



**PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO**

**EFICIENCIA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN CHILE: UNA APLICACIÓN DE
EFICIENCIA TÉCNICA ESTOCÁSTICA, PARA EL
PERIODO 2010 -2015**

Memoria para optar al
Título de Ingeniero Comercial.

Rodrigo Ignacio Estay Cornejo

2017

*“Dedicado a mi padre, por pagar
la carrera.
A mi hermana por decirme todos
los días “termina la tesis”.
Y a mi madre, quien nunca pensó
que terminaría esta memoria.”*

RESUMEN

El presente estudio consiste en la estimación de fronteras estocásticas con datos de panel siguiendo los lineamientos de Battese y Coelli (1992), con tal de medir las eficiencias técnicas en 4 perspectivas para el sector de generación eléctrica en Chile para el periodo 2010 al 2015. La primera perspectiva es analizar a las principales empresas del sector: Aes Gener, Colbún, Endesa y E-CL¹, la segunda es sobre centrales de generación basados en su aporte sólo como energía generada, la tercera también es de centrales, pero esta vez considera su aporte como generación y seguridad al sistema, y un cuarto análisis es siguiendo el tercer modelo, pero esta vez solo considerando el año 2015 con tal de obtener un mayor muestreo de centrales y fuentes de generación. La estimación también utilizó 2 formas funcionales de producción para cada análisis: Cobb-Douglas y Translogarítmica, y se compararon con tal de obtener la forma que más se acomode a los datos. Los resultados permitieron encontrar qué empresas, centrales y fuentes de generación son las más y menos eficientes.

Palabras Clave: generación de energía, datos de panel, fronteras estocásticas, eficiencia técnica.

1 Para el año en que fue presentado este estudio (2017) Endesa y E-CL cambiaron sus nombres a Enel Generación y Engie Energía Chile, respectivamente. Pese a esto se seguirán llamando Endesa y E-CL en todo el estudio pues dentro del periodo considerado para evaluarlas poseían estos nombres.

ÍNDICE

1.-	Introducción	8
2.-	Presentación del Problema	12
2.1	Preguntas de Investigación	17
2.2	Objetivos	17
3.-	Mercado de la Generación Eléctrica	18
3.1	Mercado Eléctrico Chileno	18
3.2	Institucionalidad	19
3.3	Matriz de Generación Eléctrica	21
3.4	Mercado de Generación Eléctrica	31
3.5	Tarificación	32
4.-	Metodología	35
4.1	Fronteras de Producción y Eficiencia Técnica	35
4.2	Medir Eficiencia Técnica	38
4.3	Fronteras estocásticas y Datos de Panel	44
4.4	Análisis y Modelos Implicados	46
4.5	Software Frontier 4.1	48
5.-	Definición del Modelo	49
5.1	Modelo de Empresas	49
5.2	Descripción de Variables para Análisis de Empresas	49
5.3	Modelo de Centrales	52
5.4	Descripción de Variables para Análisis de Centrales	52
5.5	Base de Datos	58
6.-	Estimación de Fronteras Estocásticas	60
6.1	Estimación por Empresas periodo 2010-2015	60
6.2	Estimación por Centrales periodo 2010-2015, con Generación como variable dependiente	67
6.3	Estimación por Centrales periodo 2010-2015, con Generación y Aporte en Seguridad como variable dependiente	73
6.4	Clúster de Centrales 2010-2015	87
6.5	Estimación por Centrales periodo 2015	93
6.6	Comparación de Resultados entre Modelos	108
7.-	Conclusiones y Limitaciones	112
7.1	Conclusiones	112
7.2	Limitaciones y Futuras investigaciones	120
8.-	Bibliografía	123
9.-	Anexos	126
	ANEXO I: Capacidades y Empresas por Grupos Consolidados al cierre del 2015	126
	ANEXO II: Centrales de Generación consideradas en el estudio	127
	ANEXO III: Embalses y Centrales hidroeléctricas aguas abajo	131
	ANEXO IV: Grupos de Centrales	132
	ANEXO V: Gráficos de Dispersión de principales indicadores y resultados de eficiencia técnica	134
	ANEXO VI: Dendograma y Tabla Anova resultante del análisis clúster	136
	ANEXO VII: Clúster Alternativo	139
	ANEXO VIII: Centrales líderes por Variable	140
	ANEXO IX: Regresión Lineal para estimar eficiencia técnica de las centrales faltantes de los consolidados	142

ÍNDICE DE GRÁFICOS, FIGURAS Y TABLAS

GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Precios del Petróleo Crudo (USD/bbl)	13
Gráfico 2.2	Precios del Gas Natural (USD/mmbtu)	13
Gráfico 2.3	Precios del Carbón (USD/ton)	13
Gráfico 2.4	Volúmenes de Embalses 2000-2015 (Parte 1)	14
Gráfico 2.5	Volúmenes de Embalses 2000-2015 (Parte 2)	14
Gráfico 2.6	Precios de la electricidad para hogares en la OCDE PAA 2011 (US\$/MWh)	15
Gráfico 2.7	Precios de la electricidad para la industria en América Latina 2008	16
Gráfico 3.1	Crecimiento del Consumo de energía eléctrica en Chile	22
Gráfico 3.2	Evolución Capacidad Instalada (MW) SIC y SING	22
Gráfico 3.3	Evolución Generación por Fuente (SIC y SING en GWh)	23
Gráfico 3.4	Evolución Generación por Tipo (SIC y SING en GWh)	24
Gráfico 3.5	Proporción de Capacidad Instalada de Fuentes Energéticas por país	24
Gráfico 3.6	Proporción de Capacidad Instalada Renovables por país	25
Gráfico 3.7	Generación SIC GWh 2015	27
Gráfico 3.8	Generación SING GWh 2015	27
Gráfico 3.9	Participación de Mercado 2015 SING (MWh)	30
Gráfico 3.10	Participación de Mercado 2015 SIC (MWh)	30
Gráfico 3.11	Orden de Mérito de Costos Marginales	33
Gráfico 3.12	Costos Marginales históricos SING y SIC	34
Gráfico 4.1	Frontera de Posibilidades de Producción	35
Gráfico 4.2	Isocuanta y niveles de producción	38
Gráfico 4.3	Isocuanta y Eficiencia Técnica	39
Gráfico 4.4	Estimación de Isocuanta Eficiente según Farrell	40
Gráfico 4.5	Diferencias entre modelos Estocásticos y Determinísticos	43
Gráfico 6.1	Eficiencia Técnica por Empresas. Cobb-Douglas 2010-2015	62
Gráfico 6.2	Ranking de Empresas por Eficiencia Técnica	63
Gráfico 6.3	Mix de Fuentes por Empresas 2015 (MW)	63
Gráfico 6.4	Mix de Fuentes por Empresas 2015 en proporción a su capacidad total ...	64
Gráfico 6.5	Diferencias de Capacidad Instalada entre empresa y consolidados 2015 ..	66
Gráfico 6.6	Evolución Eficiencia Técnica, Modelo de Generación 2010-2015	69
Gráfico 6.7	Eficiencias Técnicas por Tipo, Modelo de Generación 2010-2015	70
Gráfico 6.8	Evolución Eficiencia Técnica, Modelo de Seguridad 2010-2015	76
Gráfico 6.9	Eficiencias Técnicas por Tipo, Modelo de Seguridad 2010-2015	76
Gráfico 6.10	Relación Eficiencia Técnica y Tamaños de Planta, 2010-2015	77
Gráfico 6.11	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de Carbón 2010-2015	79
Gráfico 6.12	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de H. Pasada 2010-2015	80
Gráfico 6.13	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de Biomasa 2010-2015	81
Gráfico 6.14	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de H. Embalse 2010-2015	82
Gráfico 6.15	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de C. Combinado 2010-2015	83
Gráfico 6.16	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo pequeñas 2010- 2015	85
Gráfico 6.17	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo medias 2010- 2015	85
Gráfico 6.18	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo grandes 2010- 2015	85
Gráfico 6.19	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales Eólicas 2010-2015	86
Gráfico 6.20	Gráficos de Contingencia	89
Gráfico 6.21	Dispersión Costo Marginal y Factores de Planta	91
Gráfico 6.22	Dispersión Seguridad y Costo Marginal	91
Gráfico 6.23	Ranking de Fuentes por Eficiencia Técnica 2015	95

Gráfico 6.24	Eficiencias Técnicas por Tipo, Modelo de Seguridad 2015	97
Gráfico 6.25	Relación Eficiencia Técnica y Tamaños de Planta 2015	97
Gráfico 6.26	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de H. Pasada 2015	100
Gráfico 6.27	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de Biomasa 2015	100
Gráfico 6.28	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de Carbón 2015	101
Gráfico 6.29	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de H. Embalse 2015	102
Gráfico 6.30	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo pequeñas 2015	104
Gráfico 6.31	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo medianas 2015	104
Gráfico 6.32	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de petróleo grandes 2015 ...	104
Gráfico 6.33	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales de C. Combinado 2015	105
Gráfico 6.34	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales Eólicas 2015	106
Gráfico 6.35	Eficiencias Técnicas Promedios de Centrales Solares 2015	107
Gráfico A.5.1	Dispersión Eficiencia Técnica vs Costo Marginal	134
Gráfico A.5.2	Dispersión Eficiencia Técnica vs Factor de Planta	135
Gráfico A.5.3	Dispersión Eficiencia Técnica vs Aporte en Seguridad	135

FIGURAS

Figura 3.1	Cadena de Suministro del Mercado Eléctrico chileno	19
Figura 3.2	Sistemas Eléctricos Chilenos al cierre del 2015	20
Figura 3.3	Instituciones ligadas al Mercado Eléctrico chileno	21

TABLAS

Tabla 3.1	Resumen SIC y SING	26
Tabla 3.2	Resumen Mercados y Clientes que operan en Generación	32
Tabla 4.1	Resumen Perspectivas y Análisis	47
Tabla 5.1	Fuentes de Energía operando en Chile	54
Tabla 6.1	Ranking de Empresas más eficientes por forma funcional	61
Tabla 6.2	Promedios de las Variables por centrales 2010-2015	64
Tabla 6.3	Indicadores Financieros de Rentabilidad y Actividad	66
Tabla 6.4	Ranking de Fuentes más eficientes por forma funcional. Modelo de Generación	70
Tabla 6.5	Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Generación 2010-2015	71
Tabla 6.6	Aportes en Seguridad de las distintas fuentes de generación	73
Tabla 6.7	Ranking de Fuentes más eficientes por forma funcional. Modelo de Seguridad	75
Tabla 6.8	Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Seguridad 2010-2015	78
Tabla 6.9	Índices de Correlación entre principales indicadores y eficiencia técnica. Modelo de Seguridad 2010-2015	87
Tabla 6.10	Variables utilizadas para Segmentación de Centrales	88
Tabla 6.11	Valores promedios por Conglomerado	90
Tabla 6.12	Descripción de los Conglomerados	92
Tabla 6.13	Ranking de Fuentes más eficientes por forma funciona 2015.....	95
Tabla 6.14	Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Seguridad 2015	98
Tabla 6.15	Situación de Embalses y sus centrales 2015	103
Tabla 6.16	Ranking de Fuentes más eficientes por modelo	108
Tabla 6.17	Ranking de Centrales más eficientes por modelo	109
Tabla 6.18	Ranking de Centrales menos eficientes por modelo	110
Tabla 6.18	Promedio de Eficiencia Técnica por Empresas según sus centrales	111
Tabla 6.19	Promedio de Eficiencia Técnica por Empresas según sus centrales, incluyendo centrales estimadas por Regresión Lineal	112
Tabla A.8.1	Ranking de Centrales más Baratas	140
Tabla A.8.2	Ranking de Centrales más Activas	140
Tabla A.8.3	Ranking de Centrales más Seguras	141
Tabla A.9.1	Eficiencias estimadas por Regresión Lineal de Centrales Faltantes	144
Tabla A.9.2	Promedios y Ranking de Empresas según resultados de sus centrales	144

1.- INTRODUCCIÓN:

A principios de esta década el tema energético tuvo un gran impacto en el debate nacional, estando junto a otras temáticas como salud, educación o seguridad ciudadana entre las más comentadas entre los chilenos. El motivo de este gran énfasis fue el descontento ciudadano desembocando en marchas contra la que sería la mayor central del país: el proyecto HidroAysén, de la mano de las grandes empresas líderes en energía del país, Colbún y Endesa. La central estaría ubicada en el río más caudaloso de Chile: el río Baker, en la región de Aysén, y que requeriría 3.200 km.² de construcción en líneas de transmisión.

Después de mucho debate y tiempo el proyecto fue rechazado y abandonado, pero no fue el único proyecto en la mira. El descontento abarcó también a proyectos en Punta de Choros (IV Región), Hidroeléctrica Alto Maipo (RM, actualmente en construcción) y líneas de transmisión (actualmente protestas en Olmué contra la línea Polpaico-Cardones que uniría las líneas SING y SIC).

Más allá de las posiciones de los lectores y de los distintos participantes de la sociedad chilena, es que no se puede negar que el tema energético dejó de ser un tema secundario decidido por otros, para pasar a ser un tema de debate que incluye varios agentes, entre ellos a las comunidades que se han convertido en un factor importante dentro de las decisiones estratégicas que se tomen.

Lo anterior se ha reflejado no solo en Chile sino en varios países del mundo, y en general la respuesta a estas discrepancias de opinión en el debate ha sido la misma: la tendencia de avanzar hacia matrices diversas y empoderar el aporte de generadoras de fuentes de energía limpia y renovable.

Y es que la demanda social por avanzar en fuentes limpias y la lucha contra el calentamiento global ha llevado a gobiernos y empresas a tomar medidas concretas en las distintas naciones. En Chile, por ejemplo, hace ya algunos años se han aprobado las leyes llamadas Ley Corta I y Ley Corta II que apuntan a incentivar la creación de proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) con una meta de alcanzar un aporte de 20% de ERNC en toda la matriz al año 2020, y las proyecciones actuales son que se cumplirá con creces³.

Existen otras medidas como el incentivo a usar ampolletas led, que consumen menos, o a la compra de vehículos impulsados por energía eléctrica, pero estas medidas entre muchas otras apuntan al consumo de energía por parte de los usuarios finales, y esta investigación se enfocará en el comienzo del proceso: en la generación de energía eléctrica.

En el año 2011, durante el gobierno de Sebastián Piñera y frente a las movilizaciones sociales contra grandes proyectos de generación, se creó la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE). Su principal objetivo era recomendar una política de crecimiento energético que fuera limpia, segura y económica frente al inminente crecimiento de la demanda por energía. Fue así como las grandes conclusiones del panel

2 Proyecto de Investigación: Hidroaysén vs Plantas fotovoltaica y eólica. Pontificia Universidad Católica. Disponible en: <http://power.sitios.ing.uc.cl/alumno14/Hidroaysen/styled-2/index.html>

3 Artículo: "Chile superará con creces su meta energética para 2020". Disponible en: <http://www.t13.cl/noticia/negocios/andres-romero-chile-superara-creces-su-meta-energetica-2020>

de expertos de esta comisión se centraron en aprovechar las fuentes de energía hídricas en el sur del país, generar avances para el eventual uso de energía nuclear en el futuro y promocionar las ERNC para hacerlas más competitivas⁴.

Estas propuestas hacen frente a la situación actual del sistema de generación chileno, donde en el norte es principalmente sustentado con fuentes de energía térmicas, y en el centro-sur de Chile de forma mixta con fuentes hídricas y térmicas. Por lo cual, según las conclusiones de la comisión y frente a la futura e inminente unión de las líneas SING y SIC, se puede inferir que el gran sustento para la matriz de energía en Chile sería proveído por fuentes hidroeléctricas, tanto a grandes proyectos mineros en el norte, como a las distintas industrias y al consumo residencial.

Pero ¿es posible una matriz únicamente hidroeléctrica? La respuesta es tajantemente: no. No existe ninguna fuente de energía capaz de satisfacer todas las demandas de la sociedad, teniendo todas las características positivas de que se buscan en una central y una matriz de energía: limpia, segura y barata, y sin dejar externalidades negativas en su camino. La energía hídrica no es completamente segura pues su abastecimiento depende de las precipitaciones, y requiere de la construcción de embalses que inundan hectáreas completas. Es así como todo experto, tanto de la comisión CADE, agentes del estado y empresarios estarán en acuerdo que la matriz de energía de nuestra economía debe tener fuentes mixtas de generación. Porque tal como se ha mencionado no existe una fuente perfecta; todas las fuentes de energía tienen sus ventajas y desventajas, pero es deber de aquellos que planifican la estrategia de abastecimiento energético encontrar la mejor combinación de fuentes que garantice el consumo de energía, el crecimiento económico, un medioambiente limpio y renovable y acorde a los recursos disponibles.

Muchos se preguntarán entonces cuál es el medio más eficiente acorde a los distintos recursos que tenemos para explotar para poder generar energía y la respuesta no es para nada sencilla.

Esta investigación intenta agregar un nuevo grano de arena en este debate, aplicando teoría económica mediante fronteras estocásticas de producción, una metodología muy utilizada para evaluar eficiencias, para evaluar distintas centrales y empresas chilenas que utilizan distintas tecnologías y tamaños para poder generar energía, y contribuir así con una nueva mirada nunca antes vista para el debate energético.

Pero antes que todo se debe realizar una definición de eficiencia para poder tener un punto de partida en esta investigación.

La RAE define eficiencia como la “capacidad de disponer de alguien o de algo para conseguir un efecto determinado”.

Sin embargo, para razones de este estudio, se seguirán los lineamientos de la Teoría Económica, donde el concepto es más específico y relaciona de mejor maneja la generación de productos con la utilización de factores o insumos para obtenerlo. Por lo tanto un proceso de producción es eficiente si se obtiene el máximo output para unos inputs dados.

⁴ Se puede encontrar todo el informe CADE en el siguiente enlace:
<https://comisiondeenergiachile.files.wordpress.com/2011/11/informe-cade-2011-11.pdf>

Hay que tener en cuenta que el concepto está estrictamente acotado a la productividad, puesto que liga insumos para generar productos, sin considerar otras dimensiones como bienestar, valores, equidad, sustentabilidad, equilibrio ambiental, etc.

Y desde que la administración dejó de ser una tarea o talento de algunos pocos, a convertirse en una doctrina, mezclando artes y ciencias, es que ha habido interés por medir y perfeccionar la eficiencia.

A partir de los años sesenta se utilizaron varias técnicas basadas en indicadores acorde a la gestión de una empresa para poder identificar su eficiencia comparando uno o varios indicadores (productividad de factores, intensidad del uso de factores por unidad de superficie, etc). Uno de estas técnicas más usadas fue el llamado "Análisis de grupo de empresa" que consistía en clasificar un grupo de empresas de un sector mediante el cálculo de diferentes índices de productividad de factores y analizar posteriormente las diferencias entre las empresas top y las empresas con peor resultado.

Pero la investigación de Farrell (1957) fue la primera que aterrizó el concepto de eficiencia. Según Farrell cada empresa u organización puede ser comparada con la más eficiente de sus competidoras y con ello se puede descubrir el grado de (in)eficiencia que posee. Propuso además que existían 3 tipos de eficiencia:

La eficiencia técnica o productiva que se refiere a la productividad de una serie de inputs en una explotación. Supone utilizar correctamente los factores de producción en lograr su objetivo, es decir, dada una cierta cantidad de recursos, insumos, materiales, obtener con ellos la máxima producción posible. Quien gestiona estos recursos puede usarlos de múltiples combinaciones posibles, pero solo existe una que logre la máxima producción, y por ello podemos inferir que se puede calcular el grado de ineficiencia dada otra combinación de recursos que genere otra producción. En otras palabras, un proceso es ineficiente si existe otra combinación de factores que permiten obtener el mismo nivel de producción con un menos consumo de factores, o logras más producto con el mismo nivel de factores.

La eficiencia asignativa supone que en la repartición o distribución de recursos (que tienen un costo), existe un nivel óptimo donde se logre el mayor bienestar. En esta eficiencia se dice que el óptimo se alcanza cuando no es posible mejorar el bienestar de un agente sin empeorar el bienestar de otro.

Y la eficiencia de escala hace relación a los tamaños óptimos de explotación, donde una empresa es eficiente cuando logra el tamaño o volumen de producción óptimo para el costo medio mínimo posible a largo plazo.

De estos 3 tipos de eficiencia se enfocará solo en la primera, la eficiencia técnica, puesto que se tratará de medir qué tan eficiencia (valga la redundancia) son los procesos productivos en la generación de un *output* tomando en cuenta la utilización de recursos, desembolsos o *inputs* para ello.

A partir de aquí se entiende que cada vez que se haga referencia a eficiencia o a qué tan eficiente es una empresa, central o proceso productivo, se está mencionando a la eficiencia técnica.

“ *Eficiencia Técnica es la habilidad de minimizar el uso de inputs en la producción de un vector dado de output, o la habilidad de obtener el máximo output con un vector dado de inputs.* ”

Kumbhakar y Lovell (2000)

En la literatura existen muchos trabajos que toman el concepto de eficiencia técnica y lo miden, en su mayoría por medio de fronteras estocásticas de producción, tal como pretende este estudio. Las distintas investigaciones consideran los más distintos sectores productivos, y por nombrar solo algunos: Sector de agricultura (Hadri *et al.*, 1999), confecciones indumentarias (Acevedo *et al.*, 2005), gestión de ERNC (Menegaki, 2012), pesca (Aguirre *et al.*, 2002), distribución eléctrica (Canay, 2002), sector bancario (Behr, 2010), manufactura (Bhaumik *et al.*, 2011), sector portuario (Cullinane, 2006), industria del petróleo y gas (Managi *et al.*, 2006), entre muchos otros. También sirvieron como referencias otros estudios de medición de eficiencia técnica en el sector de generación eléctrica, tales como el realizado por Iglesias, Castellanos y Seijas (2010) sobre centrales eólicas; y el realizado por Marmolejo, Rodríguez, Cedillo y Salazar (2015) sobre centrales termoeléctricas.

Retomando el tema de la generación de energía eléctrica en Chile, que es el caso de esta investigación, se medirá cuan eficientes son las empresas y centrales de la matriz de generación de Chile para generar sus MegaWatts (MWh) para el periodo de 2010-2015, y además para tener otro análisis que cubra un mayor número de centrales se realizará el mismo análisis y estimación considerando sólo el año 2015. Una investigación de este tipo para este sector hasta la fecha no se ha realizado.

Esta investigación está dividida en 5 secciones. 1) La primera de ellas corresponde a la Presentación del Problema incluyendo preguntas de investigación y los objetivos generales y específicos del estudio; 2) la segunda sección describe el mercado de la generación en Chile y su situación actual; 3) continuando con la exposición y detalles de la metodología utilizada de fronteras estocásticas; 4) para luego aplicarla a las 4 empresas estudiadas para el periodo 2010-2015 y para 92 centrales en 3 casos de estudio: a) considerando generación como variable dependiente en el periodo 2010-2015, b) mejorando este modelo integrando generación y aporte seguro al sistema como variable dependiente, y c) un último análisis utilizando este modelo final pero esta vez sólo para el periodo 2015 con tal de obtener una muestra más amplia de 131 centrales y así incluir otros medios de generación, obteniendo en todos los modelos la estimación de la frontera estocástica y con ello las eficiencias técnicas por empresas o y centrales para finalmente 5) presentar las conclusiones de medición de eficiencia técnica.

2.- PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA:

Los últimos 10 años han sido muy ajetreados para el sector energético en Chile en varios sentidos.

En temas de noticias la generación eléctrica pasó de ser tema una discusión tomada por unos pocos a ser parte fundamental de la opinión pública, exigiendo que sus intereses también entren en juego, lo cual ya se adelantó en la sección anterior. Si bien este fenómeno de exigir más participación está presente en todos los temas de interés del país en la actualidad (a lo que algunos expertos mayores llaman el “empoderamiento de la población” que viene de la mano de la conocida “democratización de la información” producto de la facilidad para informarse), nunca había sido tan fuerte su presencia en los temas de decisiones estratégicas eléctricas. Será un fenómeno cultural, tecnológico y/o social, y los expertos podrán ponerse de acuerdo en cómo llamarlo, pero lo cierto es que no hay que ser un experto para ver con hechos estas exigencias.

Estas exigencias en temas generación eléctrica se han traducido en las negativas de varios grandes proyectos de generación. Y este que han abundado noticias sobre rechazo a centrales, sin importar su fuente. El proyecto HidroAysén, por ejemplo, fue rechazado por problemas que conllevaban las líneas de transmisión que necesitaba y además poseía un fuerte rechazo en la población⁵. Otro caso es la termoeléctrica Punta de Choros que llegó a ser cancelada por un llamado telefónico presidencial, y la central Alto Maipo sigue con detractores y donde el grupo Luksic abandonó el proyecto, y la línea de unión de SING y SIC ha tenido rechazo en el tramo de Olmué, por nombrar algunos casos.

Esto ha llevado a expertos a debatir sobre qué matriz energética se quiere para el país, una decisión que en sus cimientos demanda una visión largo plazo. Pero la situación no ha estado nada fácil para la generación.

Un punto de la arista que complica la situación ha sido los precios de los combustibles, que es de naturaleza volátil y suele tener grandes alzas como periodos de bajas. Dentro del periodo de análisis se hubo grandes alzas para normalizarse al final del periodo tal como se aprecia en las tendencias de los gráficos de combustibles⁶ en la página siguiente.

Y la situación con las centrales hidroeléctricas no se queda atrás. En los últimos años se ha presenciado un periodo de larga sequía que ha afectado negativamente a los niveles de embalses (ver gráficos en página subsiguiente) y con ello a las centrales hidroeléctricas. Esta baja en los volúmenes de agua no es compartida por todos los embalses, pero el efecto si es notorio en los embalses más grandes, como Lago Laja y Lago Chapo, o en los máximos volúmenes de Embalse Colbún. La situación más crítica fue en abril del 2013

5Noticia: “80% de chilenos se opone a proyecto Hidroaysén, lapidaria encuesta” Disponible en: <http://www.chilerenovables.cl/80-de-chilenos-se-opone-a-proyecto-hidroaysen-lapidaria-encuesta/>

Y Noticia: “Encuesta revela que el 60% de los aiseninos se opone a centrales hidroeléctricas “.

