se describen las particularidades recogidas en la visita. A los efectos de no duplicar la información consignada en otras partes del informe no se indica el inventario de las unidades generadoras. En general durante la visita se tuvo buen clima y si bien es cierto parte de la ruta esta interrumpida por trabajos, no hubo mayores inconvenientes para cumplir el itinerario.

Sistema de Hornopirén

A Hornopirén se puede acceder por dos vías. La más directa y expedita es por mar tomando un Ferrie que circula permanentemente entre la Caleta La Arena ubicada al Sur de Puerto Montt y la Caleta Puelche al Norte de Hornopirén. La vía alternativa es llegar por tierra desde Cochamó.

El Sistema Mediano de Hornopirén está compuesto por instalaciones pertenecientes a las empresas eléctricas SAGESA (central Hornopirén) y CUCHILDEO (Central Cuchildeo). Físicamente, ambas centrales se encuentran ubicadas contiguamente. El sistema no posee instalaciones de transmisión, ya que los puntos de retiro e ingreso al sistema de distribución coinciden con los puntos de inyección de las centrales generadoras.

La Central Hidroeléctrica Cuchildeo se encuentra aguas abajo del río del mismo nombre y posee una capacidad de 765 kW. La central Hornopirén posee cuatro unidades térmicas modulares transportable en container con una capacidad total de 3 MW.

De acuerdo a lo señalado en la visita, en la operación del sistema de privilegia el despacho de la central Cuchildeo y el resto de la demanda es abastecida por generación térmica. Para evitar desconexión de carga por la salida de la central Cuchildeo, los motores de la central Hornopirén deben operar en un punto de operación bastante inferior a la capacidad máxima, lo que provocaría un mayor consumo de combustible por menor rendimiento.

En la central Hornopirén se opera con un sistema de 3 turnos diarios de 8 horas y un operador por turno, sin embargo, si así lo requiere el jefe de central, pueden haber dos personas en los turnos diurnos.

Dentro de las instalaciones, existe posee una bodega de almacenamiento de residuos y de materiales para mantenimientos menores.

Se observó que la coordinación del despacho de ambas centrales se realiza telefónicamente, no existiendo un centro de despacho de carga propiamente tal con la información en línea que permita conocer la generación de cada central.

Respecto del abastecimiento de combustible, este se hace a través de camiones que llegan con cierta frecuencia desde puerto Montt. La central Térmica Hornopirén posee dos estanques con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 70.000 litros y como política de seguridad frente a eventuales desabastecimientos se mantiene permanentemente una reserva de combustible mínima de 40.000ltrs lo que le permite tener una autonomía de 6 días. Se señaló que en casos de extrema emergencia y ante el bloqueo de las vías de acceso era posible abastecer de combustible a la central de Cochamó desde la central Hornopirén o viceversa. Lo anterior sujeto al nivel de reserva de combustible de cada una.

Sistema de Cochamó

El ingreso al SSMM de Cochamó se realizó por tierra desde el Sistema de Hornopirén.

En el SSMM existe una única central con 4 unidades de generación con una capacidad instalada de 2.4 MW que abastece las localidades de Cochamó y Río Puelo.

Al igual que Hornopirén, el Sistema eléctrico de Cochamó no posee instalaciones de transmisión.

En la central Cochamó se opera con un sistema de 3 turnos diarios de 8 horas y un operador por turno. En total trabajan 6 operadores más el jefe de central.

Dentro de las instalaciones, existe posee una bodega de almacenamiento de residuos y de materiales para mantenimientos menores.

Respecto del abastecimiento de combustible, este se hace a través de camiones que llegan con una alta frecuencia debido a la cantidad reducida de combustible que pueden trasladar hacia ese sector. La central Térmica Cochamó posee dos estanques con una capacidad de almacenamiento total de aproximadamente 100.000 litros y como política de seguridad frente a eventuales desabastecimientos se mantiene permanentemente una reserva de combustible mínima de 30.000ltrs lo que le permite tener una autonomía de 8 días.

Para las centrales térmicas de ambos sistemas los mantenimientos mayores y menores se realizarían por personal de la empresa SAGESA.