Disponible en: <http://www.emol.com/noticias/nacional/2011/05/14/481545/encuesta-revela-que-el-60-de-los-aiseninos-se-opone-a-centrales-hidroelectricas.html>

6 Los gráficos representan los precios internacionales de combustibles: petróleo, gas natural y carbón, según la Base de Datos del Banco Mundial: <http://www.worldbank.org/>

Para los valores del petróleo se consideró el precio del barril de crudo del Brent. Para el gas natural el precio del Gas Licuado Natural en mmBTU (millones de unidades térmicas británicas). Y para el carbón el precio fijado en Colombia para una tonelada de carbón. Todos los valores están en dólares nominales.

Para la tendencia se utilizó una función Polinómica del 3° orden.

cuando el embalse más grande del país: Lago Laja, estuvo con un nivel a solo 6 metros sobre su cota mínima técnica de producción y el menor nivel desde 1999⁷.



Fuente: Elaboración propia con Datos del Banco Mundial (BIRF – AIF)



Fuente: Elaboración propia con Datos del Banco Mundial (BIRF – AIF)



Fuente: Elaboración propia con Datos del Banco Mundial (BIRF – AIF)

7 Noticia: “Mayor embalse para generación eléctrica está en menor nivel desde 1999”. Disponible en: <http://www.latercera.com/noticia/mayor-embalse-para-generacion-electrica-esta-en-menor-nivel-desde-1999/>



Fuente: Elaboración Propia con Datos del CNE. Usando Promedios Mensuales de Volúmenes



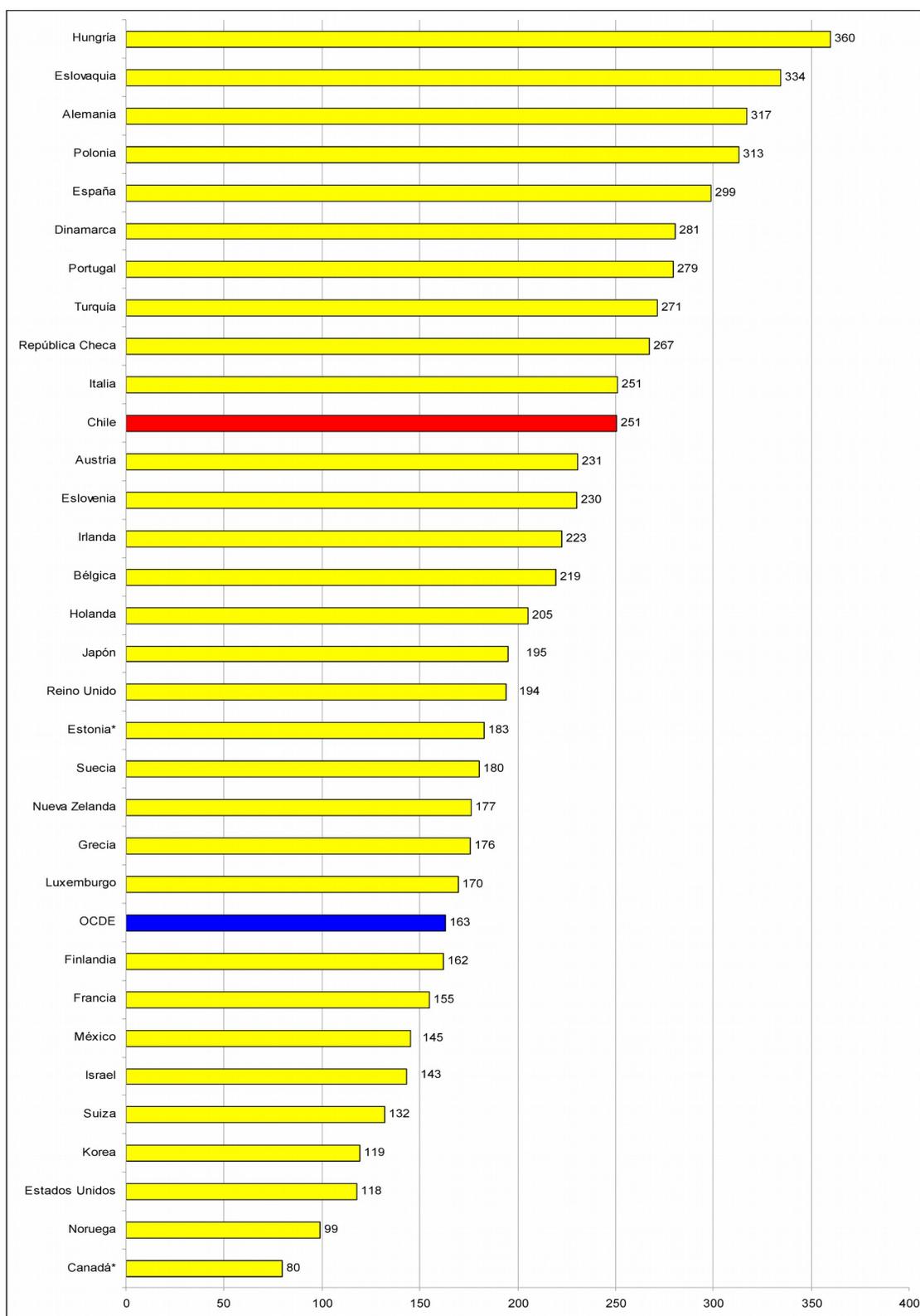
Fuente: Elaboración Propia con Datos del CNE. Usando Promedios Mensuales de Volúmenes

La baja en los niveles de los embalses repercute con efecto doble en las centrales hidroeléctricas de embalse y también en aquellas centrales hidroeléctricas aguas abajo (que dependen de ella), porque el valor estratégico del agua se vuelve mayor y con ello los costos de producción suben, y como se depende del agua como suministro también baja la producción. Sin niveles mínimos se encarece la energía y no se puede generar de forma hídrica.

Ambos efectos: sequías y altos costos de combustibles, tuvieron el mayor efecto en el año 2008 donde se reflejaron en los mayores costos marginales (costos de la energía) y con ello los mayores precios para la energía, que luego repercuten en toda la línea de suministro hasta llegar al bolsillo del consumidor.

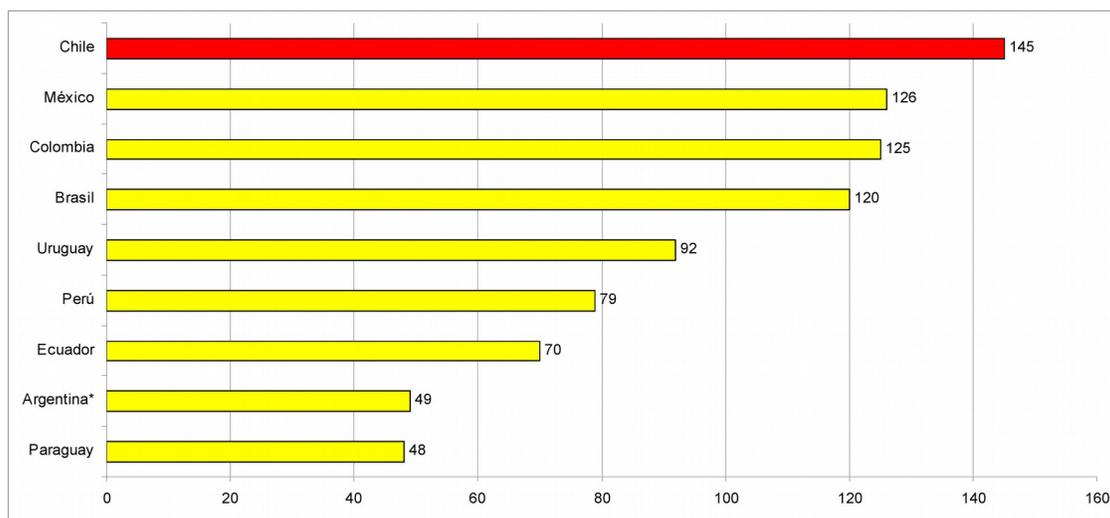
De hecho, durante el periodo de análisis considerado, Chile posee el precio de energía eléctrica más caro de la región, e incluso de los más caros si se compara con países de la OCDE. Un informe de la Biblioteca del Congreso Nacional (BCN) recolectó los precios de la electricidad en hogares según estadísticas del IEA (International Energy Agency) y las ajustó por Paridad de Poder Adquisitivo (PPA). Los resultados son los siguientes en Latinoamérica:

**Gráfico 2.6: Precios de la electricidad para los hogares en la OCDE PPA 2011.
(US\$/MWh).**



Fuente: informe "Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina", Biblioteca del Congreso Nacional, 2012.

Gráfico 2.7: Precios de la electricidad para la industria en América Latina 2008 (US\$/MWh)



Fuente: informe “Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina”, Biblioteca del Congreso Nacional, 2012.

Los niveles hídricos bajos obligan a diversificar la matriz, pero las centrales térmicas son caras (aunque de suministro seguro), contaminantes y por ello suelen ser repudiadas por la opinión general. Y en los inicios de esta década los medios de generación de ERNC aún no eran muy convincentes por los inversionistas y aún no comenzaba su periodo de crecimiento. Se solía decir entonces que las ERNC no eran de suministro seguros, y con ellos insuficientes y faltaba conocimiento por parte de los inversionistas para poder traer esas tecnologías y potenciarlas, y su desarrollo aparentaba ser un lujo que se podían dar solo en países altamente desarrollados, como Alemania, Noruega o Dinamarca, donde el debate ya había avanzado.

Pero los años han pasado y la situación en generación es bastante favorable. En 2007 las centrales de ERNC representaban solo un 1,4% de la matriz. Para el 2015 ya representaban más del 10% de toda la generación nacional y en 2020 tienen la meta de alcanzar el 20%, donde hay optimismo que esa meta sea superada con creces. Hoy se conoce su funcionamiento y los inversionistas tienen más información para saber dónde instalar estas tecnologías y aprovechar los recursos naturales, rentabilizando el proyecto, y trayendo así proyectos tan llamativos como el proyecto Valhalla⁸ que, de concretarse, sería el proyecto de ERNC más grande de Chile con 300 MW instalados y con la innovación de ser un proyecto solar que provee 24/7.

La irrupción de las ERNC (que poseen bajos costos) también llevó a tener una licitación nunca antes vista en el mercado del suministro eléctrico con un precio de US\$47,6/MWh, que no fue previsto ni por otras empresas de generación, que ayudarán a disminuir las cuentas de energía de los usuarios finales desde el 2021⁹.

8 Sobre Proyecto Valhalla: <http://valhalla.cl/es/>

9 Noticia: “Licitación eléctrica consigue precio promedio histórico de US\$47,6”, publicada el 17 de agosto del 2016. Disponible en: <http://www.t13.cl/noticia/negocios/licitacion-electrica-consigue-precio-promedio-historico-us-476>

Y finalmente los niveles de los embalses han recuperado sus niveles para finales del 2015, en lo que aparenta ser el fin del periodo de sequía, consiguiendo así menores costos y mayor ocupación de su capacidad productiva.

En definitiva, el sector de la generación es muy volátil y ahora más que nunca es parte del debate público, y decisiones tan fundamentales como el futuro de la matriz energética depende de toda la información disponible, que es justo el objetivo de esta investigación, entregando una mirada distinta al sector de generación con un análisis de eficiencia que integre una nueva perspectiva, la cual considerará el aporte de las centrales en producción (generación eléctrica) y aportes de potencia (que aportan seguridad de suministro a la demanda de energía eléctrica de la población), teniendo en cuenta sus costos de generación y el uso de sus tamaños de planta.

2.1.- PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN:

Acorde a los lineamientos que pretende seguir esta investigación cabe realizar las siguientes preguntas, las cuales se tratará de dar respuesta: ¿Cuáles son las eficiencias de las distintas empresas energéticas y centrales en Chile? ¿Cómo ha sido su evolución a lo largo del tiempo? ¿Cuáles son las fuentes de energía más eficiente? ¿Tienen alguna incidencia las eficiencias encontradas con los resultados económicos de las empresas? ¿Cuáles son los principales factores que determinan la eficiencia en el sector de la generación?

Concretizando estas preguntas y llevándolas a objetivos de estudio:

2.2.- OBJETIVOS:

2.2.1.- Objetivo General:

El objetivo general de esta investigación consiste en medir y evaluar las eficiencias técnicas del mercado de la generación en Chile, por medio de 2 distintas evaluaciones: Las principales centrales de generación y las principales empresas de generación en Chile, ambas para el periodo de estudio 2010 – 2015 construyendo una base de datos de panel. Con esta evaluación se construirá un ranking de las centrales y empresas más eficientes y se analizarán la existencia de patrones comunes en los distintos tipos de fuentes de generación (térmicas, hidroeléctricas, y renovables).

Luego, con la finalidad de obtener una mirada más amplia de la actividad energética en el Chile actual se agregarán más centrales y fuentes y, se realiza el mismo análisis, pero esta vez considerando sólo el año 2015.

2.2.2.-Objetivos Específicos:

1. Realizar una descripción del mercado de la generación en Chile y su situación actual.
2. Medir y hacer un análisis comparativo de las eficiencias de diferentes fuentes de energía y centrales de generación.
3. Hacer un análisis comparativo de las eficiencias de las principales empresas de generación en Chile, y comparar estos resultados con las eficiencias obtenidas entre fuentes de generación y centrales que poseen.

4. Determinar qué tipo de función de producción representa mejor el comportamiento del mercado de generación, tanto para centrales como para empresas.
5. Realizar un ranking según las eficiencias técnicas obtenidas para centrales y empresas de generación en base a la metodología de fronteras estocásticas.

3.- MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA:

3.1- MERCADO ELÉCTRICO CHILENO:

Antes de evaluar las eficiencias de las centrales y empresas se debe tener un conocimiento de cómo opera el mercado actualmente y cómo llegó a ser lo que es.

En el año 1982 se promulga la Ley General de Servicios Eléctricos (DFLN°1) y con ello se modifica la estructura del mercado eléctrico en Chile, traspasando del Estado a los privados el manejo del sector eléctrico. Con el paso del tiempo la ley ha tenido modificaciones para perfeccionar el sistema y asegurar que los precios pagados por los clientes y usuarios sean representativos a los costos de operación.

El sector eléctrico se caracteriza por tener 3 grandes actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Todas ellas controladas por empresas privadas, donde la integración vertical está restringida y los precios, regulados.

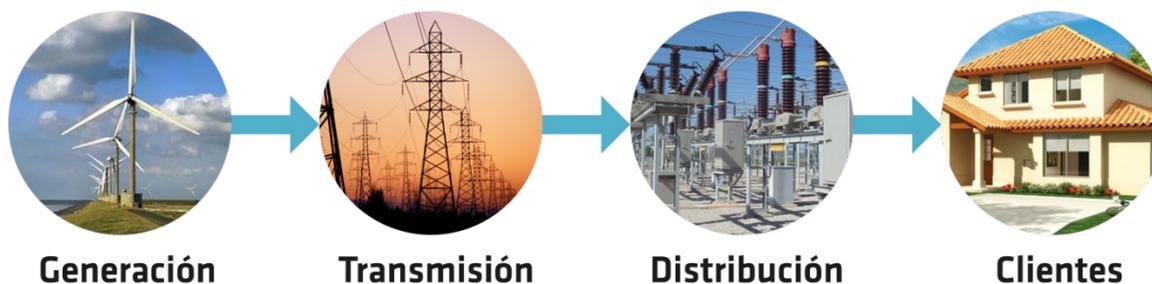
El sector de la generación, en el cual se centra esta investigación, es el encargado de producir la energía eléctrica usando la tecnología que estime pertinente y que luego será transmitida y distribuida a los consumidores finales. Se caracteriza por ser un mercado abierto y competitivo, donde las empresas privadas deciden la inversión, tecnologías, tamaños de planta y ubicación de sus centrales para inyectar energía a las diferentes líneas de transmisión.

El sector de Transmisión es el encargado de recibir y transportar la energía hasta los centros de distribución. Es un monopolio natural y opera por medio de adjudicaciones de licitaciones de ciertos tramos recibiendo retornos calculados en base a su inversión (llamado AVI) y a los costos operacionales, de mantenimiento y administrativos que posean (llamados COMA).

Finalmente, el sector de Distribución es el encargado de entregar la electricidad a los usuarios finales (clientes regulados). También se comporta como monopolio natural y por ello funciona en base a concesiones y a tarifas reguladas fijadas por la autoridad estatal, pero igualmente puede realizar contratos con un cliente industrial (clientes libres) donde la tarifa es libremente pactada.

Tanto Transmisión como Distribución se reconocen con actividades de Servicio Público, porque tienen la obligación de hacer entrega de su servicio a sus respectivos clientes. No así el sector de la Generación, donde existe competencia dado que puede participar en el mercado de contratos y en el mercado spot (mercados que serán explicados más adelante).

Figura 3.1: Cadena de Suministro del Mercado Eléctrico chileno



3.2- INSTITUCIONALIDAD:

El mercado eléctrico está regulado por agentes privados y por agentes gubernamentales. Brevemente los principales son los siguientes:

Ministerio de Energía: órgano superior dependiente del Presidente de la República, cuya labor es coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético. Vela por el cumplimiento de las normas del sector y asesora al Gobierno en todas las materias relacionadas con la energía.

Comisión Nacional de Energía (CNE): órgano público, autónomo y descentralizado, que se relaciona con el Presidente de la República por medio del Ministerio de Energía. Su principal labor es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía.

Concretamente realiza planificaciones para las inversiones en generación y transmisión, monitorea la situación actual y esperada del sector energético, elabora reglamentos y normas, efectúa el cálculo de tarifas para clientes regulados, entre otras tareas.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Organismo público cuya labor es fiscalizar las operaciones del mercado de energía, que incluyen electricidad, gas y combustibles, garantizando seguridad, calidad y precios acorde a las normativas vigentes.

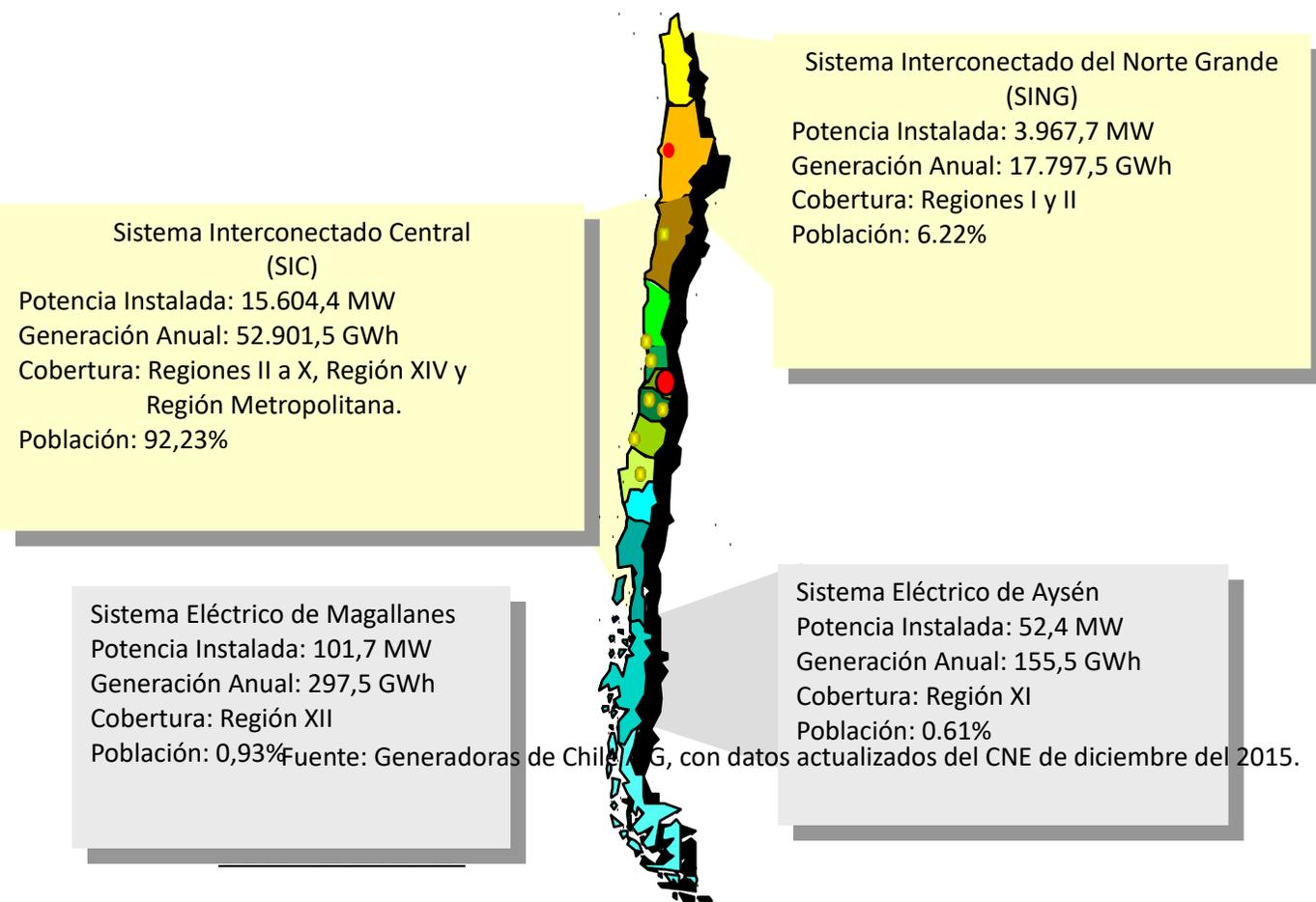
Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): organismo independiente y privado. Lo conforman generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres. Su principal tarea es coordinar la operación cotidiana del sistema eléctrico, labor que incluye: 1) Preservar la seguridad global del sistema, 2) Garantizar la operación más económica continuamente y en conjunto para todo el sistema, 3) Realizar el cálculo de los costos marginales de energía, y las transferencias de energía y potencia entre los integrantes del CDEC. Para estas labores posee 3 grandes departamentos: la Dirección de Operación, Dirección de Peajes y Dirección de Administración y Presupuesto.

En Chile existen 2 grandes CDEC que corresponden a los principales sistemas de generación, transmisión y distribución interconectadas entre sí: El sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca desde la Región de Arica-Parinacota hasta la región de Antofagasta; y el Sistema Interconectado Central (SIC) que abarca parte de la región de Antofagasta hasta la región de Los Lagos y Chiloé.

Existen otros sistemas eléctricos operando en Chile y corresponden al Sistema Eléctrico de Aysén (en la XI Región), Sistema Eléctrico de Magallanes (en la XII región) y el Sistema Eléctrico de Isla de Pascua, pero por su tamaño no cuentan con su respectivo CDEC, y por

ello no serán considerados dentro de esta investigación dada la dificultad de obtener datos. Los sistemas eléctricos operativos pueden ser apreciados en la Figura 3.2 en la siguiente página.

Figura 3.2: Sistemas Eléctricos Chilenos al cierre del 2015



Existen otras instituciones de igual importancia en el sector, entre ellas:

La Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) que administra el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), elabora normas ambientales, planes de prevención y descontaminación, entre otros. Y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) quien fiscaliza el cumplimiento de la legislación medioambiental.

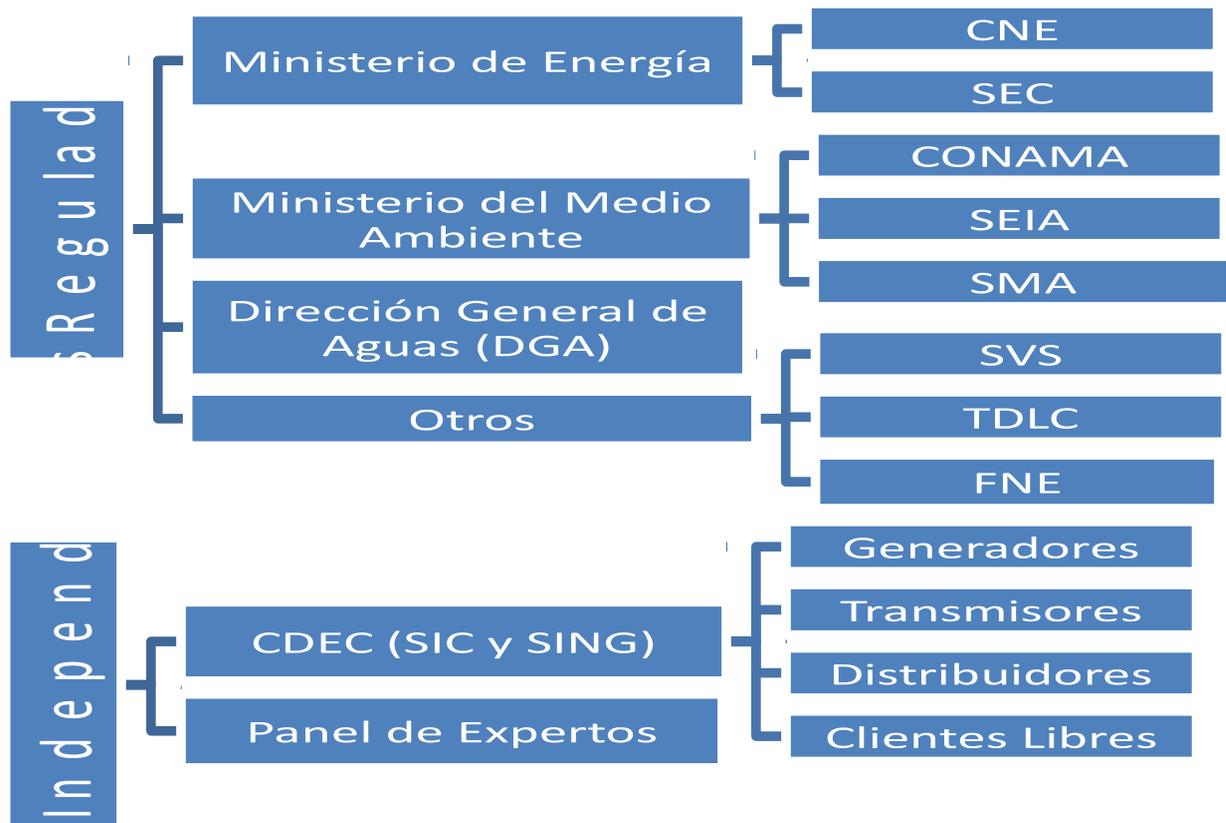
El Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos conformado por profesionales expertos en materias eléctricas que se pronuncian para resolver discrepancias y conflictos.

La Dirección General de Aguas (DGA) que otorga los derechos de agua a las centrales hidroeléctricas y permitir su uso para generar electricidad.

Y organismos que velan por el funcionamiento de los mercados, como la Fiscalía Nacional Económica (FNE) y El Tribunal de la Libre Competencia (TDLC) (si llegara a ser el caso) y La Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

En la Figura 3.3 se resumen todas las instituciones, reguladores e independientes, nombradas.

Figura 3.3: Instituciones ligadas al Mercado Eléctrico hileno



Fuente: Elaboración Propia.

3.3- MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA:

La matriz de generación eléctrica en Chile (como en el mundo), ha aumentado su capacidad continuamente en el tiempo dado el incremento sostenido de la demanda y el consumo eléctrico.

Diversos estudios, tales como Kraft, J. y Kraft, A (1978), Squalli (2007), Ozturk (2010), Campo y Sarmiento (2011), De la Fuente y Vallina (2013), entre otros, ya han confirmado la existencia de una relación directa entre el crecimiento y el consumo de energía, pese a que aún no existe un convenio en la literatura acerca de la dirección de esta relación. Lo que sí está claro es la existencia de una dependencia entre el crecimiento económico y el consumo de energía, y Chile no es la excepción demostrando que existe una correlación entre estas variables del 95,27%, tal como se puede apreciar su evolución en el gráfico 3.1 en la siguiente página.

Los aumentos del consumo de la energía eléctrica conllevan que los agentes ligados a la generación, empresas y reguladores planifiquen y aumenten la capacidad productiva de energía en la matriz para acomodarse a las futuras demandas, que se sabe que serán crecientes.

De hecho, la matriz en Chile durante los últimos 10 años ha aumentado su capacidad instalada en un 65%, considerando en conjunto al SIC y SING, pasando de una capacidad instalada de 11.855 MW en conjunto SIC y SING en el 2005 a 19.572 MW en 2015, y para

el año 2020 se espera una capacidad instalada conjunta de 24.502 MW con una demanda total de energía eléctrica cercana a los 100 mil GWh según proyecciones del Ministerio de Energía. Estos crecimientos de capacidades son presentados en el gráfico 3.2 en la siguiente página.



Fuente: Elaboración propia con datos del BIRF (Banco internacional de Reconstrucción y Desarrollo)



Fuente: Elaboración Propia con datos de anuarios SIC y SING, CNE y proyecciones de proyectos de generación.

Tal crecimiento en el consumo eléctrico lleva a la planificación de la matriz de generación eléctrica donde actualmente Chile sigue una estrategia de diversificación de sus fuentes, enfocándose e incentivando las energías renovables no convencionales (ERNC) y centrales hidroeléctricas. Es más, el mismo informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) recomendó aprovechar y explotar las fuentes hídricas del país para la generación como una de sus principales propuestas.

Considerando este actual plan estratégico, y otros factores como el aprendizaje y mayor confianza por parte de los inversionistas en los proyectos de ERNC, los avances tecnológicos en la generación de este tipo de energía, y la mayor demanda y exigencias ciudadanas por fuentes limpias y renovables para la generación, es que la matriz en Chile ha ido respondiendo en esta dirección. Desde el año 2007 al 2014 se ha aumentado en más de un 600% la generación en ERNC considerando el SIC y SING, haciendo que su contribución alcance un 8,3% de la generación total de estas líneas en 2015, con una meta de alcanzar el 20% de participación para el año 2020 (la meta considera la generación total del país) y, en cuanto a energía hidroeléctrica, ya existen diversos proyectos de grandes centrales de pasada y embalses para aprovechar las fuentes hídricas, tales como la central Alto Maipo (531 MW), San Pedro (170 MW), Los Cóndores (150 MW) y Ñuble (136 MW), y en centrales de ERNC la central Pelicano (100 MW, solar), El Romero (196 MW, solar), Quilipilun (103 MW, solar), Renaico (88 MW, eólica), por nombrar algunas.



Fuente: Elaboración Propia con datos del CNE



Fuente: Elaboración Propia con datos del CNE

Pero ¿cómo se compara la actual situación de la matriz energética chilena con otros países?



Fuente: Elaboración Propia con datos de CNE, CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina), Ministerio de Energía de Perú, MME (Ministerio de Minas y Energía de Brasil), REE (Red Eléctrica de España), EIA (Administración de Información energética de EEUU) y OCDE.¹⁰

Chile se destaca por ser una matriz principalmente térmico-hídrico, al igual que los países de Perú y Argentina, aunque posee grandes diferencias al comparar sus 2 principales líneas interconectadas, SIC y SING, como se describirá más adelante. De los países que destacan en este análisis resalta Brasil, cuya matriz es principalmente hidroeléctrica dadas las

¹⁰ Las fuentes de energía térmicas consideran las provenientes del carbón, gas natural, petróleo y diésel como fuente térmica, mientras que las ERNC consta los biocombustibles, geotérmica, solar, eólica, mareomotriz, entre otras.

ventajas naturales que le otorga el Amazona, y Dinamarca y España, que son parte de los países que están apostando por el desarrollo de la energía eólica, como también lo son Suecia y Alemania que no están en el gráfico.

Bajo este análisis se podría creer que hay una baja apuesta por parte de Chile en el desarrollo de la energía limpia y renovable, pese al incremento significativo de los últimos años. Sin embargo, al realizar el mismo análisis y con los mismos datos del gráfico 3.5, pero esta vez considerando la energía hidroeléctrica como energía renovable, las proporciones serían las siguientes:



Este nuevo punto de vista muestra a Chile en una buena situación comparativamente, puesto que se encuentra superior en términos de energía renovable en relación con otros países de la región y al total del OCDE, pero aun así es superado por países como Brasil con su gran fuente hídrica y por Dinamarca y España, países bien posicionados en materias de energía renovable, principalmente por el incentivo y desarrollo de energía de fuente eólica.

Hay que considerar que Chile ha evolucionado en el desarrollo de las fuentes renovables, como se analizó en los gráficos anteriores, pero incluso estas fuentes no se salvan de la opinión pública. En los recientes años ha habido controversia por proyectos de generación de energía, y no sólo las controversiales grandes centrales termoeléctricas, sino que también las que utilizan fuentes de energía limpia, como grandes centrales de embalse (por ejemplo el caso de la central HidroAysén, y más recientes el proyecto de central en Río Puelo¹¹), o centrales eólicas (como el proyecto de parque eólico en Río Negro¹²). Para la opinión pública, las centrales de energía se consideran limpias no sólo por las emisiones de contaminantes, sino también por las áreas de ocupación que conllevan. Es de esperar

11 “Leonardo DiCaprio llama a proteger el río Puelo”, 06 de Noviembre del 2015, disponible en: <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/leonardo-dicaprio-llama-a-proteger-el-rio-puelo/2015-11-05/214716.html>

12 “Comunidades indígenas manifiestan su desconfianza ante eventual parque eólico en Río Negro”, 29 de Septiembre del 2015, disponible en: <http://www.biobiochile.cl/2015/09/29/comunidades-indigenas-manifiestan-su-desconfianza-ante-eventual-parque-eolico-en-rio-negro.shtml>

que en el futuro las exigencias, tanto las opiniones de las comunidades como normativas legales, sean más exigentes.

Líneas SIC y SING:

Como se ha mencionado existen 2 grandes sistemas interconectados en el país: SIC y SING. Ambas líneas generaron casi 70.000 GWh durante el año 2014, lo que representa el 99,35% de toda la generación del Chile continental, para un territorio donde vive más del 98% de la población chilena.

Ambas líneas poseen grandes diferencias entre sí. El SIC es una línea térmico-hídrica, pero donde la generación de fuente térmica (gas, petróleo, diesel y carbón) se sitúa levemente por sobre la hidroeléctrica. Este sistema abarca desde Taltal (región de Antofagasta) hasta la isla grande de Chiloé (región de Los Lagos). Es el mayor de los sistemas interconectados del país y abastece al 92% de la población del país, principalmente clientes regulados (como residenciales).

La línea SING es la segunda más grande del país y como su nombre lo indica abastece al Norte Grande, abasteciendo desde Putre hasta Taltal, lo cual representa casi un cuarto de todo el territorio nacional (185.142 Km²) donde la mayoría de sus clientes corresponden a clientes libres (como grandes empresas y mineras). Su generación proviene principalmente de centrales térmicas, en especial carbón.

Otras líneas conectadas en el país corresponden al sistema de Aysén, Los Lagos (Hornopirén y Cochamó) y Magallanes, que juntas solo generaron el 2014 unos 471,667 MWh representando sólo un 0,65% de la generación en el Chile continental. Estos sistemas por su pequeño tamaño no son gestionados por un centro de despacho económico y de carga (CDEC), lo que dificultó la obtención de datos y por ese motivo el presente estudio sólo abarca las centrales del SING y SIC. Pero como se ya se ha mencionado, estas líneas abarcan casi la totalidad del sistema de generación en Chile.

Tabla 3.1: Resumen SIC y SING

Sistemas	SIC	SING
Extensión	Desde Taltal a Chiloé	Desde Putre hasta Taltal
Población	92,23%	6,22%
Generación Total	52.901,5 GWh	18,797,5 GWh
Clientes:		
Regulados	55%	10%
Libres	45%	90%

Fuente: Elaboración propia con datos del CNE, según datos anuales del 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos del CNE del año 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos del CNE del año 2015.

Ambos sistemas tienen planeados conectarse por medio de una línea de transmisión de más de 750 Km. que abarca desde Polpaico (Región Metropolitana) hasta Cardones (Tercera región), cuya finalización de construcción está proyectada para fines del año 2017 con comienzos de operación para el año 2018.

Principales empresas generadoras:

En el mercado de la generación existen una gran cantidad de empresas operando, donde varias de ellas corresponden a filiales de otras empresas generadoras. Si se consideran como grupos consolidados existen 4 grandes empresas¹³ que generan más del 80% de la generación entre el SING y SIC:

1. Endesa:

Es la empresa generadora más grande de Chile con 3.362 MW de potencia bruta en el SIC a finales del 2015 sin considerar ninguna de sus filiales, pero la cifra aumenta a 6.224 MW al ser considerada como consolidado, con filiales tanto en el SIC como en el SING. Endesa (que significaba Empresa Nacional de Electricidad S.A.) ha pasado por muchas reestructuraciones. Antes de 1987 era una empresa estatal, pero dicho año fue privatizada. En 1999 fue adquirida por Enersis S.A. (holding usado por Endesa España¹⁴ para controlar sus operaciones en Latinoamérica). En 2015 el directorio decidió separar Endesa, entre sus negocios nacionales y extranjeros. De ese modo en 2016 nace Enel Generación Chile en reemplazo de Endesa Chile, y se transforma en filial de Enel Chile, y los negocios extranjeros quedaron organizados en la empresa Endesa Américas S.A.

Las principales centrales de Enel Generación Chile son San Isidro (778 MW, gas), Ralco, Pangué y Toro (estas últimas tres centrales hidroeléctricas de embalse con 690, 467 y 450 MW de potencia instalada respectivamente). Entre sus filiales – para el año 2015 – se encuentran Pehuenche, CELTA (Compañía eléctrica de Tarapacá), Empresa eléctrica Pangué y GasAtacama (adquirida en su totalidad durante el 2014).

2. Colbún:

Empresa que nace en 1985 con las centrales Colbún y Machicura. En 1997 y 2001 CORFO vende la mayoría de sus acciones y la empresa comienza a llamarse Colbún S.A. En el 2005 fue adquirida por la empresa Minera Valparaíso S.A. quien era filial del grupo Matte, quienes continúan siendo los controladores de Colbún en la actualidad. Colbún centra sus actividades en el SIC donde posee una capacidad instalada de 3.082 MW brutos y 3.302 MW como consolidado. Entre sus filiales se encuentra Empresa Eléctrica Industrial, Hidroeléctrica Aconcagua, Hidroeléctrica Guardia Vieja, Obras y Desarrollo y Río Tranquilo. Su principal central es Nehuenco con 874,7 MW de potencia instalada (de ciclo combinado y considerando sus 3 unidades Nehuenco I, Nehuenco II y Nehuenco 9B); le sigue su primera central: la hidroeléctrica Colbún con 474 MW instalados, y Santa María (370 MW, carbón).

13 Para calcular las capacidades de potencia instalada por empresas se consideraron los consolidados, y se prorratearon para las distintas centrales en base al porcentaje de propiedad en sus empresas controladoras. Estos valores de participación aparecen en los estados financieros trimestrales de cada empresa, y por lo tanto la información empresarial depende de si están o no abiertas a la Bolsa. Por ejemplo, la central Guacolda de 608 MW pertenece a AES Gener en un 50%, por lo cual en la capacidad consolidada se incluye sólo 304 MW de potencia instalada como parte de esta central. En el ANEXO I aparecen todas las empresas filiales y sus consolidados de las empresas consideradas en este estudio.

14 Endesa España fue adquirida por Enel en 2009. Enel es un gran holding italiano dedicado a la generación y distribución de energía con presencia en 29 países.

3. Aes Gener:

Sociedad Anónima que concentra actividades en el SIC, pero también opera con filiales en el SING: Norgener y Salta. Esta última es una central ubicada en Argentina que provee de energía a Chile, pero en los últimos años no ha aportado. Pertenece al consolidado del mismo nombre de origen estadounidense. Posee grandes diferencias entre su capacidad bruta como empresa y su capacidad cuando se considera como consolidado dado su gran número de filiales (tiene 1.220 MW de capacidad bruta y 3.600 MW considerado como consolidado¹⁵). Su mayor central es la Termoeléctrica Ventanas (340 MW en conjunto para Ventanas I y II, ambas de carbón, y no confundir con Nueva Ventanas que se considera una central aparte¹⁶). Entre sus filiales podemos encontrar Eléctrica Ventanas, Energía Verde, Guacolda, Sociedad Eléctrica de Santiago, Norgener, Salta y Angamos.

4. E-CL:

Es la empresa más grande operando en el SING. Nació de la fusión en 2011 de las mayores empresas de generación eléctrica del Norte: Electroandina y Edelnor. Posee 1.767 MW instalados de potencia bruta en el SING, y 2.038 MW como consolidado al cierre del 2015. Su principal central es la Termoeléctrica Tocopilla que opera con unidades de Petróleo, Carbón y Gas formando así una super central de 1.105 MW (incluyendo Tamaya y todas sus unidades), que la convierte en la central más grande de Chile. Entre sus filiales aparecen las empresas Andina y Hornitos, que poseen centrales del mismo nombre, donde la primera pertenece en su totalidad a E-CL, pero la segunda sólo en un 60%.

En el año 2016 E-CL cambia su nombre a Engie Energía Chile, reflejando así el nombre de su controlador, el holding Engie, de propietarios franceses.

En base a esta información de alta concentración podemos asumir que estamos frente a un mercado de oligopolios. Pero este análisis debe realizarse considerando ambas líneas interconectadas de forma separada (porque son mercados apartes). Desde este punto de vista y como consolidados las participaciones de mercado se presentan en los gráficos 3.9 y 3.10.

15 Este valor como Consolidado incluye la totalidad de la central Salta de Aes Gener que se ubica en Argentina. Dicha central provee de energía a Chile, pero dependiendo de la fuente se encontraron diferentes valores para su potencia instalada, por ello se ha decidido incluirla en su totalidad. Sin embargo, últimamente no está siendo considerada dado que no ha aportado generación en los últimos años. Aun así, se mantuvo en el cálculo, pues es un potencial aporte.

16 Se considera una central aparte pues se cuenta con todos los datos para ello. Además, Ventanas I y II forman parte de la empresa Aes Gener como tal, mientras que Nueva Ventanas pertenece a la empresa Eléctrica Ventanas S.A. que es filial de Aes Gener.



Fuente: Elaboración Propia con datos del CNE por consolidados según su porcentaje de control en empresas filiales¹⁷ obtenido de estados financieros de las empresas.



Fuente: Elaboración Propia con datos del CNE por consolidados según su porcentaje de control en empresas filiales obtenido de estados financieros de las empresas.

Utilizando el **Índice de Herfindahl – Hirschman (IHH)**¹⁸ se puede analizar la concentración de mercado, que en caso del SING se obtuvo un IHH de **3.555** y en el SIC, **2.004**, por lo cual para ambos casos se consideran mercados oligopólicos, siendo el SING más concentrado que el SIC. La concentración también se demuestra considerando el Índice de Dominancia (ID)¹⁹, obteniendo un ID de **0,54** para el SING y **0,35** para el SIC. De estos valores se

17 Para el cálculo de las participaciones de mercado se consideró la generación producida durante el 2015, pero como consolidados y no como empresas.

18 El IHH es usado para conocer organizaciones de mercado. Se calcula como
$$IHH = \sum_{i=0}^S s_i^2$$
; donde S es la Participación de Mercado. Se dice que un valor entre 0 y 100 corresponde a Competencia Perfecta, entre 100 y 1.000, a Competencia Monopolística, entre 1.000 y 9.999 a Oligopolio y 10.000 a Monopolio.

19 El ID se utiliza para conocer la concentración de mercado. Se calcula como
$$ID = \sum_{i=0}^n s_i^4 / IHH^2$$
. El ID toma un valor entre 0 y 1, donde 1 es completamente concentrado o monopolio, y 0 es un mercado

concluye que existe la presencia de dominancia y el SING es claramente más concentrado que el SIC.

Aun así, la concentración con el paso de los años ha ido disminuyendo, principalmente debido al ingreso de nuevas empresas, en su mayoría con centrales de ERNC, que se han instalado en el SING y SIC. Esto se aprecia también en el índice IHH, teniendo un IHH en el 2010 de 3.746 para el SING y 3.087 para el SIC. Sin embargo, la situación en dominancia es distinta para ambas líneas, pues en el SING en el 2010 poseía un ID de 0,52, mientras que el SIC tenía un ID de 0,44, por lo cual en el periodo del 2010 al 2015 la presencia de dominancia ha aumentado levemente en el SING, pero ha disminuido en el SIC.

3.4- MERCADO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA:

El Mercado de la generación eléctrica se considera un *mandatory pool*. Esto se debe a que las empresas de generación, aunque compitan entre sí, se organizan para coordinar actividades entre sí. Esta organización se aprecia en los Centros de Despacho Económicos de Carga (los CDEC: SIC y SING). Los CDEC tienen la labor de mantener una operación segura en su sistema eléctrico, garantizar la operación más económica, organizar el despacho de las unidades de electricidad, garantizar el derecho de servicios sobre los sistemas de transmisión concesionados, realizar balances de inyecciones y retiros de energía y potencia, e informar sobre los peajes que deben pagar las empresas por el uso de transmisión en cada tramo.

En este mercado las empresas no tienen el poder para fijar el precio, puesto que es regulado por la autoridad con lo informado por los CDEC, excepto en los casos para clientes libres (se detallará más adelante). Además, existe libertad para la entrada de nuevos generadores, aunque dada la naturaleza de este negocio con altos montos de inversión y complejidad del negocio, se puede hablar de la presencia de barreras de entrada.

También se pueden identificar 2 mercados: El mercado de contratos, y el mercado Spot:

3.4.1- Mercado de Contratos:

Aquí se distinguen 2 tipos de contrato según el tipo de cliente que se tenga: Dedicados a Clientes Libres (aquellos con potencia conectada mayor a 2MW) y Clientes Regulados (con potencia conectada menor a 2MW que son abastecidos por los distribuidores).

Es importante esta separación de Clientes, dado que las generadoras pueden realizar contratos con los Clientes Libres, dado que se asume competencia y similar poder negociador, y por ello los precios (tarifas) son acordados en los contratos. Los Clientes Libres están directamente suministrados por las Generadoras y son por ejemplo las grandes empresas o grandes mineras.

Por otro lado, los Clientes Regulados son abastecidos por los Distribuidores, pues, si fueran suministrados directamente por los Generadores se crearía una situación de Monopolio Natural. La existencia de Distribuidores regula esta situación, pues ganan zonas geográficas por concesiones y las tarifas son fijadas por la Autoridad. Dentro de los Clientes Regulados

se encuentran los hogares y viviendas, zonas comerciales y empresas pequeñas y medianas.

Los clientes que posean una potencia conectada entre 500 kW y 2 MW pueden elegir si ser Clientes Regulados o Clientes Libres.

3.4.2- Mercado Spot:

En este mercado sólo participan generadoras. Aquí se transan excedentes de energía y potencia para cumplir con los contratos que hicieron las generadoras con los clientes libres y/o distribuidoras. El precio de la energía y potencia es regulado, donde en el caso de la energía corresponde al **Costo Marginal**, o sea el costo variable de la última unidad de energía inyectada en el sistema que permite la satisfacción de la Demanda horaria; y en el caso de la potencia corresponde al **Precio de Potencia de Nudo**. El cálculo del valor de la energía es realizado por el CDEC respectivo y por ello también este mercado es considerado un *mandatory pool*; y la tarifa de potencia es calculada por el CNE en los Informes de Precios de Nudo, precio representativo de los costos de generación y transporte fijado por el CNE resultado de licitaciones de suministros de clientes regulados.

Existe además un tercer mercado, el de certificados de ERNC. La ley obliga que para el año 2020 un 20% de la energía comercializada sea suministrada por fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), por ello las empresas venden y compran excedentes y déficit respectivamente. El precio de esta energía es libre y pactado entre generadoras, pero la energía debe ser acreditada a la autoridad.

Tabla 3.2: Resumen Mercados y Clientes que operan en Generación

Mercado de Contratos		Mercado Spot
Cientes Libres	Cientes Regulados	Generadoras
- Clientes con capacidad conectada \geq 2MW - Clientes con capacidad conectada > 500 kW y que opten por contratar con un Generador	- A través de las Empresas de Distribución obtienen suministros clientes < 2 MW (> 500 kW que no optan)	- Transferencias de energía y potencia entre Generadores.
Precios y condiciones pactados libremente por contratos.	Precios resultan de una Licitación Pública (Ley Corta 2)	Precio de Potencia = Precio de Nudo de Potencia. Precio de Energía = Costo Marginal instantáneo.
Participan Generadores, Distribuidores y Clientes Libres.		Participan sólo Generadores

Fuente: Generadoras de Chile A.G.

3.5- TARIFICACIÓN:

Se han mencionado brevemente las tarifas que circulan en el mercado de generación. Básicamente las tarifas que existan dependen del tipo de producto que las generadoras ofrecen: energía y potencia, y del tipo de negocio en que está operando el generador, que son 2:

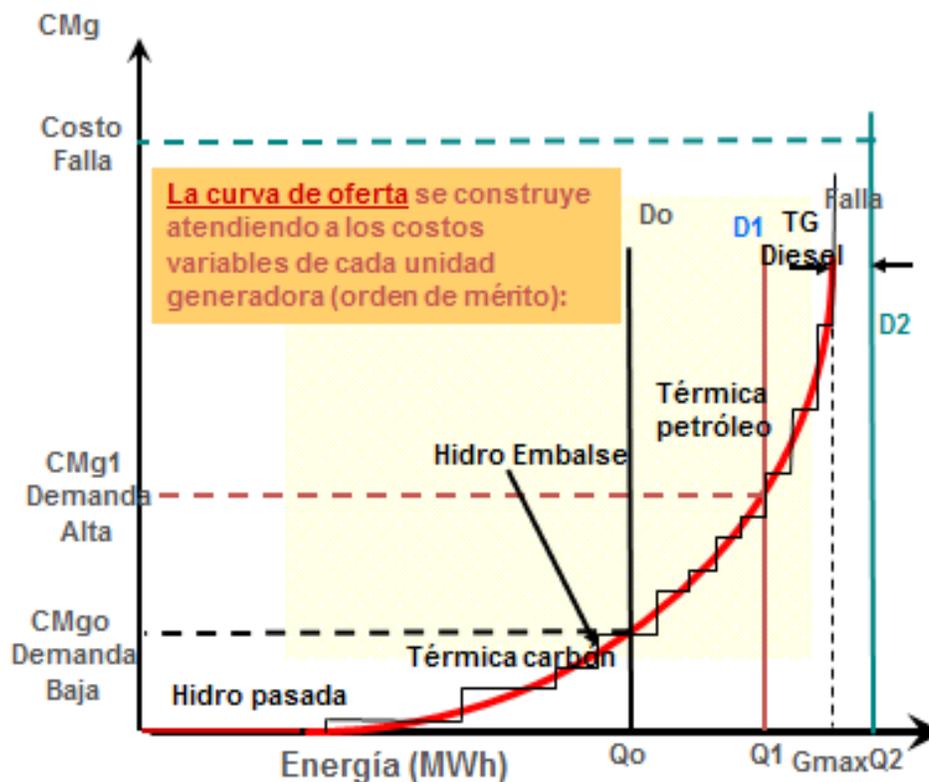
3.5.1- Negocio Operacional: Consiste en la inyección de energía al sistema. La tarifa de energía depende de los Costos Marginales.

Los Costos Marginales Horarios corresponden al costo de ingresar una unidad adicional de energía (MWh) al sistema incurrido por su generador. Se componen del costo de generar esa unidad de energía, incluyendo costos de combustibles y costos no combustibles (recursos humanos, mantención, etc.) y, por ende, los costos marginales son la representación de los costos variables de una unidad de energía (US\$/MWh) producida por una unidad generadora.

Se entiende así que en el caso de las centrales de fuentes renovables el costo variable solo se compone por el costo no combustible (ya que no consumen combustible para generar), pero el caso de las centrales hidroeléctricas es más complicado, ya que es el CDEC quien calcula su costo marginal, primero asignando un valor estratégico para el agua según su planificación y proyecciones para satisfacer la demanda del sistema acorde a los niveles de los embalses, y con ello fija un costo a las centrales hidroeléctricas que dependen de ese embalse. Este costo es de igual manera representado por US\$/MWh para todas las centrales aguas abajo y con ello el CDEC puede realizar un orden de mérito según los costos marginales de todas las centrales que inyectan al sistema. Estos costos pueden encontrarse en las programaciones del CDEC.

De esta manera la tarifa horaria (precio de la energía), queda determinada por la última unidad de energía inyectada en el sistema que satisface la demanda en orden de mérito. Este orden de mérito queda representado en el gráfico 3.11. Dado esto (que ingresan unidades de energía en orden creciente por sus costos), es que la tarifa en la práctica corresponde al costo variable de la unidad generada más cara operando en el momento que abasteció la demanda. Este cálculo es realizado continuamente por los CDEC.

Gráfico 3.11: Orden de Mérito de Costos Marginales



Fuente: Generadoras de Chile A.G.

Como es de esperar esta tarifa presenta alta variabilidad, principalmente causada por la demanda del momento, las variables hidrológicas anuales y mensuales, y por la matriz de

tecnologías de generación que operan en el momento, y se refleja en su evolución en el tiempo y por la naturaleza de la línea:



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CDEC-SING y CDEC-SIC

Los costos marginales es uno de los principales indicadores del mercado eléctrico.

En cuanto al precio de potencia, este es fijado por la CNE semestralmente en los meses de Abril y Octubre por los Informes de Precio de Nudo para cada barra de inyección.

Este negocio operacional es de carácter obligatorio, puesto que las generadoras deben inyectar su energía, y por ello se suele decir que es “involuntario”, no así el negocio comercial que es voluntario.

3.5.2- Negocio Comercial: Consiste al negocio de contratos de suministros entre los generadores y los Clientes Libres. Aquí ellos fijan el precio y están obligados a cumplir con el suministro. Si tienen déficit deben ir al Mercado Spot para dar cumplimiento del contrato.

Dado que la Demanda es creciente en el tiempo mientras las economías crecen, y suponiendo que las capacidades de generación se mantuvieran, entonces el precio de energía estaría destinado a crecer y esto a su vez impactaría directamente a todos los clientes finales. Y un caso más extremo ocurriría cuando la demanda creciente sobrepasara la capacidad de generación de una matriz, creando demanda insatisfecha.

Por ello para poder satisfacer esta demanda creciente se requiere que la capacidad de generación (potencia instalada) de las matrices también se incremente con el tiempo.

Pero, últimamente han surgido nuevas temáticas que preocupan al mercado de la generación. Como ya se ha mencionado la población está más exigente en temas medioambientales. Existe mundialmente una mayor demanda por fuentes de generación sustentable y amable con el medio ambiente. Asimismo, han aumentado los costos de combustibles afectando a las fuentes de combustibles fósiles y Chile atraviesa por un largo periodo de sequías.

Las tendencias actuales entonces exigen que la satisfacción de la demanda energética en el futuro se realice asegurando una eficiencia en sus procesos productivos para evitar incrementos sustanciales en el costo de energía a nivel nacional y asegurar la competitividad de Chile.

Esta investigación apunta a evaluar la eficiencia de generación en el último tiempo considerando no sólo el costo de la energía que se provee, sino también el potencial de una central y su tecnología. Actualmente, las ERNC disponibles no pueden asegurar una oferta continua, por lo cual conlleva la necesidad de construcción de otras plantas que puedan asegurar el proveer un suministro continuo de acuerdo a las necesidades del país.

4.- METODOLOGÍA:

La medición de eficiencia es una investigación del tipo cuantitativa correlacional, y posee un fuerte énfasis empírico cuyo modelamiento económico se basa en el análisis microeconómico del comportamiento de la firma.

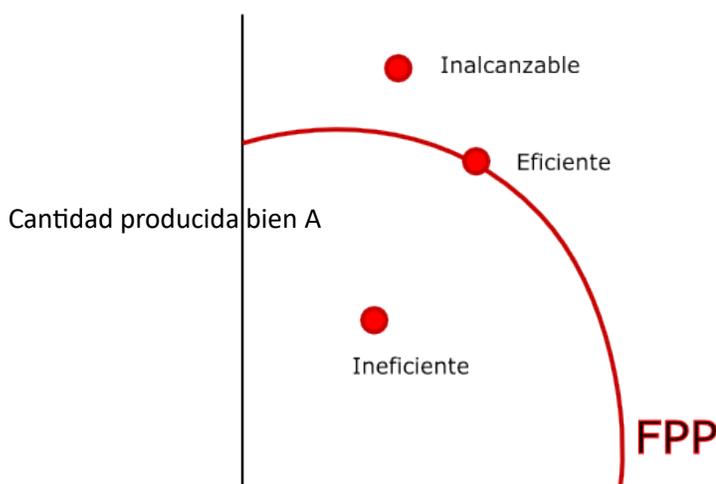
La investigación se basa en la literatura teórica existente sobre fronteras de producción y eficiencia técnica, y empíricamente en las estimaciones de frontera estocástica como método para medir eficiencia.

4.1.- FRONTERAS Y FUNCIONES DE PRODUCCIÓN:

Como punto de partida se comienza con el modelamiento de la producción de una firma. Sin importar el tipo de organización económica (empresas, organizaciones, países, sucursales, centrales, etc.) hay un principio básico de producción que las engloba a todas. Y es que para producir bienes y servicios es necesario el uso de recursos escasos: factores productivos, los cuales debido a la administración pueden combinarse de distintas y múltiples maneras para alcanzar un nivel de producción. Pero la elección de esta combinación de un mejor método productivo apunta hacia un objetivo, que es maximizar los beneficios para hacer uso de estos factores que los lleve a una minimización de costos o una maximización del nivel de producción por unidad de factores productivos utilizados (Nicholson, 1997; Coelli, et al., 2005).

Este máximo nivel de producción es representado teóricamente por las fronteras de posibilidades de producción (FPP) o funciones de frontera de producción.

Gráfico 4.1: Frontera de Posibilidades de Producción



Cantidad producida bien B

La FPP demuestra que las firmas que dado sus recursos existe y B, y existe un máximo nivel de producción. Bajo la línea muestra las distintas combinaciones de factores que alcance un nivel de producción. Estar por sobre la línea muestra combinaciones ineficientes. Además, la FPP : tecnológicos implican una expansión de la frontera.

¿ y cuántos bienes producir, pero muestra la producción de 2 bienes: A y B. La línea roja representa la frontera de producción, usar una combinación de factores que esté sobre la línea se consideraría eficiente. Bajo la línea muestra las distintas combinaciones de factores que alcance un nivel de producción, todas ellas factibles, pero no necesariamente eficientes. Estar por sobre la línea muestra combinaciones ineficientes y por ello se le denomina frontera de producción. Además, la FPP : tecnológicos implican una expansión de la frontera.

En la práctica los agentes económicos productivos no siempre se encuentran en el óptimo uso de sus recursos que los lleve a este máximo beneficio, o sea que existen niveles de ineficiencia operando al momento en la producción.

Para hallar esta frontera es necesario conocer las funciones de producción, las cuales comenzaron a ser estimadas empíricamente por el trabajo de Cobb y Douglas (1928) donde suponen una función de producción con rendimientos a escala constantes para todo nivel de *output* y considerando el uso de 2 factores: Trabajo (L) y capital (K), para alcanzar un nivel de producción (Q).

ECUACIÓN 4.1

$$Q = C L^{\alpha} K^{1-\alpha}$$

Donde,

- C es una constante,
- L es el factor de Trabajo,
- K es el factor de Capital y
- α es la elasticidad del factor trabajo (L), siempre positivo y menor que 1.

En la ecuación 4.1 el valor α supone rendimientos constantes a escala, sin embargo, una modificación puede suponer cualquier nivel de rendimiento, tal como se aprecia en la ecuación 4.2.

ECUACIÓN 4.2

$$Q = C L^{\alpha} K^{\beta}$$

En esta nueva ecuación la suma de $\alpha + \beta$ supone el rendimiento de escala; dependiendo si es mayor, igual o menor que 1 sería entonces con rendimientos crecientes, constantes o decrecientes a escala, respectivamente.

Sin embargo, tomando en cuenta que las firmas utilizan muchos insumos y factores para producir, podemos extrapolar la función a la siguiente ecuación:

ECUACIÓN 4.3

$$Y = f(x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n)$$

Donde,

Y es la cantidad producida del bien,

X_i, corresponde a los insumos de 1 al n.

Esta función de producción de un sector económico (formado por empresas o en el caso de esta investigación empresas y centrales), demuestran que se puede alcanzar un *output* determinado (variable dependiente Y que puede ser producción Q (energía MWh), ingresos, utilidades, etc.) en base al uso de distintos insumos o factores x_i. Estas combinaciones de insumos otorgan una producción técnicamente factible, y de ser posible eficiente.

Muchos autores a lo largo de los años han contribuido a formular otras funciones de producción, distinta a la ya presentada función Cobb-Douglas, como las funciones homotéticas, funciones de radio-homogéneas y funciones radio-homotéticas, pero, sin menospreciar el aporte de muchos autores sobre estas funciones, ha sido la función Cobb-Douglas la más utilizada en la literatura.

Entre grandes autores que han utilizado la función Cobb-Douglas para evaluar eficiencia se encuentran: Aigner y Chu (1968), Timmer (1971), Afriat (1972), Richmond (1974), Green (1980) y las investigaciones paralelas de Aigner, Lovell y Schmidt; y Meeusen y Van del Broeck (1977). Estos últimos desarrollaron su investigación con fronteras estocásticas, pero se detallará más adelante.

Otra función que ha sido muy aceptada y usada en la literatura es la función de producción Translogarítmica.

La función Translogarítmica o Translog (Nicholson, 1997) es una función de producción flexible donde se puede utilizar cualquier rendimiento a escala. Su forma matemática usando 2 factores es la siguiente:

ECUACIÓN 4.4

$$\ln Q = \ln \alpha + \beta_1 \ln L + \beta_2 \ln K + \beta_3 \ln L \ln K + \beta_4 \frac{1}{2} \ln L \ln K$$

Similar a la Cobb-Douglas en el sentido de que no se puede alcanzar un nivel superior de producción al máximo de la frontera, pero se diferencia de ésta en que no siempre genera elasticidades de sustitución unitarias.

Dado que ambas funciones son fuertemente utilizadas en las investigaciones de este tipo es que se utilizarán y estimarán ambas funciones de producción (tanto Cobb-Douglas y

Translogarítmica²⁰) y se evaluará cuál de los 2 modelos estimados se acomoda mejor al comportamiento de este mercado.

Para saber cuál función de producción se acomoda mejor a los datos se realiza un test que calcula una razón de verosimilitud generalizada (LR). Para calcular la razón de verosimilitud generalizada el test utiliza los valores de las funciones logarítmicas de verosimilitud de ambas funciones estimadas, y utilizando como hipótesis nula la forma funcional Cobb-Douglas y como hipótesis alternativa a la forma funcional Translogarítmica. Según el test, si el valor obtenido LR es mayor al chi-cuadrado tomando como grados de libertad al número de parámetros de segundo orden de la hipótesis nula al 95% de confianza, entonces se rechaza la hipótesis nula, que en este caso se rechazaría el modelo Cobb-Douglas, para aceptar la hipótesis alternativa, la función Translogarítmica. En caso de que sea menor las consecuencias son inversas. El valor LR del test es calculado de la siguiente manera:

ECUACIÓN 4.5

$$LR = -2 \frac{\ln \left(\frac{L(H_{Translog})}{L(H_{Cobb})} \right)}{\ln 2}$$

Una vez conocida cuál función de producción es mejor, se presentarán en la sección de Resultados solo los datos de la forma funcional que se acomode mejor al comportamiento de la muestra para levantar información concluyente.

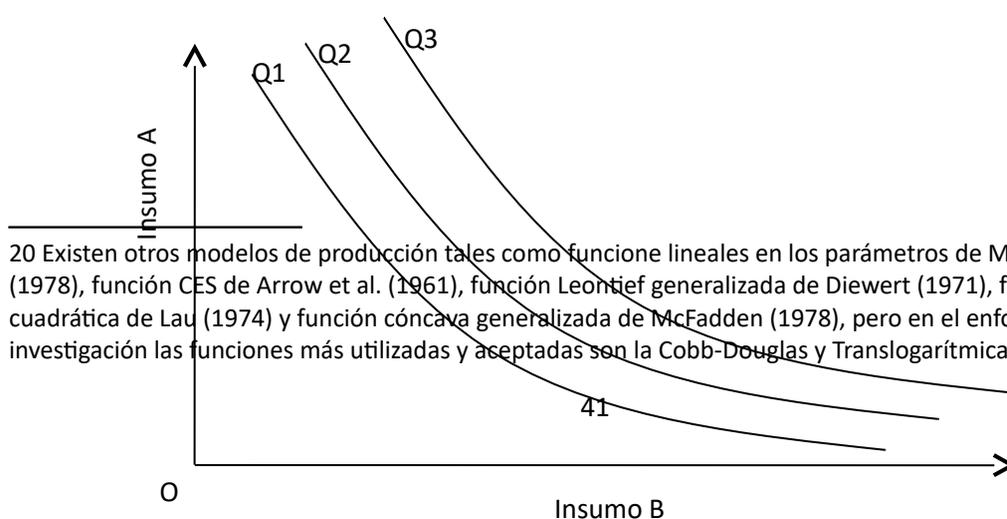
4.2.- MEDIR EFICIENCIA TÉCNICA:

Las funciones de producción, sin importar su formulación, tienen un punto de partida básico y común, y es que las organizaciones productivas hacen uso de distintas y posibles combinaciones de insumos que permiten alcanzar cierto nivel de producción de un bien, que esperan (y gestionan) para que sea eficiente.

Como se ha mencionado el uso de estos insumos sugiere que existe un límite para su producción. Un ejemplo simple: un par de obreros y un saco de concreto no pueden producir infinitos ladrillos, es decir, existe un límite que es inherente al uso de los recursos. Este límite es presentado por la máxima producción que puede alcanzar una combinación de factores productivos, y esta función es la llamada Isocuanta.

En definitiva, la Isocuanta representa las distintas combinaciones eficientes de insumos que obtienen una misma producción del mismo bien. Gráficamente:

Gráfico 4.2: Isocuanta y niveles de producción

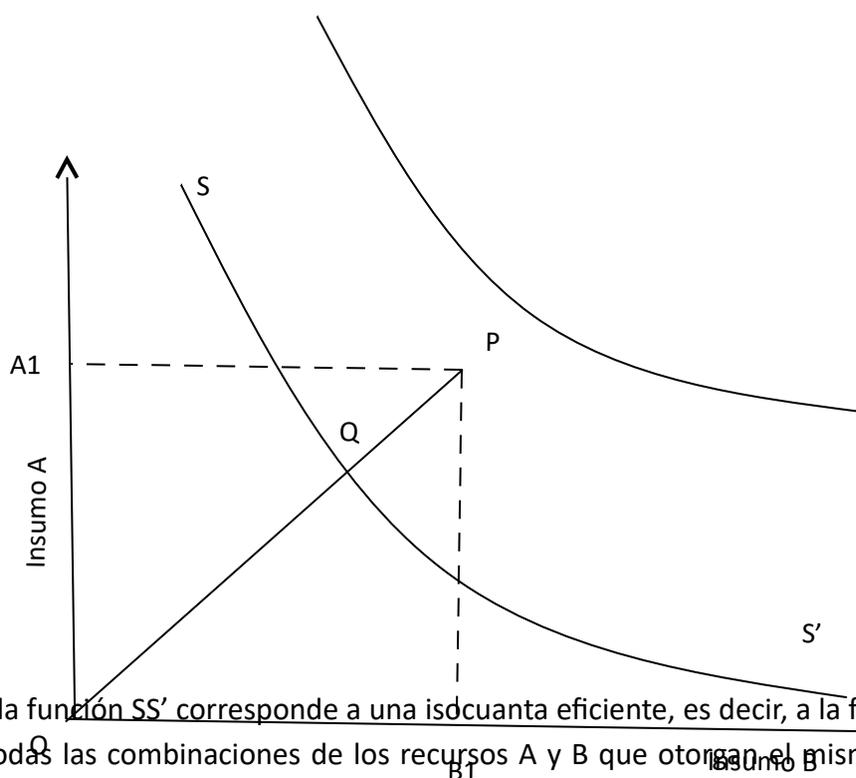


²⁰ Existen otros modelos de producción tales como función lineales en los parámetros de McFadden (1978), función CES de Arrow et al. (1961), función Leontief generalizada de Diewert (1971), función cuadrática de Lau (1974) y función cóncava generalizada de McFadden (1978), pero en el enfoque de esta investigación las funciones más utilizadas y aceptadas son la Cobb-Douglas y Translogarítmica.

Fue Farrell (1957) el primero en sugerir que se podía analizar la eficiencia técnica en términos de desviaciones ocurridas a partir de una frontera de la isocuanta. Con ello comenzó la literatura sobre el uso de fronteras de producción, funciones de costos y el cálculo de las mediciones de eficiencia con ellas.

Suponga por un momento que una firma produce un bien y para lograrlo utiliza 2 recursos: A y B, bajo rendimientos constantes a escala. Además, la firma conoce su función de producción eficiente que surge desde una isocuanta eficiente. Gráficamente:

Gráfico 4.3: Isocuanta y Eficiencia Técnica



En el gráfico la función SS' corresponde a una isocuanta eficiente, es decir, a la función que demuestra todas las combinaciones de los recursos A y B que otorgan el mismo nivel de producción de unidades de *output* pero de forma eficiente. Suponga que una empresa está usando las cantidades A_1 y B_1 para producir Q, pero esta combinación de recursos indica que el punto P correspondería al uso eficiente, en una isocuanta superior. Entonces la eficiencia técnica se calcularía comparando el punto Q con el punto P que usa los mismos factores de forma proporcional (suponiendo rendimientos constantes a escala).

Es decir, para esta empresa que se ubica en Q pero podría ubicarse en el punto P si fuera eficiente, la forma de medir la eficiencia técnica (ET) sería:

ECUACIÓN 4.6

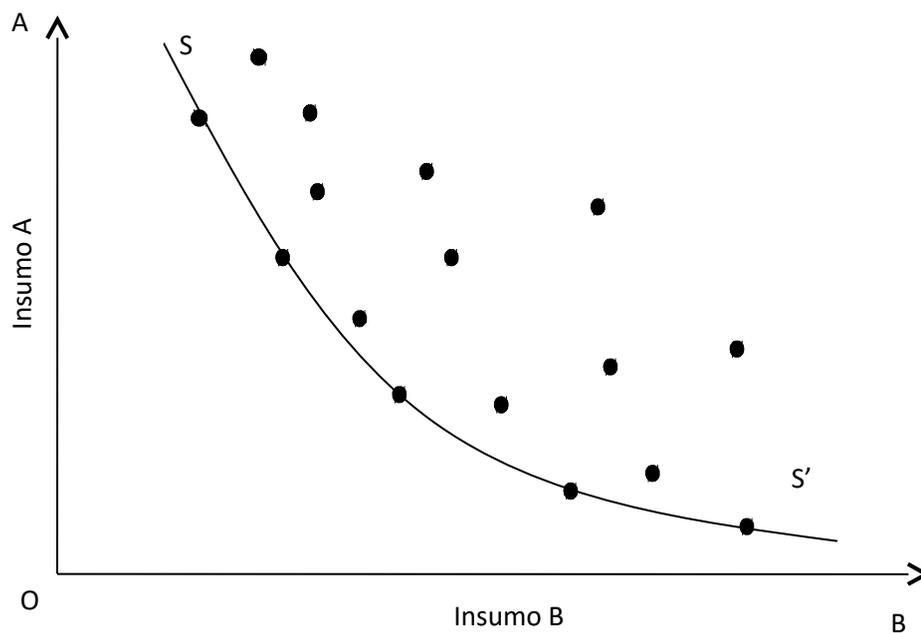
$$ET_p^i = \frac{OQ}{OP}$$

Esta forma muestra una reducción equiproporcional en ambos factores que permite seguir produciendo el mismo nivel de output.

El caso anterior supone que las firmas conocen su función de producción eficiente lo cual no ocurre en la práctica. Para este problema Farrell indica que la función de producción eficiente es representada por una isocuanta, pero ahora el problema corresponde a estimarla. La forma de estimarla requiere revisar el comportamiento de muchas firmas que usan distintas combinaciones de recursos para lograr su objetivo de producir (ver el gráfico 4.4 en la página siguiente) y de esta forma deslumbrar el comportamiento de una firma ficticia (o posiblemente real) que utilice sus recursos de forma eficiente.

Esta isocuanta se puede estimar asumiendo que es convexa hacia el origen y no tiene ningún punto de pendiente positiva, entonces la isocuanta SS' será la menor curva estándar de eficiencia que es consistente con los puntos observados y que satisface los supuestos (Farrell, 1957).

Gráfico 4.4: Estimación de Isocuanta Eficiente según Farell



En este gráfico la curva SS' representa esta estimación de isocuanta eficiente. A partir de ello, según Farrell, se obtiene un método para evaluar eficiencia técnica de una firma al compararla con la firma hipotética a la que le corresponde esta isocuanta estimada y eficiente, la cual utiliza factores en la misma proporción.

Entonces para Farrell, dado que la función de producción es estimada acorde a los comportamientos de varias firmas, la eficiencia técnica de una firma es relativa a un conjunto de firmas de las cuales su función fue estimada. Es por ello que al integrar otras firmas al análisis la eficiencia técnica de una firma podría disminuir, pero jamás aumentar. Esto se explica porque una firma podría ser eficiente bajo unos estándares de un contexto dado, pero no para otros, y este punto será importante al momento de analizar y comparar las centrales de este estudio.

Se puede inferir entonces que la estimación de la función de producción es sumamente importante para el análisis ya que determinará los cálculos de eficiencia, y puede perjudicar o favorecer a una firma como ineficiente o eficiente.

Es así como muchos autores realizaron sus aportes después de Farrell durante los 50s y los 60s a la investigación de estimación empírica de funciones de producción. En términos genéricos existen 2 métodos para obtener las fronteras de producción: los métodos deterministas y los métodos estocásticos.

4.2.1.- Métodos Determinísticos:

Estas funciones se basan en la función de producción utilizada en la teoría microeconómica, y se caracterizan porque tienen el proceso de producción asumido como determinístico. Vale decir, estos establecen fronteras definidas y asumen que todos los elementos están a control de una firma. Es así como una firma se podría ubicar en la línea de la frontera o por debajo, pero jamás por sobre ella. Lo anterior porque no se puede producir por sobre lo tecnológicamente posible.

Su función básica es:

ECUACIÓN 4.7

$$Y_i = f(X_i \beta)$$

Donde,

Y_i es el máximo output posible,

X_i es un vector (no estocásticos) que corresponde a los insumos, y

β corresponde a los parámetros a ser estimados del vector X_i .

La estimación se realiza por medio de programación matemática basado en datos de panel para N empresas de una industria con i insumos.

Uno de los trabajos más significativos en la estimación de frontera fue el realizado por Aigner y Chu (1968). Ellos utilizaron la función determinística demostrada con una diferencia: utilizaron una función lineal logarítmica Cobb-Douglas, representada en la ecuación 4.8.

ECUACIÓN 4.8

$$Y_i = A X_{1i}^{\beta_1} X_{2i}^{\beta_2} U_i$$

Donde,

U_i corresponde a la eficiencia técnica (ET), y toma un valor entre 0 y 1.

Es por ello que todas las diferencias o desvíos respecto a la frontera se deben a ineficiencias técnicas, y no toma en cuenta errores de medición u otras fuentes de ruido estadístico.

Los autores además sugirieron 2 métodos para el cálculo de los parámetros que limitara a los residuos U_i para que fueran no-negativos. Estos métodos era la programación lineal,

$$\min_{\alpha, \beta} \sum_{i=1}^N \varepsilon_i \text{ sujeto a } \ln y_i - \alpha - \beta^T x_i \leq 0 \quad \forall i,$$

y la programación cuadrática,

ECUACIÓN 4.10

$$\min_{\alpha, \beta} \sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2 \text{ sujeto a } \ln y_i - \alpha - \beta^T x_i \leq 0 \quad \forall i,$$

Años después otros autores se sumarían a la investigación de estimación de las fronteras de producción para el cálculo de eficiencia técnica, entre ellas 2 investigaciones en 1977 las que se enfocaron en esta estimación, pero esta vez de forma estocástica.

4.2.2.- Métodos Estocásticos:

Los modelos de fronteras de producción estocásticas comenzaron con las investigaciones en paralelo de Aigner, Lovell y Schmidt (1977) y Meeusen y Van Den Broeck (1977) que marcaron el inicio de la línea de investigación actual sobre la estimación de fronteras de producción estocásticas, donde combinando sus propuestas teóricas a un marco práctico econométrico se pueden usar sus resultados para la medición de eficiencia técnica. La literatura actual de fronteras de producción y la estimación de eficiencia surgen de la línea de estas investigaciones.

El trabajo de ambas investigaciones fue motivado por la idea de que las desviaciones de la frontera de producción podrían no estar enteramente bajo control de las firmas estudiadas (Greene, 2007). Esto quiere decir que algunos eventos externos, tales como fallas aleatorias de las máquinas o el mal clima, entre muchos otros, podrían aparecer como ineficiencias al analista siendo que no lo son.

Esta es una característica poco atractiva para cualquier especificación de una frontera determinista. Pero una formulación más atractiva sostiene que ninguna empresa en particular se enfrenta a su propia frontera de producción, y que la frontera se coloca al azar por toda la gama de elementos estocásticos que podrían entrar en el modelo fuera del control de la empresa (Greene, 2007).

Una formulación básica de producción propuesta sería (Aigner, Lovell y Schmidt, 1977; y Meeusen y van del Broeck, 1977):

ECUACIÓN 4.11

$$Y_i = f(x_i, \beta) + \varepsilon_i$$

$$\varepsilon_i = v_i - u_i$$

Donde,

Y y X ya han sido descritos,

β corresponde a parámetros que deben ser estimados y

ε_i es una perturbación.

La diferencia de este modelo estocástico al modelo determinístico es justamente la incorporación de este valor ε_i . El valor ε_i incluye dos tipos de perturbación. El primero de ellos es un valor v_i que representa la perturbación simétrica. Este valor representa las

perturbaciones que caen fuera del control de las empresas, y por lo tanto pueden favorecer como perjudicar el desempeño de una firma (o sea $V_i \geq 0$ o $V_i \leq 0$) tales como el clima, las huelgas, desempeño de máquinas, topografía, buena suerte, etc. La literatura tiene un consenso que este valor se asume como independiente e idénticamente distribuido como una normal $V_i = N(0, \sigma_v^2)$.

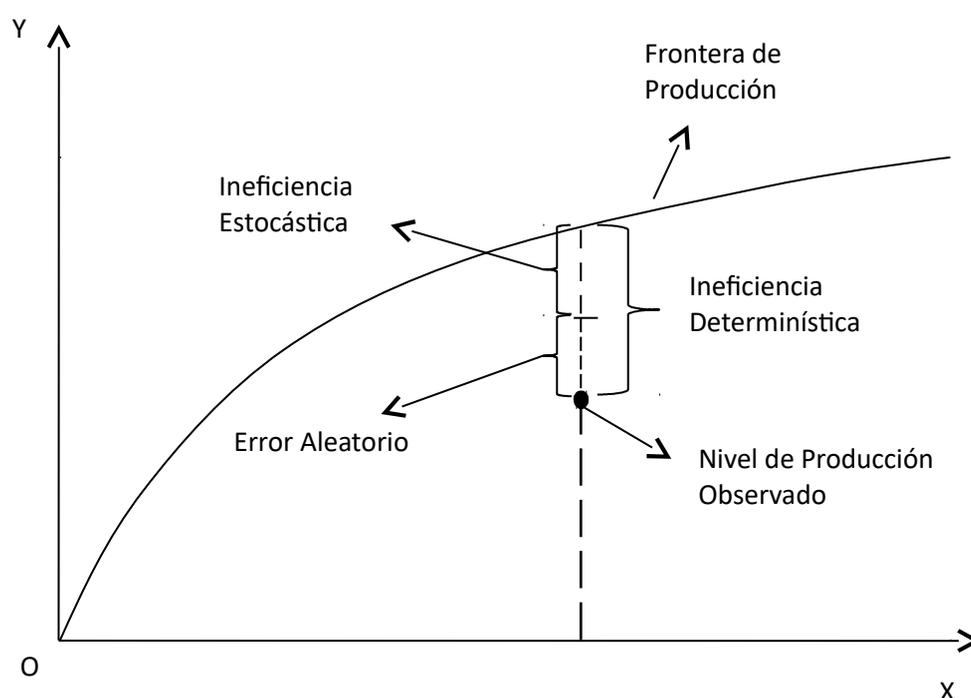
El otro valor, u_i , representa la ineficiencia técnica y se asume independientemente distribuido de V_i y satisface $u_i \leq 0$ e incluye todas las desviaciones que están bajo control de la firma, como por ejemplo la voluntad, la motivación, el esfuerzo de los trabajadores, inputs o factores productivos defectuosos y productos finales dañados.

A diferencia de v_i no hay un consenso sobre su distribución. El modelo de Aigner et al. (1977) se asume que u_i tiene una distribución Media-Normal (Half-Normal), mientras que Stevenson (1980) asume una distribución Normal Truncada, en el modelo de Meeusen y Van den Broeck (1977) tiene una distribución exponencial, y en el modelo de Greene (1990) una distribución Gamma. Sin embargo, pese a esta falta de consenso sobre la distribución de las ineficiencias, la evidencia empírica muestra que la clasificación de las unidades de producción por los niveles de eficiencia (ranking por eficiencia) son similares, especialmente en la parte superior e inferior de la ordenación, donde usualmente se concentra el interés del análisis (Kumbhakar y Lovell, 2000).

Concretamente en el caso de esta investigación se seguirá el trabajo de Battese y Coelli (1992) el cual asume una distribución media-normal truncada en cero.

Aun así, e independiente de la distribución que se asuma, lo importante es señalar que la inclusión de un elemento de perturbación es quien marca la diferencia entre los modelos determinísticos y los modelos estocásticos. Gráficamente:

Gráfico 4.5: Diferencias entre modelos Estocásticos vs Determinísticos



Según Aigner, Lovell y Schmidt (1977) el problema con la metodología determinística se debe a que es demasiado sensible a los datos atípicos y a observaciones específicas que se

ubicarían por sobre la frontera, y la selección de esta proporción es esencialmente arbitraria, carente de justificación económica o estadística explícita.

Los autores proponen que la eficiencia técnica es medida acorde $Y_i / [f(X_i, \beta) + v_i]$ siendo el valor v_i el diferenciador y no por $Y_i / [f(X_i, \beta)]$ como es el caso determinístico, y esto es relevante a la hora de obtener conclusiones de un análisis de eficiencia. Por ejemplo si un pescador ve mermadas su pesca por un desastre ecológico o un agricultor afectado por una sequía entonces bajo un análisis determinístico podríamos asumir una producción ineficiente, siendo que en realidad tanto el pescador como el agricultor no tienen control sobre la responsabilidad social de otros o sobre el clima, pero al integrar el valor v_i entonces, en un análisis estocástico, se da por reconocida la perturbación negativa externa y además se puede evaluar la (in)eficiencia del pescador o del agricultor.

Se desprende entonces que bajo un análisis estocástico es posible estar por sobre la frontera pues el error v_i o ruido estocástico puede tomar valores negativos como positivos y por ello el output de una frontera estocástica varía acorde a la parte determinística del modelo (Coelli et al., 2005).

4.3.- FRONTERAS ESTOCÁSTICAS Y DATOS DE PANEL:

No fue hasta 1990 cuando los aportes de Cornwell, Schmidt y Sickles (1990) y Kumbhakar (1990) que se comenzaron a utilizar datos de panel para la estimación de fronteras estocásticas y incluir eficiencia técnica variante en el tiempo.

Según Greene (2001) en la literatura ya existe un consenso al afirmar que la estimación de fronteras estocásticas por medio de Datos de Panel brinda un marco más ventajoso para el análisis de eficiencia de una firma.

Los datos de panel abarcan una base de datos para cada firma con un seguimiento durante un periodo de tiempo²¹. Este seguimiento brinda una mayor cantidad de datos, en comparación a bases de corte transversal, por lo cual se espera que las estimaciones de los parámetros y los predictores de eficiencia técnica brinden mejores resultados (Kumbhakar & Lovell, 2000; Coelli, et al., 2005).

Al ser un modelo estocástico incluye la diferenciación de las perturbaciones externas (v_i) e ineficiencia técnica (u_i), y al ser estimados con Datos de Panel se agrega el análisis y seguimiento de estas perturbaciones a través del tiempo. Cabe señalar que el modelo podría ser estimado usando el supuesto de que la eficiencia técnica es constante durante el tiempo, pero de ser así no se podría hacer un seguimiento a su evolución. Es mucho más enriquecedor en términos de la investigación hacer la estimación considerando que la eficiencia técnica varía acorde al tiempo, lo cual también responde a un entorno competitivo. Por lo cual a medida que mayor sea el periodo de análisis considerado en un estudio es más recomendable no incluir el supuesto de eficiencia técnica constante en el tiempo, ya que es menos probable que la tecnología se mantenga constante (Kumbhakar & Lovell, 2000).

21 Las bases con Datos de Panel pueden ser Balanceadas o No Balanceadas. Al primer tipo se hace seguimiento a un productor para los T periodos, pero si un productor i es observado $T_i \leq T$ veces entonces se dice que es un Panel No Balanceado. En esta investigación se hará una base de datos de panel balanceada.

Además de los cambios en la tecnología hay que reconocer que los administradores de recursos aprenden en base a su experiencia, y por ello que la eficiencia técnica cambie sistemáticamente en el tiempo es más notorio conforme se amplíe el horizonte de estudio (Coelli, et al., 2005).

En base a lo anterior esta investigación seguirá la metodología considerando a la eficiencia técnica no constante en el tiempo, y el modelo con eficiencia técnica variante en el tiempo se plantea como:

ECUACIÓN 4.12

$$\ln y_{it} = f(x_{it}\beta) + v_{it} - u_{it}; i=1,2,\dots,N; t=1,2,\dots,T$$

$$\ln y_{it} = \beta_{0t} + \sum_n \beta_n \ln x_{nit} + v_{it} - u_{it}$$

$$\ln y_{it} = \beta_{it} + \sum_n \beta_n \ln x_{nit} + v_{it},$$

Donde,

y_{it} es el producto de la i -ésima unidad en el periodo t ,

$f(x_{it}\beta)$ es la función de producción, siendo

X_{it} el vector de insumos y

β el vector de parámetros a ser estimado.

β_{0t} es el intercepto de la frontera de producción común para todos los productores en el periodo t ,

$\beta_{it} = \beta_{0t} - u_{it}$ es el intercepto para el productor i en el periodo t .

v_{it} y u_{it} ya han sido descritos con la diferencia que se refieren al periodo t , con u_{it} siendo un valor no negativo para la ineficiencia técnica.

Para estimar la función se seguirá los lineamientos del trabajo de Battese y Coelli (1992) donde se utiliza un método de efectos aleatorios para estimar la frontera de producción estocástica con datos de panel. Este modelo también asume que las eficiencias técnicas de las firmas son variantes en el tiempo.

En el modelo de Battese y Coelli (1992) la ineficiencia es definida por:

ECUACIÓN 4.13

$$U_{it} = (U_i \exp(-\alpha(t-T)))$$

Donde,

α es un parámetro por estimar.

U_{it} es la ineficiencia técnica para la empresa i en el periodo t , y son variables aleatorias no negativas que son distribuidas idéntica e independientemente con $N(0, \sigma_U^2)$. U_i decrece, se mantiene constante o incrementa si $\alpha > 0$, $\alpha = 0$ o $\alpha < 0$ respectivamente.

Para la estimación con el enfoque de Battese y Coelli (1992; 1995) se utiliza un algoritmo de máxima verosimilitud (MV) para estimar los parámetros dado:

ECUACIÓN 4.14

$$\sigma_s^2 = \sigma_v^2 + \sigma_u^2; \gamma = \frac{\sigma_u^2}{\sigma_s^2}$$

Donde,

γ es un parámetro que toma un valor entre 0 y 1.

La estimación de los parámetros por medio de la formulación de máxima verosimilitud (MV) es fuertemente usada en los modelos de estimación de fronteras estocásticas desde sus primeros modelos con la investigación de Aigner, Lovell y Schmidt (1977), y en especial en investigaciones de datos de panel. Una ventaja al estimar un modelo de panel mediante una función de MV respecto a otros métodos tradicionales, es que las unidades más eficientes adquieren mayor influencia en el resultado de la estimación por sobre los menos eficientes, contrario a otros métodos donde todas las observaciones tienen una influencia equivalente (Acevedo y Ramirez, 2005).

A modo de término, según la definición de Battese y Coelli (1992), la eficiencia técnica de una firma determinada para un periodo determinado se define como el ratio entre su producción media (dado su nivel de insumos y efectos de la empresa) y la producción media correspondiente a la empresa si utilizara sus niveles de insumos de forma más eficiente. Expresado como:

ECUACIÓN 4.15

$$EFF_i = E[Y_i^* | U_i, X_i] / E[Y_i | U_i = 0, X_i] = \exp(-U_i)$$

Donde, $Y_i^* = \exp(Y_i)$; y EFF_i tomarán un valor entre 0 y 1.

4.4.- ANÁLISIS Y MODELOS IMPLICADOS

Para efectos de esta investigación se realizarán 6 estimaciones en total para el periodo 2010-2015, usando la metodología de Battese y Coelli (1992), con las 2 funciones de producción, Cobb-Douglas y Translog. Y para terminar se agregan otras 2 estimaciones de las mismas formas funcionales pero esta vez considerando sólo el año 2015. En total son 8 estimaciones, las cuales quedan mejor representadas esquemáticamente en la tabla 4.1 (en la siguiente página).

Tabla 4.1: Resumen de Perspectivas y Análisis

	firmas	n° firmas	periodos	Variable Dep.	Función	
Análisis de Eficiencia Técnica	Empresas	4 empresas	2010-2015 ó 24 trimestres	Ingresos Operacionales	Cobb-Douglas	
					Translog	
	Centrales	92 centrales		Generación	Cobb-Douglas	
					Translog	
				Generación + Aporte Seguro	Cobb-Douglas	
					Translog	
		131 centrales		2015 ó 4 trimestres	Generación + Aporte Seguro	Cobb-Douglas
						Translog

Esto plantea que en el desarrollo de esta investigación se utilicen 6 modelos económicos, acorde a las 3 variables dependientes a utilizar y a las 2 funciones de producción, Cobb-Douglas y Translog, para cada tipo de variable dependiente, obteniendo así sus siguientes expresiones económicas:

Modelo de Empresas con Ingresos Operacionales como Variable Dependiente:

- Función Cobb-Douglas:

ECUACIÓN 4.16

$$\ln(\text{Ingresos}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_2 \ln\left(\frac{\text{Gasto ADM}}{\text{Capacidad Instalada Bruta}}\right) + \beta_3 \ln(\text{Costo Venta}_{it})$$

- Función Translog:

ECUACIÓN 4.17

$$\ln(\text{Ingresos}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_2 \ln\left(\frac{\text{Gasto ADM}_{it}}{\text{Capacidad Bruta}_{it}}\right) + \beta_3 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_4 \ln\left(0,5(\text{Costo Venta}_{it} * \text{Gasto ADM}_{it})\right) + \beta_5 \ln\left(0,5(\text{Costo Venta}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})\right) + \beta_6 \ln\left(0,5(\text{Gasto ADM}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})\right) + \beta_7 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_8 \ln(\text{Gasto ADM}_{it}) + \beta_9 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it})$$

Modelo de Centrales con Generación como Variable Dependiente:

- Función Cobb-Douglas:

ECUACIÓN 4.18

$$\ln(\text{Generación}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it})$$

- Función Translog:

ECUACIÓN 4.19

$$\ln(\hat{y}_{it}) + \beta_3 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + \beta_4 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) + \beta_5 \ln(\text{Capacidad}_{it}^2) \\ \ln(\text{Generación}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \hat{y}_{it}$$

Modelo de Centrales con Generación y Aporte Seguro como Variable Dependiente:

- Función Cobb-Douglas:

ECUACIÓN 4.20

$$\ln(\hat{y}_{it}) \\ \ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \hat{y}_{it}$$

- Función Translog:

ECUACIÓN 4.21

$$\ln(\hat{y}_{it}) + \beta_3 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + \beta_4 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) + \beta_5 \ln(\text{Capacidad}_{it}^2) \\ \ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \hat{y}_{it}$$

4.5.- SOFTWARE FRONTIER 4.1:

Finalmente agregar que las estimaciones de los modelos serán realizadas por medio del software Frontier 4.1 formulado y presentado por Coelli (1996).

Mencionar que este software sigue un procedimiento de 3 pasos para estimar las fronteras estocásticas usando la estimación de máxima verosimilitud. En primer lugar realiza una estimación por medio de MCO de la función. Posteriormente realiza un “grid search” (búsqueda de grilla) del parámetro γ , utilizando los valores β estimados en el primer paso y los parámetros β_0 , ajustándolos acorde a la fórmula de mínimos cuadrados presentados en Coelli (1995). En tercer lugar realiza iteraciones con los valores encontrados en la grilla para obtener las estimaciones finales por medio de máxima verosimilitud.

La utilización de este software obliga a que los datos de panel sean trabajados como una base balanceada.

A continuación se aplicará la metodología descrita, pero antes se expondrán los modelos econométricos para cada caso con su descripción de variables pertinente.

5.- DEFINICIÓN DEL MODELO:

5.1- MODELO DE EMPRESAS

Como se ha revisado el modelo para empresas cuenta con una sola variable dependiente, cuyas expresiones varían según la función de producción que se estime. Estas expresiones son, para la función Cobb,Douglas:

ECUACIÓN 5.1

$$\ln \left(\frac{\text{Gasto ADM}}{\text{Capacidad Instalada Bruta}} \right) + v_{it} - \mu_{it} = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Ingresos}) + \beta_3 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it})$$

y para la función Translog:

ECUACIÓN 5.2

$$\ln \left(\frac{\text{Gasto ADM}_{it}}{\text{Capacidad Neta}_{it}} \right) + \beta_4 \ln \left(0,5 (\text{Costo Venta}_{it} * \text{Gasto ADM}_{it}) \right) + \beta_5 \ln \left(0,5 (\text{Costo Venta}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it}) \right) + \beta_6 \ln \left(0,5 (\text{Gasto ADM}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it}) \right) + \beta_7 \ln(\text{Ingresos}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + \beta_3 \ln(\text{Ingresos})$$

5.2- DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PARA ANÁLISIS DE EMPRESAS

1. Ingresos por Venta:

Se ha decidido por usar como variable dependiente a los Ingresos por Venta de las empresas. Dado que las empresas realizan negocios con tal de cubrir sus costos y obtener un margen de ganancia, es de esperar que sus esfuerzos en producción se demuestran en resultados económicos, y los ingresos por venta representan la recompensa por ese esfuerzo.

En ese caso de generación eléctrica, se ha preferido usar como *output* a los Ingresos por Venta en vez de Generación Total, como es en el primer caso del análisis por centrales, justamente para incorporar este carácter económico de las empresas. Además de que los ingresos por venta capturan todas las fuentes de ingresos operacionales, y las empresas de generación no solo incorporan a sus ingresos los obtenidos en el negocio de la energía, si no también sus ingresos por potencia. Se debe recordar que en generación la energía y producción de potencia se transa a diferentes precios acorde al negocio que se está presente y cumpliendo con contratos con clientes libres, inyectando energía en el sistema o transando energía y potencia en el mercado spot, tal como se describió en la sección de Tarificación en el capítulo III de este estudio. De esta forma los ingresos por venta reflejan todos los aspectos de producción y comercialización en que operan las empresas de generación.

Cabe destacar que se consideraron los ingresos por venta de las actividades ordinarias de la empresa, dado su naturaleza de cotidianeidad y acordes al giro de una empresa de

generación, por lo cual no se incluye dentro de la variable a otros posibles ingresos como los ingresos financieros.

Otros estudios que han utilizado Ingresos Totales de producción como variable dependiente son el realizado por Benavides (2014), Brescia, Lema y Barrón (2011), y Calatrava y Cañero (2001), por nombrar algunos.

2. Costo de Venta y Gastos de Administración:

A este estudio se han integrado variables de desembolsos: costos de venta y gastos de administración. Ambos desembolsos demuestran la actividad y esfuerzos incurridos por una empresa con tal de obtener una mayor producción de energía y con ello ingresos que permitan solventar el negocio de generación y así cubrir estos mismos costos y gastos.

Los costos de venta corresponden al costo directo de generar la energía durante un periodo ligados a la actividad ordinaria de la empresa. En el caso de la generación incluye costos de combustibles, costos de transporte de combustibles, costos de RRHH directos a producción y venta, costos del uso de maquinaria y equipos, costos de mantenimiento y limpieza, costos de peajes (corresponden a los costos de transporte de energía en los sistemas de transmisión), entre otros.

Los gastos de administración en cambio son otros desembolsos en que incurre una empresa para el desarrollo de su operación, pero no están ligados a la actividad ordinaria de la firma. Incluye gastos de personal administrativo, gasto en energía, capacitación, gastos financieros, seguros, etc.

Ambos desembolsos: los costos de venta y los gastos de administración, están publicados por consolidados en los estados de resultado de las empresas trimestralmente, y fueron consideradas para el análisis de eficiencia por fronteras estocásticas como 2 variables independientes, medidas en costos totales en dólares.

Si bien existen otros tipos de costos que podrían ser usados como variables independientes para este análisis, se decidió por usar sólo los mencionados, ya que son aquellos que tienen mayor significancia en el estado de resultados, y están principalmente ligados a la actividad ordinaria y cotidiana de la empresa, a diferencia de otros gastos menores o los costos financieros.

Hay que mencionar que todas las variables en términos monetarios (los ingresos por venta, los costos por venta y los gastos de administración); han sido deflactados para ser expresados en términos de un mismo año en la base de datos. Para deflactarlos se utilizó los datos de inflación del IPC entregado por el INE.

3. Capacidad Instalada Neta:

En la práctica las empresas en general desconocen la capacidad máxima que tienen para producir. Su capacidad productiva depende de muchos factores: la experiencia de sus trabajadores, su motivación, stock de mercaderías, etc. y es evidente que varía acorde al rubro. Es así que para obtener un estimado de su capacidad productiva dependen de la experiencia y de sus bases de datos para tener estimados de su máxima producción posible. Por ejemplo: ¿cuál es la capacidad máxima de producción de un restaurant durante el día? ¿Cuántas prendas como máximo puede hacer una empresa textil al mes?

¿Cuántos cortes de cabello puede hacer un peluquero en un día? Parece ser evidente que los servicios tienen mayor dificultad para evaluar su capacidad máxima, pero el caso de las generadoras es un caso industrial y su capacidad productiva depende más del otorgado por sus máquinas que del trabajo de sus empleados. Esta capacidad máxima es fijada por su tecnología y el término común para evaluarla en una central es la potencia eléctrica instalada.

En términos físicos el concepto de potencia se define como la relación de paso de energía en un flujo por unidad de tiempo, o en otras palabras, la energía entregada o consumida por un elemento en un determinado periodo de tiempo. Por ejemplo, si una central de 100 MW opera al 100% durante una hora, entonces su energía entregada (generada) es de 100 MWh. El mismo concepto se utiliza para consumos, como el caso del consumo eléctrico de una lámpara, un refrigerador, o cualquier dispositivo eléctrico. El concepto tiene sus orígenes en las máquinas de vapor, pero actualmente es internacionalmente consensuado para medir capacidades y consumos de máquinas o equipos eléctricos, incluyendo las centrales de generación eléctrica.

Esta capacidad instalada que posee una central o una empresa de generación demuestra el límite máximo que pueden generar considerando el 100% de operación. Por lo cual, si una empresa o central quisiera aumentar su generación, estaría obligada a aumentar su capacidad instalada, y por lo tanto debería construir nuevas plantas y equipos para lograrlo²².

Queda evidente que las centrales no operan al 100% pues dependen principalmente de la disponibilidad de las fuentes de energía para hacer válida su operación, y de otros elementos tales como factores humanos y mantenimiento, que limitan el actuar de las máquinas para no generar al máximo de su capacidad. La actividad o uso de la capacidad puede ser medido en un indicador llamado **Factor de Planta**, pero este se explicará en la sección de “Descripción de Variables para Análisis de Centrales”, en específico en el detalle de la “Capacidad Neta”. Lo importante aquí es señalar que la potencia instalada por una empresa demuestra su tamaño y el límite de su capacidad de generación.

La variable que se utilizará para medir la capacidad máxima de producción corresponde a la capacidad neta de empresas de generación, que consiste en la suma de todas las capacidades netas de sus centrales. La capacidad neta de una central se calcula por la diferencia entre la capacidad bruta y su consumo propio. La capacidad bruta es el tamaño productivo máximo de una central al operar al 100%, que viene dado de fábrica, mientras que el consumo propio es una parte de la capacidad de una central o unidad que es destinado para autoabastecimiento, dado que las centrales como la mayoría de las instalaciones humanas también poseen consumos de energía eléctrica, pero dado que ellas mismas producen esta energía se abastecen a sí mismas. Por lo tanto, la capacidad neta representa el tamaño productivo de una central o empresa que es destinado sólo a producción y comercialización, pues no considera el autoconsumo.

5.3- MODELO DE CENTRALES

²² Considerando *ceteris paribus* en todos los factores, dado que se podría mencionar que podría mejorar sus procesos para lograr una mayor generación con los equipos que ya dispone.

5.3.1- Generación como Variable Dependiente

Este primer modelo considera la generación eléctrica de una central como la producción, y por lo tanto, como variable dependiente. Su expresión econométrica para la función Cobb-Douglas es:

$$\ln(\text{Generación}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + v_{it} - \mu_{it} \quad \text{ECUACIÓN 5.3}$$

y su expresión para la función Translog es:

$$\ln(\text{Generación}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + \beta_3 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + \beta_4 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) + \beta_5 \ln(\text{Capacidad}_{it}^2) + v_{it} \quad \text{ECUACIÓN 5.4}$$

5.3.2- Generación y Aporte Seguro como Variable Dependiente

Este segundo modelo en la perspectiva de centrales considera como variable dependiente la energía producida, tal como en el modelo anterior, pero agrega además el aporte seguro. Este aporte seguro es definido en la siguiente sección de “Descripción de Variables para análisis de centrales”. Pero por ahora se prosigue con las expresiones econométricas para la función Cobb-Douglas:

$$\ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + v_{it} - \mu_{it} \quad \text{ECUACIÓN 5.5}$$

y para la función Translog:

$$\ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + \beta_2 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + \beta_3 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + \beta_4 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) + \beta_5 \ln(\text{Capacidad}_{it}^2) + v_{it} \quad \text{ECUACIÓN 5.6}$$

Cabe recordar que este modelo de Generación y Aporte Seguro es usado para los datos de los periodos 2010-2015 como el análisis que sólo considera el 2015.

5.4- DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PARA ANÁLISIS DE CENTRALES

Dentro del análisis por centrales se desea evaluar la capacidad que tienen en su proceso productivo las centrales, considerando los costos en los que incurren en la generación de energía eléctrica como su tamaño.

Las centrales son las plantas básicas de las empresas de generación para producir energía. En ella se encuentran todo el material, equipos y personal, las cuales se ubican en contacto con la fuente de energía (ríos, embalses, sol, combustibles, etc.) para, por medio del método productivo y tecnología que corresponda, transformarla en energía eléctrica.

A su vez las centrales eléctricas se componen de unidades de generación, como pueden ser turbinas o distintas plantas de generación. Como por ejemplo una central de generación eólica se compone de muchas unidades de turbinas o molinos de generación que componen los parques eólicos, pero al fin y al cabo la central es una sola.

Sin agregar más las variables dependientes e independientes consideradas son:

1. Producción o Generación:

La producción representa la variable dependiente en las funciones de producción, tal cual como fueron mostradas al inicio de la sección de Metodología donde la producción es una función de sus factores productivos, en la cual la forma más común era la función Cobb-Douglas (1928).

Para saber la producción de una empresa basta con ver las cantidades producidas de los bienes que genera. Tanto para empresas manufactureras como de servicios esta producción se puede cuantificar. Pero normalmente las empresas producen varios bienes y/o servicios.

Por esta razón en los estudios de medición de eficiencia normalmente cuando se elige la variable dependiente se toma en cuenta variables de resultados financieros, pero esos casos suelen ser de empresas. En los casos de plantas productivas se suele comparar volúmenes de producción y en casos de múltiples productos se suele utilizar una valoración en unidades monetarias. Un ejemplo es la investigación de Aguirre, Peña y Cerda (2002) donde evaluaron la pescadería de merluza en Chile y utilizaron el volumen de producción de merluzas medido en toneladas como variable dependiente. Otro caso, considerando la evaluación en moneda, es el estudio de Acevedo y Ramírez (2005) donde evaluaron el sector de confección de textiles de Colombia y usaron como variable dependiente la producción de textiles en millones de pesos deflactadas.

El caso de las generadoras no es muy diferente al caso de empresas manufactureras, y su producción corresponde a un *commodity*, como lo es la energía eléctrica.

Si bien el resultado es el mismo (electricidad) las centrales eligen la tecnología y con ello su infraestructura para poder realizar su proceso productivo. El CNE distingue varias tecnologías que existen en la actualidad para describir las centrales, pero fueron resumidos en la tabla 5.1 por temas de orden, donde los datos de la segunda, tercera y cuarta columna fueron los datos usados para describir la tecnología de una central en este estudio.

Tabla 5.1: Fuentes de Energía operando en Chile

Energía	Energía Resumida	Fuente	ERNC	
Carbón	Carbón	Térmica	Convencional	
Petcoke				
Gas Natural	Gas Natural			
Diésel	Petróleo - Diésel			
Petróleo Diésel				
Fuel Oil N°6				
Petróleo IFO-180				
Ciclo Combinado	Ciclo Combinado			Cogeneración
Cogeneración	Cogeneración			
Hidroeléctrica Embalse	Hidroeléctrica Embalse			Hidroeléctrica
Hidroeléctrica Pasada (>20 MW)	Hidroeléctrica de Pasada			
Mini Hidroeléctrica Pasada (<20 MW)				
Biomasa	Biomasa	Biomasa	ERNC	
Biomasa – Petróleo N°6				
BioGas				
Solar Fotovoltaica (FV)	Solar	Solar		
Solar Concentrada				
Eólica	Eólica	Eólica		

Elaboración Propia en base a datos del CNE.

Es importante señalar esta distinción y descripción de la tecnología usada por una central, puesto que será relevante después para comparar eficiencias por fuentes de energía.

Pero, sin importar la tecnología que utilice una central, el resultado de su proceso productivo siempre será energía eléctrica, que es igual en todos los casos y por lo tanto se puede utilizar el volumen de producción física para la variable dependiente, que es medida en MegaWatts generados por hora (MWh) para el caso de centrales eléctricas.

La generación eléctrica también es usada como variable dependiente en los estudios de Iglesias, Castellanos y Seijas (2010), sobre centrales eólicas de España, y Marmolejo, Rodríguez, Cedillo y Salazar (2015), sobre centrales térmicas de México.

2. Generación y Aporte en Seguridad:

Esta variable se utilizó como variable dependiente en un nuevo modelo. Esta nueva proposición de variable dependiente se debe a que las centrales que operan en una matriz no solo comercializan lo que generan, dado que existe otro aporte que realizan las centrales y es dar seguridad de suministro al sistema. Es más, existen centrales y fuentes cuyo modelo de negocios no se basa en la inyección de energía a la matriz, sino que se centran en el aporte en forma de respaldo a la matriz de generación, como es el caso de las centrales de petróleo diésel.

Las matrices de generación deben aportar seguridad al sistema para que los consumidores tengan siempre consumo energético eléctrico disponible y no pasar por periodos de

desabastecimiento, lo cual puede ocurrir cuando hay alzas de demanda y el resto de las centrales no pueden dar abasto. Cuando esto ocurre al sistema se inyecta energía proveniente de las centrales más caras (se debe recordar que el sistema opera por orden creciente de costos), pero esto no siempre ocurre, así que las últimas centrales en el orden de mérito no están siempre generando energía, aunque esto no significa que no podrían hacerlo. Es por ello que este aporte en seguridad es medido y pagado por los CDEC y debe ser incluido al modelo, de lo contrario se correría el riesgo de castigar en el análisis de eficiencia ciertas centrales por poseer modelos de negocios diferentes.

La forma en que la seguridad del suministro es medido y pagado es por medio de la potencia firme. La “potencia firme” se define como la *“potencia que cada central puede entregar al sistema con un elevado nivel de seguridad en las horas de demanda máxima del sistema”²³* o la *“cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras considerando la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo primario de generación que ésta utiliza (disponibilidad limitada de agua, viento, etc.). La potencia firme (MW), multiplicada por el precio de la potencia, constituye el ingreso por potencia de una central”²⁴*.

Se entiende entonces que la potencia firme corresponde a una parte del total de la potencia instalada y que varía en cada central según su propia naturaleza. Corresponde a los CDEC realizar los cálculos de Potencia Firme para cada una de las centrales de sus matrices²⁵ que son presentados anualmente.

Por lo tanto la potencia firme es uno de los aportes que otorga una central, aparte de lo que genera físicamente. Pero para ser incluido dentro de la variable dependiente primero debe ser transformado, ya que su unidad (MW) no puede ser sumada al aporte en generación. Para ello se debe multiplicar la potencia firme (MW) por el número de horas trimestrales. Este resultado correspondería a la “generación firme” o “aporte en seguridad” y es definido como la generación de una central que potencialmente puede entregar de forma segura y confiable en un periodo de tiempo (MW/trim).

Este resultado sí puede ser sumado con la variable de generación y en consecuencia ahora la variable dependiente se acomoda mejor a la realidad y complejidad del sector, pues recoge los 2 aportes que realiza una central: generación y respaldo, o dicho en forma de productos: energía y potencia.

Cabe mencionar que la seguridad de suministro no puede ser considerado como una variable independiente del modelo, o dicho de otra manera: a un insumo, pues no corresponde a un recurso de las centrales, sino más bien a un producto que entrega, y por ello es incluido a la variable dependiente junto al otro producto de las centrales, su generación.

23 Glosario de AES Gener. Disponible en:

<http://www.aesgener.cl/inversionistas/Lists/Glosario/DispForm.aspx?ID=56>

24 Glosario de Central Energía. Disponible en: <http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>

25 La metodología para el cálculo de las Potencias Firmes se puede encontrar aquí: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/potencia-firme/>

3. Costos Marginal:

Se han hecho mención a 2 estudios de eficiencia técnica en el sector de generación (Iglesias, Castellanos y Seijas, 2010; y Marmolejo, Rodríguez, Cedillo y Salazar, 2015.) donde utilizan variables de recursos tales como capacidad instalada (en MW), número de empleados, tamaño de planta (en hectáreas), velocidad del viento (en el caso de estudio de centrales eólicas de Iglesias *et al.*, (2010)) o consumo de combustible (en el caso de estudio de centrales térmicas de Marmolejo *et al.*, (2015)).

Sin embargo datos como estos no son accesibles en Chile, pues no son públicos (con excepción de la capacidad instalada) por lo cual se ha decidido centrar la búsqueda de variables que sean de acceso público en Chile y que además sean comunes para todos los medios de generación, y de este modo se encuentran los costos marginales.

De estos, los costos marginales, ya se han hecho mención en el capítulo III, pero para recordarlo estos costos representan los costos variables de operación por unidad de generación. Son calculados constantemente puesto que los CDEC los utilizan para rankear las unidades de generación en orden de mérito y saber cuál es la unidad de generación que satisface a la demanda de energía eléctrica del momento y con ello fijar el precio de la energía eléctrica para retiros e inyecciones en el sistema, que es llamado de igual manera como Costo Marginal Horario o simplemente como Costo Marginal (CMg).

Según la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4) este costo marginal de suministro se define como “*el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción*”. Por ello en generación es el costo de la última unidad de energía generada suministrada por una unidad.

En la práctica estos costos representan los costos variables de operación por centrales y unidades de generación, y se componen de 2 elementos: 1) un costo de combustible, que depende de los precios de combustibles, rendimientos de los equipos y consumo de combustibles, y 2) un costo no combustible, que incluye todos los elementos humanos y operativos no considerados en los costos de combustible. Por lo cual detrás de este valor se representa el desembolso y utilización de recursos que incurre una central para producir una unidad de electricidad (MWh).

4. Capacidad Instalada Neta:

En generación de electricidad no existe una tecnología óptima que entregue energía a bajo costo y tenga un 100% de suministro continuo y seguro. Es por ello que los sistemas matrices de generación incluyen múltiples tecnologías. Por ello también la opinión de expertos se centra en diversificar la matriz para aprovechar las ventajas de cada fuente.

Esta dicotomía quiso ser integrada dentro de la investigación, dado que el objetivo es poder comparar fuentes de generación en su eficiencia, y por lo tanto es necesario integrar la capacidad que una central puede generar.

Como ya se ha hecho mención en la “Descripción de Variable para Análisis de Empresas”, la Capacidad Instalada en el caso de centrales de generación eléctrica viene especificado de fábrica, según la maquinaria y equipos que utilice, la cual es medida por la potencia (MW) que incluye la suma de toda la potencia instalada de todas las unidades de

generación que forman una central. Y tal como en el caso del análisis para empresas, se consideran las potencias netas, las cuales descuentan el consumo propio de una central.

Como es de esperar no todas las tecnologías utilizan la misma tasa de ocupación de su capacidad y esto viene dado principalmente por la naturaleza de su fuente. Esta tasa de ocupación o actividad es medida con un KPI que es fuertemente usado en el sector para comparar centrales y fuentes, con el cual se sabe el porcentaje de uso de una central. Este indicador es conocido como **Factor de Planta** (FP) o también llamado como factor de capacidad neto o factor de carga (o Plant Load Factory en inglés) y se describe como la capacidad de utilización de una central o planta en el tiempo. Se calcula como el cociente entre la generación efectiva realizada por una unidad o central, por la generación máxima que podría generar de operar a toda su capacidad durante todo el tiempo sin descanso.

ECUACIÓN 5.7

$$FP_t = \frac{\text{Generación Real}_t}{\text{Generación Máxima alcanzable}_t}$$

La generación máxima alcanzable se puede calcular sabiendo la potencia instalada de una central, pero depende del tiempo en que se evalúa el FP. Normalmente el cálculo se hace anual, por lo cual la Generación Máxima sería la Potencia Instalada por el número de horas del año. Por ejemplo una central de 100 MW de capacidad tendría una generación máxima alcanzable de 876.000 MWh durante el año (100 * 365 días * 24 horas). Si en este mismo ejemplo esta misma central generó durante el año 438.000 MWh, entonces su FP sería de 0.5 o 50%. O sea, esta central estuvo activa y generando durante la mitad del año.

Es de suponer que existen tecnologías que por su naturaleza son técnicamente imposibles de lograr un 100% de Factor de Planta, como es el caso de las centrales solares, ya que obviamente el sol no está disponible las 24 horas e impide que estas centrales generen.

Las mismas diferencias ocurren en otras centrales que dependen de la disponibilidad de su fuente, como las centrales hidroeléctricas o las centrales eólicas que dependen del suministro hidrológico o de corrientes de viento respectivamente, para funcionar.

Contrario es el caso de las centrales térmicas que dependen de fuentes de combustibles fósiles, como el carbón, petróleo, diésel o gas, cuyo suministro sí depende de la gestión de la firma y no de las bondades de la naturaleza.

Aun así, y aunque la disponibilidad de la fuente no esté en total control de la firma, sí se utiliza el Factor de Planta como indicador para comparar tecnologías y centrales. Lo anterior porque se podría pensar que se están subestimando centrales como las ERNC que suelen tener FP más bajos, pese a que no tengan control de su fuente. De aquí aparece la principal ventaja de los medios de generación térmicas por sobre otros medios ya que presentan una alta capacidad de generación continua.

Normalmente las centrales que tienen un mayor FP son más caras y viceversa, y eso explica que estas tecnologías siguen vigentes (ya que sería ilógico pensar que se utilizaría una fuente cara y con un bajo FP, salvo casos como las petroleras que su naturaleza es ser centrales de respaldo). Es por el principio anterior que la inclusión de esta variable en

conjunto con el costo marginal por central es interesante para poder evaluar y comparar eficiencias.

5.5- BASE DE DATOS

Se trabajará con una estructura de datos de Panel, presentados por trimestre, dado que los estados financieros de las grandes empresas (S.A.) se presentan trimestralmente, y se abarcará desde el periodo 2010 al 2015. Esta estructura de datos es válida en las dos perspectivas: caso empresas y caso centrales, cuyos resultados permitirán realizar análisis de las estrategias de las empresas y el mix de fuentes de energía que maneja.

La base de datos para esta investigación no existe, al menos de forma pública, y por ello debe ser construida. Los datos se obtendrán de diversas fuentes, en especial de las bases de datos del CDEC SING, CDEC SIC, CNE y los estados financieros de las empresas analizadas, los cuales serán sujetos a ciertas modificaciones para converger en una base de datos común; una para centrales y otra para empresas.

Para el análisis de empresas se contó con 4 firmas que operan en el sector: AES Gener, Endesa, Colbún y E-CL. Si bien pueden parecer pocas empresas para una estimación, se justifica pues las 3 primeras capturan más del 75% del mercado en el SIC, y la última casi el 50% de participación en el SING, y que si se consideran ambas líneas en conjunto capturarían más del 80% de la generación en ambas líneas. Además, la recopilación de datos se centró en información financiera la cual requiere la publicación de los estados financieros que solo son entregados por sociedades anónimas abiertas, y fuera de estas 4 empresas se cuenta con Saesa (que se dejó fuera pues su consolidado que incluye generación, transmisión y distribución), Enlasa (que se abrió a la Bolsa en 2013) y Puntilla (que se abrió a la bolsa en 2012).

Para el análisis de centrales se contó con 92 centrales²⁶ para el periodo 2010-2015 (de las cuales se pueden ver en más detalle en el ANEXOS II). Estas son las siguientes:

Centrales SIC

ANTILHUE	ANTUCO	ARAUCO	CANDELARIA
CANUTILLAR	CHILOE	CHOLGUAN	CHUYACA
CIPRESES	COLBUN	COLIHUES	COLMITO
CONCON	CONSTITUCION ELEKTRAGEN	CORONEL TG DIESEL	CURILLINQUE
DEGAÑ	DIEGO DE ALMAGRO TG	EL PEÑON	EL SALVADOR TG
EL TORO	EL TOTOTAL	EMELDA	EOLICA CANELA
ESCUADRON	ESPERANZA	GUACOLDA	HORCONES TG
HUASCO TG	ISLA	LAJA	LAS VEGAS
LINARES	LOMA ALTA	LOS COLORADOS	LOS ESPINOS
LAGUNA VERDE	LICANTEN	LOS VIENTOS	LOS OLIVOS
LOS PINOS	MAULE	MACHICURA	MONTE REDONDO
NEHUENCO I	NEHUENCO II	NEHUENCO 9B	NUEVA ALDEA I
NUEVA ALDEA III	NUEVA RENCA	NUEVA VENTANAS	PANGUE
PEHUENCHE	PLACILLA	PUNTA COLORADA	QUELLON
QUILLECO	QUINTAY	QUINTERO	RALCO

26 En la búsqueda de datos para realizar la base de esta investigación se encontró que en algunos casos la información estaba granulada en unidades de generación, sobre todo en casos como las centrales diésel o de ciclo combinado. Dado que no siempre la información estaba planteada en unidades de generación se decidió realizar el estudio en base a Centrales como mínima granularidad, por lo cual algunos datos debieron ser agrupados o estimados. Algunos de estos casos fueron la central Tocopilla, la central Gasatacama, Mejillones, entre muchas otras.

RAPEL
SAN ISIDRO I
TALTAL 1
TOTORAL
VENTANAS II

RENCA
SAN ISIDRO II
TALTAL 2
TRAPEN

RUCUE
SAN LORENZO
TENÓ
VALDIVIA

SAN IGNACIO
SANTA LIDIA
TERMOPACIFICO
VENTANAS I

Centrales SING

CAVANCHA
DIESEL IQUIQUE
INACAL
TERM. TARAPACA

CHAPIQUIÑA
DIESEL MANTOS BLANCOS
TERM. TOCOPILLA TAMAYA
TERM. MEJILLONES CTM

DIESEL ARICA
DIESEL ZOFRI
TERM. NORGENER

DIESEL ENAEX
GASATACAMA
TERM. TOCOPILLA

Si bien en las líneas de SIC y SING existen muchas más centrales operando, la metodología por Datos de Panel Balanceado requiere un seguimiento de los datos dentro del periodo de estudio, y muchas centrales, en especial nuevas centrales ERNC, han comenzado sus operaciones desde el 2011 y considerablemente en los recientes años 2014 y 2015, por lo cual no pueden ser incorporadas dentro del estudio. Esto ocasionó que dentro de la muestra no se encuentren centrales solares, que comenzaron sus operaciones desde el 2014.

El Panel Balanceado también obliga dejar fuera a centrales que han cerrado sus operaciones dentro de este periodo, como lo fueron la central Antofagasta y la central Campanario. Y como otro contrapunto es que la mayoría de las mini-centrales hidroeléctricas no están consideradas en esta investigación, puesto que no es posible encontrar datos de sus costos, ya que el sistema de centros de despacho los considera con costo marginal \$0 y no forman parte de los informes. Aun así, esta muestra de centrales representa el 89% de la generación total del 2010 entre el SING y SIC.

Este inconveniente de dejar fuera a un gran número de centrales ha llevado a agregar un nuevo análisis, con una estimación solo para el año 2015 que incluya una mayor gama de centrales y tecnologías que operan en la actualidad. Dicho análisis cuenta con 131 centrales²⁷ para 4 periodos, los 4 trimestres del 2015, y las nuevas centrales consideradas son las siguientes:

Centrales SIC

ANGOSTURA
BOCAMINA II
CALLE CALLE
LAJA CMPC
SAN PEDRO
SANTA MARTA
VIÑALES

CAMPICHE
EO. PUNTA COLORADA
LLANO DE LLAMPOS
PACIFICO CMPC
SANTA FE
SALVADOR FV
S. DIEGO DE ALMAGRO

CABRERO
ENERGIA PACIFICO
LOS CURUROS
LAUTARO
SAN ANDRES
TAL TAL EOLICO
YUNGAY

CHAÑARES
EL ARRAYAN
NEGRETE CUEL
PAMA FV
PUNTA PALMERAS
TALINAY
UCUQUER

Centrales SING

ANGAMOS
EL TORO MINI
TERM. HORNITOS

ALTO HOSPICIO
POZO ALMONTE 2
SOLAR EL AGUILA

INGENOVA
POZO ALMONTE 3
VALLE DE LOS VIENTOS

NORACID
TERM. ANDINA

²⁷ Las nuevas centrales para el análisis del año 2015 se incluyen con detalle al final del Anexo II.

6.- ESTIMACIÓN DE FRONTERAS ESTOCÁSTICAS:

6.1.- ESTIMACIÓN POR EMPRESAS PERIODO 2010-2015:

Se inicia con el análisis de empresas con la estimación de las fronteras usando las 2 formas funcionales nombradas en la metodología. Sus estimaciones fueron las siguientes:

1. Modelo Cobb-Douglas:

$$\ln(\text{Ingresos}) = 6,44 - 0,01 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) + 0,58 \ln(\text{Capacidad Bruta}) + v_{it} - \mu_{it}$$

Con los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	6.44	1.60	4.02
Costo Venta	-0.01	0.00	-13.50
Gasto ADM	0.58	0.12	4.99
Capacidad Neta	0.01	0.00	4.13
sigma-squared	0.08	0.07	1.25
Gamma	0.91	0.07	13.76
Mu	0.55	0.62	0.89
Eta	0.00	0.01	0.18
log likelihood function =			67.20
LR test of the one-sided error =			148.44
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

2. Modelo Translogarítmico:

$$\ln(\text{Ingresos}) = 13,70 - 1,01 \ln(0,5(\text{Costo Venta}_{it} * \text{Gasto ADM}_{it})) - 0,01 \ln(0,5(\text{Costo Venta}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + 0,5 \ln(\text{Costo Venta}_{it}) - 0,5 \ln(\text{Gasto ADM}_{it}) + 0,5 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + v_{it} - \mu_{it}$$

$\ln(\text{Ingresos})$

Y los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	13.70	1.13	12.17
Costo Venta (CV)	-0.01	0.00	-26.57
Gasto ADM (GA)	-0.51	0.10	-4.97
Capacidad Neta (cap)	-0.01	0.00	-5.02
0,5*CV*GA	-1.01	0.13	-7.87
0,5*CV*cap	-0.01	0.00	-6.81
0,5*GA*cap	0.68	0.07	9.31
CV ²	0.01	0.00	6.21
GA ²	0.17	0.02	8.30

Cap ²	0.002	0.00	4.10
sigma-squared	0.02	0.00	4.02
gamma	0.60	0.15	4.00
mu	0.21	0.10	2.15
eta	-0.02	0.01	-2.66
log likelihood function =			91.37
LR test of the one-sided error =			29.37
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

En primer lugar se comprueba que ambos modelos, Cobb-Douglas y Translog, tienen la presencia de ineficiencia técnica al 99% de confianza dado los valores de sus razones de máxima verosimilitud²⁸.

Otra comparación interesante es el obtenido por los coeficientes gamma, donde mientras más cercano a 1 indica que las desviaciones obtenidas por las empresas están más ligadas a la ineficiencia técnica, y revisando los coeficientes gammas de ambas formas funcionales se observa que la forma Cobb-Douglas puede ser una mejor representación, pues su gamma de 0,91 indica que un 91% de las desviaciones se deben a ineficiencias técnicas contra el gamma de 0,60 de la función Translog.

Ambas formas funcionales entregaron a Endesa como la empresa más eficiente de la muestra, aunque presentan diferencias en el resto de las empresas.

Tabla 6.1: Ranking de Empresas más eficientes por forma funcional

N°	Cobb-Douglas 2010-2015	ET	Translogarítmico 2010-2015	ET
1°	Endesa	0,851	Endesa	0,919
2°	AES Gener	0,490	E-CL	0,809
3°	Colbún	0,440	AES Gener	0,789
4°	E-CL	0,363	Colbún	0,709

Fuente: Elaboración Propia. Promedios de Eficiencia Técnica. Frontier 4.1.

Por lo cual se prosigue con el cálculo de la función logarítmica de verosimilitud ampliado (o valor LR) para encontrar qué función se acomoda mejor a los datos. De acuerdo con las estimaciones realizadas se obtuvo un valor de función logarítmica de verosimilitud para la función Cobb-Douglas de 148,44, y un valor de 29,37 para la función Translogarítmica. Por lo cual, reemplazando los valores en la fórmula del test se obtiene un LR de:

$$LR = -2[(148,44) - (29,37)] = -238,14$$

Este valor es comparado con el valor chi-cuadrado correspondiente de 9,4877 por lo cual al ser LR un valor menor se acepta la hipótesis nula de que la frontera Cobb-Douglas es una mejor representación para los datos. Se aceptan entonces los resultados obtenidos con esta función de producción como concluyentes.

28 Estos valores son comparados a los valores críticos de la tabla de Kodde y Palm (1986).

El primer resultado analizado en este modelo es sobre el coeficiente del valor η , el cual resulta ser cero lo cual indica que no existe una disminución o aumento de la eficiencia técnica en el periodo de análisis para este sector según estas estimaciones.

Esta evolución de la eficiencia técnica en el tiempo queda demostrada también en el gráfico 6.1, donde además se aprecia el ranking por eficiencia de las empresas en el tiempo, el cual queda con Endesa en primer lugar alcanzando una eficiencia en promedio de 85,07% y siendo la única por sobre el promedio general de las 4 empresas. Seguido por Aes Gener con un 48,98%, luego y muy cerca en tercer lugar Colbún con una eficiencia promedio de 43,99% y finalmente E-CL con un 36,33% (Ver Gráfico 6.1)

El gráfico 6.1 comprueba lo indicado por el coeficiente η , pues la eficiencia en el tiempo como promedios generales apenas sube un 0,75% en los 6 años que considera el estudio. Esta alza tan minúscula puede considerarse como que la eficiencia técnica en el sector prácticamente se mantiene invariable en el tiempo.



nte: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Modelo Cobb-Douglas

Fue

El gráfico 6.2 demuestra el ranking de las empresas, que es ya visible en el gráfico 6.1, pero de forma más ordenada, donde el ranking queda dado según los promedios de eficiencia técnica obtenido por cada empresa en cada trimestre del periodo de análisis.



Fuente: Elaboración Propia. Según los promedios de las eficiencias técnicas para el periodo 2010-2015 del modelo Translogarítmico. Estimación por Frontier 4.1.

Estos resultados y diferencias de eficiencia obtenidas por las empresas pueden que tengan relación con el mix de energías que tienen implementado. El mix por empresas queda demostrado en los siguientes gráficos 6.3. y 6.4 donde se aprecia que las 4 empresas tienen distintas estrategias para abordar el mix de tecnologías que utilizan sus centrales. Es interesante comparar esta información con los promedios de las variables por cada fuente de generación que aparece en la tabla 6.2 (en la siguiente página). De este modo se puede saber si una empresa se enfoca en medios más baratos o caros, más activos, más seguros, etc.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos del CNE. Las capacidades son consideradas por Consolidado prorrateando las capacidades de las filiales según porcentaje de control del consolidado obtenido de los estados de resultados de las empresas.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos del CNE. Las capacidades son consideradas por Consolidado prorrateando las capacidades de las filiales según porcentaje de control del consolidado obtenido de los estados de resultados de las empresas.

Tabla 6.2: Promedios de las Variables por centrales 2010-2015

Central	Prom. Gen	Prom. CMg	Prom. Cap	Prom. PF	Prom.FP
Biomasa	23.337	\$77,36	20,0	9,0	51,0%
Eólica	27.508	\$7,70	56,8	7,6	22,3%
Hidro. Pasada	78.710	\$99,59	62,7	37,5	57,9%
Hidro. Embalse	312.426	\$132,51	372,2	178,4	39,9%
Carbón	499.993	\$51,50	282,0	141,9	77,6%
C. Combinado	297.527	\$153,38	330,7	170,0	29,8%
Petróleo Diesel	7.052	\$259,84	45,9	24,3	7,2%
Total	131,579	\$171.91	145,3	73,0	28,9%
Medida	MWh	US\$/Mwh	MW	MW	[%]

Fuente: Elaboración Propia, según los datos recogidos de la muestra de centrales. Promedios de todos los periodos.

Por ejemplo, en los resultados de eficiencia es Endesa quien posee la eficiencia técnica más alta y sube el promedio del sector. Es Endesa además quien más diversificada tiene su capacidad con las tecnologías que utiliza para generar. De las 4 grandes empresas es quien más tiene en capacidad instalada de energía hidroeléctrica (de pasada y embalse) y en ERNC (solar, biomasa y eólica), tanto nominalmente como en proporción, siendo estas últimas centrales las que tienen un menor costo marginal. Además, es quien menos concentra su actividad en centrales de petróleo, que son las más caras que operan en el

sistema. En cuanto a energías térmicas se refiere, Endesa centraliza su matriz en centrales de ciclo combinado, es decir, centrales que pueden alternar su producción entre diésel o gas natural, buscando una ventaja en el gas que es más barato que el diésel.

Luego de Endesa le sigue Aes Gener en el ranking de eficiencia, empresa que concentra su matriz en energías térmicas de carbón y seguido por ciclo combinado. Ambas fuentes poseen costos medios, pues el carbón y el gas natural suelen reñirse con los medios hidroeléctricos sobre cuáles son más baratos, aunque esto es muy volátil (pues depende de la actividad hidrológica y los costos de combustibles). Además estos medios suelen tener un alto aporte en potencia firme, que permite mayores ganancias en potencia, y tienen una alta actividad, permitiendo ganancias en energía.

En tercer lugar se posiciona Colbún, una empresa que también tiene muy diversificada su matriz, quien después de Endesa es quien más posee capacidad instalada en energía hidroeléctrica. Sin embargo, resalta por ser la que más capacidad instalada tiene en centrales puramente de petróleo diésel, tanto nominalmente como proporcionalmente, que es el tipo de energía más caro, lo cual podría estar empujándolo a peores resultados de eficiencia en comparación a los 2 anteriores competidores.

Por último se encuentra la empresa E-CL, que posee una matriz similar a Aes Gener en proporciones aunque con sus diferencias, ya que se concentra en el SING y su comportamiento geográfico hace centrarse aún más en lo térmico que Aes Gener. Ambas empresas concentran su actividad en el carbón seguido del ciclo combinado, y poseen proporciones similares de su capacidad de centrales de petróleo diésel (14% E-CL y 12% Aes Gener). Pero, aunque tenga similitudes en su matriz posee diferencias en sus resultados de eficiencias por lo cual la composición de su matriz puede no estar causando las diferencias de eficiencia, de lo contrario habría obtenido resultados similares a Aes Gener.

Aunque demostrados los mix de tecnologías y fuentes, aún es muy apresurado concluir que las diferencias de eficiencia obtenidas por las empresas se deban exclusivamente a la composición del mix de sus capacidades instaladas, puesto que aún hay que analizar las eficiencias por sus centrales y revisar las fuentes que resultan más eficientes.

Otra comparación interesante que existe entre las empresas más y menos eficientes es en las diferencias de las capacidades de los consolidados con la empresa del mismo nombre. Estas quedan patentes en el gráfico 6.5. En este gráfico llama la atención que tanto Endesa como AES Gener, quienes son las empresas más eficientes, sean también aquellas que poseen mayores diferencias entre el tamaño de su empresa y el tamaño del consolidado. Si bien Colbún posee muchas filiales, estas (en su gran mayoría) son controladas en su totalidad por el mismo Colbún, es decir, no hay otras organizaciones que poseen control o injerencia en la gestión de estas filiales. Por lo tanto, puede que las existencias de filiales con controles compartidos tengan una influencia en la gestión de estas empresas que repercute en los resultados de eficiencia, aunque aún es apresurado concluirlo.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos del CNE y estados financieros. Se utilizan capacidades netas por Consolidado donde se prorratea las capacidades de las filiales según porcentaje de control del consolidado.

Otra gran diferencia dada entre las empresas, y tal vez la más importante, es cuando se analizan sus indicadores financieros, y en específico, los indicadores financieros ligados a las variables utilizadas en esta estimación de frontera estocástica, y se suma también como un indicador interesante al Factor de Planta²⁹..

Tabla 6.3: Indicadores Financieros de Rentabilidad y Actividad

Empresa	Margen Operacional	Margen Neto	ROA	Factor de Planta
Endesa	50,2%	31,4%	2,32%	40,3%
AES Gener	25,7%	14,6%	0,89%	52,4%
Colbún	33,9%	10,3%	0,35%	42,4%
E-CL	18,8%	12,4%	0,99%	49,1%

Fuente: Elaboración Propia, usando promedios de resultados desde 2010 al 2015. Estados Financieros de Empresas.

Destaca en esta tabla el gran Margen Operacional de Endesa, donde también lidera en los otros indicadores de rentabilidad, muy por encima de la competencia, siendo así una explicación posible a su primer lugar dentro del ranking de eficiencia.

Donde hay diferencias y mixtura en los resultados es con las otras 3 empresas. Por ejemplo, E-CL es quien posee el margen operacional más bajo de las 4 empresas, donde su margen operacional representa un 18,8% de sus ingresos, mientras que el promedio del margen es de 32,15%. El indicador se dispara también al considerar costos operacionales y gastos de administración, pues estos desembolsos capturan un 85,3% de los ingresos de E-CL, versus el 72% que representan esos saldos en promedio para las 4 empresas.

²⁹ Si bien este indicador es usado para centrales, también puede ser utilizado para empresa y consolidados. Dado que, si se considera toda la generación del consolidado y toda la capacidad que controla, entonces puede ser calculada su actividad. Vale decir, sin importar el tipo de organización que se mida, mientras tenga una capacidad en MW y una generación producida por esa capacidad, entonces se puede calcular su factor de planta.

Se debe recordar además que E-CL es la empresa dominante del SING, y su decisión estratégica de permanecer operando en este sector geográfico desértico tiene repercusiones en las tecnologías que utiliza. Mantenerse en el SING ha hecho que no tenga las grandes competencias en comparación al SIC, y aunque esta línea tenga la participación de AES Gener y Endesa con sus filiales para hacerle de competencia, es un hecho que la línea del SING es menos competitiva al SIC, esta última ya se ha demostrado que es menos concentrada y menor dominancia según los índices de IHH e ID.

Esta situación competitiva cambiará en el 2018 con la integración de ambas líneas. Se hace mención a esta posición de dominancia de E-CL porque podría estar cómodo con sus resultados dado un menor nivel de competencia con relación al SIC repercutiendo en sus resultados financieros y así en su eficiencia.

Sobre AES Gener y Colbún, esta última es superior a la primera en el Margen operacional, pero no así cuando se analiza el Margen neto, que incluye otros gastos como los gastos administrativos, que es una variable ingresada al análisis. AES Gener además es superior al resto de la muestra cuando se mide la actividad (como FP). Esto podría haber decantado a AES Gener a posicionarse por sobre Colbún en el ranking de eficiencia, pero no superior a Endesa, quien por el efecto de sus altos márgenes, operacional y neto, es con creces superior al resto, aunque tenga menor FP que sus competidores.

6.2.- ESTIMACIÓN POR CENTRALES PERIODO 2010 – 2015, CON GENERACIÓN COMO VARIABLE DEPENDIENTE:

El primer modelo de centrales a ser analizado corresponde a aquel que considera como variable dependiente a la generación total por central. Por lo mismo este modelo ha sido denominado “**Modelo de Generación**”. A continuación, se demuestran las 2 estimaciones econométricas, tal como en el análisis por empresas:

1. Modelo Cobb-Douglas:

$$\ln(\hat{G}_{it}) + v_{it} - \mu_{it} = \ln(\hat{G}_{it}) + v_{it} - \mu_{it}$$

$$\ln(\text{Generación}) = 6,72 - 0,13 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,13 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it})$$

Y con los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	6.72	0.83	8.12
Costo Marginal	-0.13	0.09	-1.46
Capacidad Neta	1.13	0.07	16.04
sigma-squared	139.55	30.16	4.63
gamma	0.9551	0.01	94.75
mu	-23.09	4.16	-5.55
eta	-0.03	0.00	-13.35
log likelihood function =			-5,304.06
LR test of the one-sided error =			1,570.56
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

2. Modelo Translogarítmica:

Capacidad Neta

$$\ln(\hat{it}) - 0,16 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) - 0,01 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) + 0,01 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}^2) \\ \ln(\text{Generación}) = 5,10 + 0,72 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,18 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it})$$

Y los siguientes parámetros estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	5.10	5.52	0.92
Costo Marginal (Cmg)	0.72	0.48	1.50
Capacidad Neta (Cap)	1.18	1.03	1.15
0,5*Cmg*Cap	-0.16	0.12	-1.34
CMg ²	-0.01	0.05	-0.21
Cap ²	0.01	0.05	0.25
sigma-squared	138.22	28.72	4.81
gamma	0.9550	0.01	90.29
mu	-22.98	6.50	-3.53
eta	-0.03	0.00	-11.79
log likelihood function =			-5,302.47
LR test of the one-sided error =			1,234.75
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

Nuevamente se realiza el test de razón de verosimilitud donde se confirma que en ambas formas funcionales se encuentra la presencia de ineficiencia técnica al 99% de confianza. Ambos modelos además arrojaron coeficientes gammas cercanos a 1 (0,955) indicando que las desviaciones entre centrales son fuertemente explicadas por la ineficiencia técnica.

Para definir el modelo que más se acomoda a los datos se vuelve a calcular la razón de verosimilitud generalizada (LR) y con ello seguir los lineamientos de sus resultados, aunque debe mencionarse que no existieron grandes diferencias en los rankings por fuentes y centrales más eficientes (ver Tabla 6.4 en página 64).

La LR obtuvo un valor de -671,61, lo cual es menor al valor de chi-cuadrado correspondiente a este modelo, que es un valor de 7,81, y por lo tanto en este caso se acepta la hipótesis nula de que la frontera Cobb-Douglas es una mejor representación para los datos y en consecuencia se aceptan sus resultados como concluyentes.

Es así como el modelo Cobb-Douglas demostró que existe una disminución en la eficiencia técnica dentro del periodo de análisis (Ver gráfico 6.6) donde la eficiencia técnica promedio de la muestra cae 12 puntos desde el 2010 al 2015. La presencia de disminución se alinea con lo indicado por el coeficiente eta. Este indicador posee el mismo coeficiente negativo en la función Translog.

Antes de presentar los rankings y gráficos de eficiencia se debe mencionar que dado el gran número de centrales analizadas estas fueron agrupadas en distintos conjuntos en base a sus características, principalmente dado la fuente de energía que utilizan, y para las centrales de petróleo se separaron según su tamaño dado su gran número. Todos los grupos y las centrales que lo conforman están detallados en el Anexo IV.

Dicho esto, la evolución de las eficiencias promedios de los grupos queda representada en el gráfico 6.6. La primera observación que se puede apreciar del este gráfico es que no existe ninguna fuente que posea 100% de eficiencia, o un valor aproximado. Lo anterior se

alinea con la realidad y opinión de expertos, pues no existen fuentes que posean una actividad muy alta y a la vez con bajos costos operaciones.

Se puede apreciar además que los medios de generación más eficientes corresponden a Carbón (con un promedio de eficiencia técnica del 63%), seguido por las Hidroeléctricas de Pasada (59% de eficiencia técnica) y en tercer lugar los medios de Biomasa (46% de eficiencia técnica). En los lugares medios se encuentran las hidroeléctricas de embalse (41%), eólicas (25%) y las centrales de Ciclo Combinado (23%). En los últimos lugares del ranking se encuentran las centrales de petróleo, donde no se hace ninguna distinción en su tamaño, pues todas resultan hiper ineficientes, con resultados menores al 10% de eficiencia técnica en promedio.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Se debe mencionar en este punto que el modelo Translogarítmico también presentó similares rankings de eficiencia para las fuentes, donde la única diferencia es en las posiciones de los medios de Ciclo Combinado y las Eólicas que alteran su orden. En el resto de las fuentes de generación se obtiene el mismo orden, tal como se aprecia en la tabla 6.4.

Tabla 6.4: Ranking de Fuentes más eficiencia por forma funcional. Modelo de Generación

	Cobb-Douglas 2010-2015		Translog 2010-2015	
N°	Fuente	Promedio ET	Fuente	Promedio ET
1°	Carbón	0,63	Carbón	0,62
2°	Hidro Pasada	0,59	Hidro Pasada	0,60
3°	Biomasa	0,51	Biomasa	0,48
4°	Hidro Embalse	0,41	Hidro Embalse	0,44
5°	Eólica	0,25	Ciclo Combinado	0,23
6°	Ciclo Combinado	0,23	Eólica	0,20
7°	Pequeña Petróleo	0,07	Pequeña Petróleo	0,06
8°	Mediana Petróleo	0,04	Mediana Petróleo	0,04
9°	Gran Petróleo	0,03	Gran Petróleo	0,03
	Promedio Gral.	0,26	Promedio Gral.	0,26

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

Un análisis interesante dentro de la perspectiva de centrales es evaluar si los medios de generación convencionales son más o menos eficientes que los medios de ERNC. Esto queda demostrado en el gráfico 6.7:



Fue

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

En este análisis los medios de ERNC resultaron mucho más eficientes que los medios convencionales obteniendo en promedio un 49% de eficiencia técnica, impulsado principalmente por los medios de Biomasa y las mini-hidroeléctricas de pasada, mientras que las convencionales resultan peor en comparación dada la gran cantidad de petroleras que resultaron sumamente ineficientes, y en conjunto obtienen un 22% de eficiencia técnica como promedio en todo el periodo de análisis. Se diferencian por 27 puntos porcentuales.

Para tener mayor detalle de lo anterior ahora se presenta el ranking de eficiencia técnica por centrales demostrado en la tabla 6.5.

**Tabla 6.5: Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Generación
2010-2015**

#	Central	Fuente	ET	#	Central	Fuente	ET
1	CHOLGUAN	Biomasa	0.71	47	MANTOS BLANCOS	Mediana Petróleo	0.18
2	ESCUADRON	Biomasa	0.70	48	EL PEÑON	Mediana Petróleo	0.17
3	LICANTEN	Biomasa	0.69	49	RAPEL	Hidro Embalse	0.14
4	NUEVA VENTANAS	Carbón	0.68	50	TALTAL 1	Ciclo Combinado	0.13
5	LOMA ALTA	Hidro Pasada	0.67	51	PUNTA COLORADA	Pequeña Petróleo	0.11
6	TERM. NORGENER	Carbón	0.66	52	QUINTERO	Ciclo Combinado	0.10
7	ISLA	Hidro Pasada	0.65	53	LOS PINOS	Gran Petróleo	0.10
8	GUACOLDA	Carbón	0.64	54	TALTAL 2	Ciclo Combinado	0.09
9	VENTANAS I	Carbón	0.64	55	QUELLON	Pequeña Petróleo	0.09
10	CURILLINQUE	Hidro Pasada	0.63	56	DIESEL IQUIQUE	Mediana Petróleo	0.08
11	CAVANCHA	Hidro Pasada	0.62	57	TRAPEN	Mediana Petróleo	0.08
12	CANUTILLAR	Hidro Embalse	0.60	58	LINARES	Biomasa	0.07
13	QUILLECO	Hidro Pasada	0.60	59	TERM. TAMAYA	Gran Petróleo	0.06
14	TERM. TARAPACA	Carbón	0.59	60	CORONEL TG DIESEL	Ciclo Combinado	0.054
15	VENTANAS II	Carbón	0.58	61	ANTILHUE	Gran Petróleo	0.050
16	SAN ISIDRO II	C. Combinado	0.58	62	C. ELEKTRAGEN	P. Petróleo	0.035
17	NUEVA ALDEA I	Biomasa	0.56	63	QUINTAY	Pequeña Petróleo	0.035
18	RUCUE	Hidro Pasada	0.56	64	COLIHUES	Mediana Petróleo	0.032
19	TERM. MEJILLONES CTM	C. Combinado	0.55	65	TENO	Mediana Petróleo	0.030
20	ARAUCO	Biomasa	0.54	66	PLACILLA	Pequeña Petróleo	0.023
21	MACHICURA	Hidro Embalse	0.53	67	CONCON	Pequeña Petróleo	0.022
22	VALDIVIA	Biomasa	0.53	68	EL TOTORAL	Pequeña Petróleo	0.020
23	ANTUCO	Hidro Embalse	0.52	69	CANDELARIA	Ciclo Combinado	0.017
24	SAN IGNACIO	Hidro Pasada	0.51	70	DEGAÑ	Mediana Petróleo	0.016
25	SAN ISIDRO I	C. Combinado	0.49	71	LOS ESPINOS	Gran Petróleo	0.015
26	LOMA LOS COLORADOS	Biomasa	0.49	72	CHUYACA	Pequeña Petróleo	0.014
27	CHAPIQUIÑA	Hidro Pasada	0.47	73	LAS VEGAS	Pequeña Petróleo	0.014

7			7	3			
2	LAJA	Biomasa	0.4	7	LOS VIENTOS	Gran Petróleo	0.013
8			6	4			
2	TERM. TOCOPILLA	C. Combinado	0.4	7	TERMOPACIFICO	Mediana Petróleo	0.008
9			4	5			
3	COLBUN	Hidro Embalse	0.4	7	COLMITO	Ciclo Combinado	0.006
0			3	6			
3	PEHUENCHE	Hidro Embalse	0.4	7	MAULE	Pequeña Petróleo	0.005
1			3	7			
3	PANGUE	Hidro Embalse	0.4	7	NEHUENCO 9B	Ciclo Combinado	0.004
2			0	8			
3	CIPRESES	Hidro Embalse	0.4	7	DIESEL ENAEX	Pequeña Petróleo	0.004
3			0	9			
3	NEHUENCO I	C. Combinado	0.3	8	D. DE ALMAGRO TG	Mediana Petróleo	0.002
4			8	0			
3	RALCO	Hidro Embalse	0.3	8	LOS OLIVOS	Gran Petróleo	0.0011
5			6	1			
3	NUEVA ALDEA III	Biomasa	0.3	8	HORCONES TG	Ciclo Combinado	0.0010
6			3	2			
3	NEHUENCO II	C. Combinado	0.3	8	CHILOE	Pequeña Petróleo	0.0009
7			2	3			
3	MONTE REDONDO	Eólica	0.2	8	EMELDA	Mediana Petróleo	0.0008
8			8	4			
PROMEDIO			0.2	8	ESPERANZA	Mediana Petróleo	0.0007
			6	5			
3	EL TORO	Hidro Embalse	0.2	8	HUASCO TG	Mediana Petróleo	0.0005
9			4	6			
4	INACAL	P. Petróleo	0.2	8	EL SALVADOR TG	Mediana Petróleo	0.0002
0			4	7			
4	TOTAL	Eólica	0.2	8	SANTA LIDIA	Gran Petróleo	0.0002
1			3	8			
4	NUEVA RENCA	C. Combinado	0.2	8	LAGUNA VERDE TG	Pequeña Petróleo	0.0001
2			3	9			
4	DIESEL ARICA	P. Petróleo	0.2	9	SAN LORENZO	Mediana Petróleo	0.00003
3			3	0			
4	EOLICA CANELA	Eólica	0.2	9	LAGUNA VERDE	Biomasa	0.00001
4			3	1			
4	DIESEL ZOFRI	P. Petróleo	0.2	9	RENCA	Gran Petróleo	0.00000
5			2	2			4
4	GASATACAMA	C. Combinado	0.2				
6			2				

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Del ranking se aprecian 3 centrales de biomasa dentro del top15 y que justamente ocupan los 3 primeros lugares. Este top15 es dominado por los mismos medios que resultaron mejor posicionados: carbón, hidroeléctricas de pasada y biomasa, salvo la central Canutillar que es el único medio diferente dentro de los primeros lugares, siendo una hidroeléctrica de embalse.

Otra observación interesante que se rescata de la tabla es la gran dispersión que poseen las centrales de ciclo combinado, que van desde la central San Isidro II con un 58% de eficiencia técnica en promedio hasta la central Horcones TG con 0,1% de eficiencia. Esta gran dispersión se debe a la naturaleza de la fuente, dado que estas centrales poseen unidades que pueden operar con gas natural o diésel. La unidad no puede operar con ambas fuentes a la vez, pues de desearlo debe pasar por modificaciones. Estas centrales

entonces eligen qué medio utilizar dada su estrategia y esto afecta sus resultados en eficiencia. Aquellas centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural por sobre diésel tienen costos más bajos y se dedican a la producción de energía para inyectarla al sistema obteniendo mejores factores de planta, y con ello mejores resultados de eficiencia. Por otro lado, las centrales de ciclo combinado menos eficientes son aquellas que han producido más con petróleo diésel que con gas natural, fuente que es mucho más cara. Y en casos más extremos hay centrales de ciclo combinado que generan muy poco, pues su lógica de negocios es la misma que las petroleras.

Una última observación es sobre las centrales de petróleo, que representan el mayor grupo en la muestra. Ninguna de estas centrales ocupó un puesto sobre el promedio general. Es más, la gran mayoría de ellas está por bajo el 10% de eficiencia, y un grupo considerable de estas centrales posee eficiencias en promedio menores al 1%. Entonces ¿a qué se debe esto? Las centrales de petróleo son reconocidas por poseer los costos marginales más caros operando en el sistema, pero a priori era esperable que las centrales más caras presentarían alta producción, pero este no es el caso. Estas centrales pasan por largos periodos de tiempo con nula producción y cuanto lo tienen es con bajos niveles de factor de planta. Esto se refleja en que este medio de generación presente bajos resultados de eficiencia técnica.

Si son tan ineficientes ¿por qué operan estas centrales? La respuesta es que estas centrales existen como respaldo para el sistema en los casos de alta demanda, la cual no puede ser satisfecha por el resto de las centrales haciendo que este medio entre en operación para llenar la diferencia y no dejar demanda insatisfecha.

Hay que recordar el funcionamiento del sistema de los centros de despachos que hacen ingresar energía a la matriz por orden de mérito en sus costos, y bajo esta lógica las centrales más caras no estarían siempre inyectando energía al sistema por lo cual no les convendría producir (generar), y en consecuencia esta lógica se ve reflejada en su actividad. Y es que este medio opera con otra lógica de negocios, dado que en este mercado se recompensa la seguridad de suministro que es medida por medio de la potencia firme.

Las centrales de petróleo no siempre generan, pero pueden hacerlo, y tener una capacidad de suministro seguro es su principal característica, tal como se aprecia en la tabla 6.6 donde se evalúan las potencias firmes como porcentaje de la capacidad total.

Tabla 6.6: Aportes en Seguridad de las distintas fuentes de generación

Grupo	Prom de Cap. Bruta (MW)	Prom. de Potencia Firme (MW)	Porc. De Potencia Firme (%)
Hidro Pasada	62.65	37.50	61.4%
Gran Petróleo	114.74	60.60	52.2%
Mediana Petróleo	49.28	26.27	51.9%
Pequeña Petróleo	8.38	4.24	51.9%
Hidro Embalse	372.20	178.35	51.3%
Ciclo Combinado	330.75	170.05	50.5%
Carbón	281.96	141.95	50.3%
Biomasa	20.04	9.05	43.4%
Eólica	56.84	7.63	13.4%

Fuente: Elaboración propia con Datos del CNE y CDEC. Datos sólo de la muestra. Seguridad medido como potencia firme.

En la tabla 6.6 se puede apreciar que las petroleras están a un nivel similar y competitivo con el resto de las centrales térmicas en cuanto a aportes de potencia firme se refiere. Es decir, las centrales de petróleo están más centradas en aportar seguridad al sistema que en producir electricidad, pero este modelo no acoge este aporte.

Por lo tanto, este análisis que usa la generación como única variable dependiente no acoge el modelo de negocios con que operan las centrales de petróleo, y deja fuera un aporte que todas las centrales y fuentes realizan al sistema: dar seguridad de suministro. Dejar fuera este aporte ha producido que las centrales de petróleo resultasen como super ineficientes.

Se debe mencionar que este aporte no era reconocido por el autor en las etapas tempranas de la investigación y fue a raíz de este descubrimiento que se propone un nuevo modelo, que esta vez contemple la seguridad de suministro dentro de su evaluación y es así como se propone el siguiente modelo denominado “**modelo de seguridad**”.

6.3.- ESTIMACIÓN POR CENTRALES PERIODO 2010 – 2015, CON GENERACIÓN Y APORTE EN SEGURIDAD COMO VARIABLE DEPENDIENTE:

Este modelo de seguridad ahora integra el suministro seguro potencial como aporte que hacen todas las centrales, solucionando el problema del modelo anterior. Con ello se esperan cambios en las mediciones de eficiencia técnica para centrales y fuentes. Pero antes que ello se deben mencionar las estimaciones econométricas por formas funcionales.

1. Función Cobb-Douglas:

$$\ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + v_{it} - \mu_{it} = 7,64 - 0,08 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,06 \ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}_{it})$$

Con los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	7.64	0.19	40.58
Costo Marginal	-0.08	0.01	-5.66
Capacidad	1.06	0.02	62.33
sigma-squared	0.27	0.05	5.72
gamma	0.63	0.06	9.98
mu	0.46	0.11	4.20
eta	0.00	0.00	2.45
log likelihood function =			-713.87
LR test of the one-sided error =			1480.10
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

2. Función Translogarítmica:

$$\ln(\hat{\epsilon}_{it}) + 0,01 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) + 0,003 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) - 0,02 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}^2) - 0,17 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,43 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) - 0,02 \ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = 5,87$$

Y los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	5.87	1.10	5.35
Costo Marginal (Cmg)	-0.17	0.08	-2.07
Capacidad (Cap)	1.43	0.21	6.79
0,5*Cmg*Cap	0.01	0.02	0.64
CMg ²	0.003	0.01	0.43
Cap ²	-0.02	0.01	-1.85
sigma-squared	0.30	0.07	4.34
gamma	0.68	0.07	9.17
mu	0.37	0.16	2.32
eta	0.00	0.00	2.84
log likelihood function =			-711.80
LR test of the one-sided error =			1,294.79
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

En primer lugar, los coeficientes de las principales variables, es decir, costo marginal y capacidad neta, son iguales en ambas formas funcionales. Y además en ambos modelos se obtiene un valor cero para el coeficiente eta, lo cual indicaría que no existe variación de la eficiencia técnica durante el periodo de análisis, contrario a lo observado en el análisis anterior donde el indicador eta era negativo.

Ambas formas funciones también presentan similares rankings de fuentes, donde el único cambio es la alteración del orden entre petroleras pequeñas y ciclo combinado, manteniendo el resto intacto, tal como se aprecia en tabla 6.7.

Tabla 6.7: Ranking de Eficiencia Técnica por Forma Funcional. Modelo de Seguridad

N°	Cobb-Douglas		Translog	
	Fuente	Promedio ET	Fuente	Promedio ET
1°	Carbón	0.87	Carbón	0.88
2°	Hidro Pasada	0.85	Hidro Pasada	0.84
3°	Biomasa	0.67	Biomasa	0.69
4°	Hidro Embalse	0.62	Hidro Embalse	0.64
5°	Ciclo Combinado	0.57	Pequeña Petróleo	0.60
6°	Pequeña Petróleo	0.55	Ciclo Combinado	0.59
7°	Mediana Petróleo	0.47	Mediana Petróleo	0.46
8°	Gran Petróleo	0.47	Gran Petróleo	0.46
9°	Eólica	0.22	Eólica	0.22
	Promedio Gral	0.59	Promedio Gral	0.60

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

Respecto al modelo anterior, donde se utilizó solamente a la generación como variable dependiente, también existen similitudes, en especial en los primeros lugares del ranking, manteniéndose los medios de carbón (87% de eficiencia), hidroeléctricas de pasada (85%), biomasas (67%) e hidroeléctricas de embalse (62%) como los más eficientes.

Lo importante para este modelo es lo ocurrido con las centrales de petróleo. Al integrar la seguridad de suministro dentro del análisis era esperable que las centrales de petróleo obtuvieran mejores resultados y que las eólicas, al no ser potentes en este indicador, obtuvieran un peor desempeño. Ambas hipótesis se corroboran en el ranking donde las centrales de petróleo esta vez resultaron más eficientes que las eólicas, sin importar sus diferencias en tamaño, y estas eólicas se desplazan al último lugar del ranking. Aun así las centrales de petróleo son superadas por todos el resto de fuentes de generación.

Para seguir con los resultados de este nuevo modelo se realizará el test LR para averiguar cuál modelo se acomoda mejor al comportamiento de la muestra, pese a que dieron resultados similares. Entonces, si el modelo Cobb-Douglas obtuvo un valor de función logarítmica de verosimilitud de -713,87, y el modelo Translogarítmico un valor de -711,80, se obtiene un LR de 4,15, por lo cual al ser menor que el valor de chi-cuadrado correspondiente a este modelo (11,07) se acepta la hipótesis nula, donde el modelo Cobb-Douglas es una mejor representación.

Así, el modelo Cobb-Douglas, demostró la siguiente evolución de eficiencia técnica durante el tiempo (ver gráfico 6.8). El gráfico demuestra lo ya especificado en el ranking de fuentes y la evolución de las eficiencias técnicas en el tiempo, donde se aprecia un muy leve aumento en la eficiencia pasando en promedio del 58% de eficiencia al comienzo del periodo al 60% ya hacia el final. Este aumento es tan leve que se alinea al indicador eta obtenido y podría interpretarse como que no hay variación en el tiempo.

Y tal como se hizo en el caso anterior se comparan los resultados entre fuentes renovables y fuentes convencionales, En este caso se obtuvieron resultados muy similares (ver gráfico 6.9) entre ambos tipos de fuentes, pese a que los medios ERNC están presentes en ambos extremos del ranking, ellos resultaron en promedio levemente más eficientes que los medios convencionales obteniendo un 61% de eficiencia, mientras que los otros un 59%, los cuales siguen el resultado del promedio general.



Fue

nte: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

La diferencia entre ambos tipos de fuentes, aunque muy mínima, arrojó a los medios ERNC como más eficientes, tal como el análisis anterior que no consideraba el aporte en seguridad. Pero aquí la diferencia es de solo 2% entre ambos tipos de fuentes.

Otro análisis interesante es comparar los resultados de eficiencia con los tamaños de planta:



Fue

nte: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

De este gráfico se desprende que existe una muy leve relación directa entre los tamaños de las centrales y sus resultados en eficiencia técnica, aunque la pendiente de la tendencia lineal está más cerca de la horizontal que una pendiente clara. Es más, el índice de correlación entre ambas variables es de tan solo 0,13³⁰. Lo cual demostraría que no existe una real relación de causalidad entre ambos indicadores. De esta manera no se percata la presencia de economías de escala para este sector.

Finalmente, los resultados de eficiencia técnica y orden del ranking para las 92 centrales según esta estimación se presentan en la tabla 6.8.

Esta tabla vuelve a demostrar resultados que ya han sido comentados y además se repiten algunas de las observaciones obtenidas en el primer modelo de centrales.

En los primeros 15 lugares vuelven a dominar medios de carbón, biomasa e hidroeléctricas de pasada, repitiéndose nombre como las centrales Cholgúan, Escuadrón, Licantén, Nueva Ventanas, Loma Alta, Norgener, Isla, Guacolda, Ventanas I, Curillinque, Cavanca, Quilleco y Canutillar. Esta última volvió a ser la única central de embalse dentro del top15. Lo cierto es que estos medios, como se ha visto, suelen tener similitudes en sus aportes en seguridad (como proporción a su capacidad total), por lo cual al incluir esta variable no se esperarían grandes cambios entre estas fuentes.

³⁰ Coeficiente de correlación usando la variable de capacidad bruta, no en logaritmo natural.

Tabla 6.8: Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Seguridad 2010-2015

#	Central	Fuente	ET	#	Central	Fuente	ET
1	CHOLGUAN	Biomasa	0.97	47	TENO	Mediana Petróleo	0.56
2	NUEVA VENTANAS	Carbón	0.94	48	GASATACAMA	Ciclo Combinado	0.55
3	ESCUADRON	Biomasa	0.94	49	PANGUE	Hidro Embalse	0.54
4	ISLA	Hidro Pasada	0.93	50	TERM. TAMAYA	Gran Petróleo	0.54
5	TERM. NORGENER	Carbón	0.92	51	TRAPEN	Mediana Petróleo	0.54
6	LOMA ALTA	Hidro Pasada	0.92	52	CORONEL TG DIESEL	Ciclo Combinado	0.51
7	CAVANCHA	Hidro Pasada	0.92	53	LAS VEGAS	Pequeña Petróleo	0.51
8	CURILLINQUE	Hidro Pasada	0.89	54	LAJA	Biomasa	0.50
9	GUACOLDA	Carbón	0.89	55	TALTAL 2	Ciclo Combinado	0.50
10	CANUTILLAR	Hidro Embalse	0.88	56	LOS VIENTOS	Gran Petróleo	0.49
11	SAN ISIDRO II	C. Combinado	0.88	57	ARAUCO	Biomasa	0.49
12	VENTANAS I	Carbón	0.88	58	LINARES	Biomasa	0.49
13	QUILLECO	Hidro Pasada	0.86	59	COLIHUES	Mediana Petróleo	0.49
14	LICANTEN	Biomasa	0.83	60	COLMITO	Ciclo Combinado	0.49
15	SAN IGNACIO	Hidro Pasada	0.82	61	SAN LORENZO	Mediana Petróleo	0.49
16	NUEVA ALDEA I	Biomasa	0.82	62	TERMOPACIFICO	Mediana Petróleo	0.49
17	TERM. TARAPACA	Carbón	0.80	63	LOS ESPINOS	Gran Petróleo	0.48
18	RUCUE	Hidro Pasada	0.80	64	DEGAÑ	Mediana Petróleo	0.48
19	MACHICURA	Hidro Embalse	0.79	65	PUNTA COLORADA	Pequeña Petróleo	0.48
20	SAN ISIDRO I	C. Combinado	0.77	66	HUASCO TG	Mediana Petróleo	0.48
21	INACAL	Peq. Petróleo	0.77	67	HORCONES TG	Ciclo Combinado	0.48
22	VENTANAS II	Carbón	0.76	68	RALCO	Hidro Embalse	0.48
23	T. MEJILLONES CTM	C. Combinado	0.76	69	SANTA LIDIA	Gran Petróleo	0.48
24	DIESEL ZOFRI	Peq. Petróleo	0.73	70	ESPERANZA	Mediana Petróleo	0.47
25	NEHUENCO II	C. Combinado	0.73	71	CANDELARIA	Ciclo Combinado	0.46
26	CIPRESES	Hidro Embalse	0.70	72	LOS PINOS	Gran Petróleo	0.46
27	ANTUCO	Hidro Embalse	0.67	73	QUELLON	Pequeña Petróleo	0.45

7			9	3					
2	8	COLBUN	Hidro Embalse	0.6	7	4	LOS OLIVOS	Gran Petróleo	0.44
2	9	DIESEL ARICA	Peq. Petróleo	0.6	7	5	EL SALVADOR TG	Mediana Petróleo	0.44
3	0	CHAPIQUIÑA	Hidro Pasada	0.6	7	6	NEHUENCO 9B	Ciclo Combinado	0.43
3	1	LOMA LOS COLORADOS	Biomasa	0.6	7	7	LAGUNA VERDE TG	Pequeña Petróleo	0.43
3	2	NUEVA RENCA	C. Combinado	0.6	7	8	D. DE ALMAGRO TG	Mediana Petróleo	0.43
3	3	VALDIVIA	Biomasa	0.6	7	9	ANTILHUE	Gran Petróleo	0.43
3	4	TERM. TOCOPILLA	C. Combinado	0.6	8	0	DIESEL IQUIQUE	Mediana Petróleo	0.41
3	5	PEHUENCHE	Hidro Embalse	0.6	8	1	RENCA	Gran Petróleo	0.40
3	6	CONCON	Peq. Petróleo	0.6	8	2	EMELDA	Mediana Petróleo	0.40
3	7	D. MANTOS BLANCOS	Med. Petróleo	0.6	8	3	CHUYACA	Pequeña Petróleo	0.40
3	8	NEHUENCO I	C. Combinado	0.6	8	4	TALTAL 1	Ciclo Combinado	0.39
PROMEDIO			0.5	8	5		NUEVA ALDEA III	Biomasa	0.39
3	9	QUINTAY	Peq. Petróleo	0.5	8	6	PLACILLA	Pequeña Petróleo	0.35
4	0	EL TORO	Hidro Embalse	0.5	8	7	QUINTERO	Ciclo Combinado	0.26
4	1	DIESEL ENAEX	Peq. Petróleo	0.5	8	8	RAPEL	Hidro Embalse	0.26
4	2	MAULE	Peq. Petróleo	0.5	8	9	MONTE REDONDO	Eólica	0.25
4	3	EL PEÑON	Med. Petróleo	0.5	9	0	LAGUNA VERDE	Med. Petróleo	0.24
4	4	CONST. ELEKTRAGEN	Peq. Petróleo	0.5	9	1	EOLICA CANELA	Eólica	0.21
4	5	CHILOE	Peq. Petróleo	0.5	9	2	TOTAL	Eólica	0.21
4	6	EL TOTAL	Peq. Petróleo	0.5	6				

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Una observación interesante es la existencia de centrales con altas eficiencias, cercanas al 100%, como Cholgúan, Nueva Ventanas y Escuadrón, pero sus resultados se describirán más adelante cuando se comparen las centrales con sus pares de forma gráfica.

Donde hay cambios (y ya han sido comentados) es en los medios de petróleo. Esta vez sí existen centrales de este tipo superiores al promedio general del grupo como lo son Inacal (77% de eficiencia), Zofri (73%), Diésel Arica (68%) y Concón (60%). Además esta vez no existen centrales con eficiencias sumamente bajas, dado que ninguna central posee una eficiencia menor al 20% en promedio.

En este análisis las centrales eólicas fueron aquellas que obtuvieron los peores resultados de eficiencia. Anteriormente (en el modelo de generación) solo superaban a las centrales de petróleo, pero esta vez, con bajos aportes en seguridad, han sido superadas. Las 3 centrales eólicas tienen un comportamiento similar, y aunque tengan los costos más bajos operando en el sistema, sus bajos factores de planta y bajos aportes en seguridad han tenido un efecto mayor en sus resultados de eficiencia llevándolas al último lugar del ranking. Aun así no aparecen con resultados de eficiencia tan bajos, pues se sitúan entre 25% y 20% de eficiencia técnica en promedio, contrario al análisis anterior donde existía un considerable número de centrales bajo el 10% e incluso del 1% de eficiencia técnica.

Sin más que agregar sobre el ranking por centrales se procede con una presentación de distintos gráficos donde se comparan las distintas centrales con el promedio de eficiencia de su grupo respectivo y observaciones de porqué obtuvieron estos resultados:



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Las centrales de carbón resultaron ser los medios más eficientes de todos. Sobre el gráfico, en general, se aprecia que estas centrales tienen un resultado similar y todas superan al promedio general.

De ellas, son las centrales Nueva Ventanas y Norgener (ambas de Aes Gener) quienes lideran el grupo con un 94% y 92% de eficiencia en promedio respectivamente, y aparte ocupan los lugares 2° y 5° del ranking general. Estos resultados se deben a sus buenos indicadores: ambas (como todas las centrales de carbón en general) tienen costos marginales medios-bajos y altos factores de planta. Es más, las cuatro centrales de carbón más eficientes también son las cuatro centrales con mayores factores de planta de toda la

muestra, todas superando el 70% de factor de planta, y Nueva Ventanas y Norgener incluso un factor de planta promedio de 90% y 88% respectivamente, para los 6 años de análisis.

Por otro lado, la termoeléctrica Taparacá resultó última de su grupo. De ella se puede mencionar que posee los costos marginales más altos de carbón. Si el resto de las centrales no superan los US\$50/MWh en promedio, Taparacá posee un costo de 101,18 dólares por MWh en promedio, y además el factor de planta más bajo dentro de las centrales de carbón con un 59,9% promedio.

Los aportes en seguridad no fueron muy relevantes para diferenciar entre las centrales de este medio, pues todas rondan un aporte del 50% considerando la proporción de potencia firme respecto a su capacidad total.



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Las hidroeléctricas de pasada resultaron ser los segundos medios más eficientes según esta estimación. Como se puede ver en el gráfico todas las centrales de pasada resultaron estar por sobre el promedio general de centrales. Quienes alcanzan la mayor eficiencia son las centrales Isla, Loma Alta y Cavanca, todas sobre el 90% de eficiencia técnica promedio. Descontando Cavanca y Chapiquiña (que son mini-centrales hidroeléctricas) las centrales de pasada suelen tener una gran variabilidad en sus costos marginales, oscilando desde costos bajos-medios (US\$30/MWh) a costos altos (sobre US\$200/MWh) y en promedio poseen US\$130/MWh, pero no hay muchas diferencias entre las centrales, tal como ocurría con las proporciones de potencias firmes en las centrales de carbón.

Las diferencias que dieron lugar a los primeros lugares a estas centrales están en su actividad y sus aportes en seguridad. Isla, Loma Alta y Cavanca son las centrales más activas de su grupo, todas sobre el 65% de factor de planta. Además, las centrales de pasada suelen tener grandes aportes en seguridad, pues todas aportan sobre el 55% en seguridad (potencia firme/potencia bruta). Cavanca, aunque sea una central pequeña, lidera en este indicador alcanzando un 71% de su capacidad como potencia firme.

Chapiquiña, la última en eficiencia de su grupo, resalta en indicadores promedios. Junto con Cavanca posee los costos marginales más bajos operando, pues como mini centrales de pasada el CDEC le asigna costos de un dólar por MWh. Su baja eficiencia en

comparación al resto se debe a su factor de planta porque en promedio posee un factor de planta del 50%, un poco menor al promedio del 56% alcanzado por el total de centrales de pasada de la muestra, pero tiene una gran variabilidad en este indicador. Está ubicada en la región de Arica y Parinacota, y por ello su producción depende del flujo de agua disponible del canal Lauca cuyo flujo aumenta durante el invierno altiplánico. Esta cualidad hace que el factor de planta oscile desde 36-75%.



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Las centrales de biomasa resultaron ser las terceras más eficientes. Esta vez, a diferencia de los medios anteriores, se puede ver una mayor amplitud entre los medios más y menos eficientes. En este medio se encuentran desde las centrales más eficientes de la muestra a poseer centrales bajo el promedio general.

Las centrales de biomasa en los indicadores principales que se evalúan (costos, actividad y seguridad) no son las que ocupan en primer lugar destacándose en una sola variable, pero sin importar el punto de comparación siempre están por sobre el promedio general. La combinación de estos factores individuales, no líderes, pero si destacables en su conjunto, las ha llevado a tener un buen resultado. Pero lo anterior, aunque común para el medio, destaca aún más a las centrales que resultaron top de este grupo.

En los casos de la central Cholguán (1° lugar general) y Escuadrón (3° lugar general) se presentan periodos en que destacan excesivamente sobre el resto de su grupo y el total de la muestra, aunque en promedios puede no parecerlo. Por ejemplo, Cholguán y Escuadrón poseen un factor de planta promedio de 68%, lo cual es superior al promedio general y de su muestra, pero en ciertos periodos llegan a tener FP superiores al 85%, lo cual es muy alto, incluso en estándares de centrales térmicas. En aportes de seguridad también resaltan, pero en menor cuantía, pues en promedio están sobre su grupo y tienen aportes del 50% de su capacidad como potencia firme, niveles similares a centrales de carbón y petróleo, y Cholguán incluso llega en periodos a aportes del 58%.

Examinando las centrales menos eficientes de este grupo: Nueva Aldea III (85° en ranking general), Linares (58°) y Arauco (57°) se aprecia el efecto contrario a las centrales líderes del grupo. Es decir, en promedio no pueden parecer muy diferentes entre sí y con ligeras diferencias, pero es en su actividad en los distintos periodos los que marcan la diferencia.

Por dar un ejemplo de lo anterior, Nueva Aldea III posee un factor de planta promedio del 58%, mayor al promedio general y de su grupo, y un aporte de potencia firme del 42% en promedio, un poco más bajo del promedio general del 50%, pero hay periodos donde no obtuvo producción o donde el CDEC fijó en 0 MW su aporte seguro como potencia firme. Esto llevó a tener resultados de eficiencia más bajos.



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Las centrales hidroeléctricas de embalse resultaron cuartas en el ranking de fuentes más eficientes. Tal como en el caso de biomasa aquí también se aprecian grandes diferencias entre las más eficientes y las menos eficientes. En las centrales de embalse estas diferencias podrían estar dados por los volúmenes de sus embalses, que son vitales para su actividad.

Sin embargo, esto no es absolutamente cierto. Al revisar los niveles de embalses³¹ y las eficiencias de las centrales que dependen de ellos se pueden encontrar casos curiosos y poca correlación entre volúmenes de embalses y eficiencias. Por ejemplo, los niveles de embalse más afectados por el periodo de sequía fueron los embalses Laja, Lago Chapo y Ralco. La central Canutillar depende de uno de estos embalses más afectados, que corresponde al embalse Lago Chapo, pero resultó ser la más eficiente, principalmente guiado por su gran aporte en seguridad y factor de planta, ambos indicadores los más altos de todo el grupo de embalses. Misma situación ocurre con la central Antuco, que resultó con una eficiencia mayor que el promedio de su grupo, pero depende del embalse Lago Laja que es de los más afectados por la sequía. Caso contrario es el de la central Ralco, que es la segunda más ineficiente de este grupo y que pertenece al embalse del mismo

31 Los niveles de los distintos embalses ya fueron detallados en la sección 2: Presentación del Problema.

nombre, si se aprecian el efecto negativo de la sequía del embalse con grandes lagunas de bajos niveles que lo llevaron a una baja producción y costos más altos, y ello a una eficiencia menor.

Entonces ¿de dónde nacen las ineficiencias y diferencias entre los embalses? Una posible explicación puede ser el aprovechamiento del recurso hídrico. Sin duda si una central de embalse no tiene los niveles para producir se verá reflejado en su eficiencia, como en el caso de Rapel y Ralco, pero incluso con bajos niveles, pero aun con los volúmenes necesarios una central de embalse podría no aprovechar el recurso y esto refleja mejores factores de planta y con ello mejores eficiencias. Por lo anterior Canutillar, Machicura, Cipreses o Antuco poseen altas eficiencias pues sus factores de planta son de 63%, 45%, 61% y 51% en promedio respectivamente, superiores al 42% en promedio de los embalses.

El efecto de los niveles de embalses no afectará en gran medida a sus factores de planta, pero sí a sus potencias firmes, haciendo que Rapel y Ralco tengan solo un 23,7% y 38% de su capacidad como potencia firme en el periodo de análisis, muy por debajo del 51,3% del promedio del grupo en este indicador, y este menor aporte los llevó a tener peores eficiencias en comparación al resto.



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Las centrales de ciclo combinado en general suelen tener un comportamiento similar como se aprecia en el gráfico poseyendo eficiencias promedios entre 40 y 60%, pero se aprecian también centrales con resultados extremos, ya sean que obtuvieron eficiencias muy altas o muy bajas en relación al resto.

Por ejemplo, las centrales que dominan el grupo son San Isidro II (11°) y San Isidro I (20°), ambas de Endesa, y obtuvieron eficiencias muy por encima del resto. Nuevamente eso se debe a su actividad. Si las centrales de ciclo combinado rinden casi un 30% de factor de planta y aportan casi un 50% de su capacidad como potencia firme, San Isidro II rompe ambos indicadores con un Factor de planta en el periodo de 77% y un aporte seguro del 59%. San Isidro I también destaca en ambos indicadores, con un FP de 63% y un aporte

seguro del 51,4%. Además, estas centrales en su producción priorizan el gas natural por sobre el diésel, teniendo costos marginales más bajos que sus pares, casi un 45% más barata en el caso de San Isidro II, y un 38% en San Isidro I, cuando se comparan promedios del grupo.

Por otro lado y caso inverso son las centrales con eficiencias mucho menores al resto del grupo y que perjudicó el promedio de esta fuente. Estas centrales: Quintero, Tal tal 1 y Nuehuenco 9B no superan el 45% de eficiencia promedio, debajo del 57% del grupo. Quintero incluso no supera el 30% de eficiencia técnica y se posiciona en el lugar 87 de 92 centrales evaluadas. Al revisarlas se notan casos diferentes pero lógicos que afectaron su mal resultado, aunque de partida todas poseen bajos FP que no superan el 15%, obteniendo menos de la mitad de lo rendido en promedio por el grupo que tiene un 30% de FP en promedio.

Quintero por su parte, aunque posea un costo marginal más bajos que el promedio dado que tiene producciones de gas natural, tiene el menor aporte en seguridad del grupo, aportando solo un 26% de su capacidad como potencia firme en promedio del periodo de análisis y es así la mitad del promedio del grupo en este mismo indicador. Baja producción y baja seguridad lo llevan a tener menor eficiencia.

Nuehuenco 9B por su parte prioriza la generación por petróleo llevándolo a tener un alto costo marginal y con ello una baja producción: solo un 1,3% de FP. Pero por su parte logra un gran aporte en seguridad de respaldo (53%).

En definitiva, las centrales de ciclo combinado tienen una ventaja: pueden decidir qué tipo de fuente les conviene operar, gas o diésel, pero esto tendrá repercusiones en sus costos y actividad, y pueden lograr así eficiencias tan altas como San Isidro II o eficiencias tan bajas como Quintero.

Las centrales de petróleo se evaluarán en su conjunto (ver gráficos 6.16, 6.17 y 6.18 en la siguiente página), pues al poseer la misma tecnología comparten similitudes en su estrategia y en los principales indicadores que se están comparando. Todas ellas tienen un costo alto, superando todas ellas los US\$170/MWh y en promedio unos US\$260, y unas centrales incluso llegan sobre los US\$400 por MWh. La mayoría tiene muy bajos factores de planta, de un solo dígito, pero existen casos con mayor actividad, pero no superan el 20%. Y donde sí destacan es en sus aportes en seguridad donde en su mayoría se mantienen entre los 45 y 52% de su capacidad como firme.

Como es de suponer las diferencias están en los detalles. Por ejemplo Inacal (21°), la central de petróleo más eficiente de todas, posee un factor de planta del 30% en todo el periodo, lo cual es casi cuatro veces mayor que el FP esperado para las centrales de este tipo. Tiene además un gran aporte en potencia firme, representando un 59% de su capacidad bruta, lo cual es muy superior incluso considerando toda la muestra. Por su parte Diésel Zofri (24°), otra central muy eficiente de este tipo posee el segundo mayor aporte en seguridad del sistema si se considera como proporción (65% de su capacidad como potencia firme).



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Al ver los gráficos también se podría pensar que existe una relación entre el tamaño y la eficiencia en esta fuente, pues al disminuir el tamaño por central aumenta su eficiencia. Al calcular su correlación se aprecia la relación indirecta, pero no es del todo significativa, pues se obtiene un índice de correlación de solo un $-0,287$. La disminución en promedios se debe principalmente a casos específicos donde han perjudicado o mejorado el promedio de su grupo. Por ejemplo, en el grupo “Pequeñas Petróleo” ya se nombraron las centrales Inacal y Zofri, y con ellas también se puede sumar la central Diésel Arica (29°) que tuvo un gran aporte en seguridad ($64,5\%$); siendo estas 3 centrales quienes suben el promedio de su grupo.

Casos contrarios que reafirman lo anterior son las centrales Laguna Verde (90°) y Renca (81°), centrales sin o casi nula producción, un bajo aporte en seguridad en comparación al resto y costos marginales mucho más altos que el resto de las petroleras; cuyas eficiencias perjudicaron el resultado de sus grupos. Es más, de no considerar estas 5 centrales con resultados muy extremos, los promedios de eficiencias de los 3 grupos convergen en un 50% .



Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Por último, las centrales eólicas resultaron ser las menos eficientes de toda la muestra. Estas centrales son los medios más baratos operando en el sistema con un costo marginal de $7,7$ dólares por MWh, sólo superadas por las mini centrales hidroeléctricas de pasada. Este muy bajo costo de producción podría hacer pensar que fueran más eficientes, sin embargo esta fuente tiene sus desventajas.

Al depender del viento para estar generando tienen una alta variabilidad en su producción, incluso si se evaluara por horas. Al ser un recurso del cuál no se puede tener certeza sus aportes en seguridad son mínimos, cerca del $10-15\%$ de su capacidad como potencia firme, y además una producción muy baja, variando entre 20 y 30% en FP. Por lo tanto los defectos que poseen, es decir, su bajo aporte en seguridad y su baja producción tienen mayor incidencia que sus ventajas, que serían sus bajos costos, y ello repercutiría en menores resultados de eficiencia.

Se han comparado los resultados de eficiencia con los principales indicadores del sector, pero ¿cuál de ellos es más significativo para explicar los resultados de eficiencia? Los efectos que tienen los indicadores en los resultados de eficiencia se pueden comprobar en

la tabla 6.9 donde se calcularon sus índices de correlación por centrales³². Se aprecia así que el factor de planta es el indicador que más relación tiene con los resultados de eficiencia, seguido por el aporte en seguridad y finalmente el costo marginal de una central.

Tabla 6.9: Índices de Correlación entre principales indicadores y la eficiencia técnica. Modelo de Seguridad 2010-2015.

Índice de Correlación	Eficiencia Técnica
Costo Marginal	-0,42
Factor de Planta	0,79
Seguridad ³³	0,60

Fuente: Elaboración propia. Función Cobb-Douglas

Lo anterior justifica lo ya planteado sobre los resultados de eficiencia de las centrales eólicas, pues pese a formar parte de los costos marginales más bajos operando en el sistema, su bajo aporte en seguridad y su baja actividad tienen una influencia mayor que explica su baja eficiencia.

Sobre los resultados de eficiencia entre las tres centrales eólicas, estas se explican por quienes producen y aportan más en seguridad, pues las tres tienen los mismos costos marginales. Es más, si se rankeara por estos indicadores (FP y porcentaje como potencia firme) se obtendría el mismo orden que el ranking por eficiencia técnica en este grupo.

6.4.- CLÚSTER DE CENTRALES 2010-2015:

En los casos anteriores se han analizado a las centrales por grupos que fueron definidos a priori según el tipo de energía que utilizan, pero con los resultados de las eficiencias obtenidas se puede deslumbrar que incluso dentro de un mismo grupo definido existen grandes diferencias. Es por ello que se desea plantar unos nuevos grupos esta vez incorporando los resultados de eficiencia por lo cual se hará un análisis de clúster utilizando el software SPSS.

Este análisis consideró los resultados obtenidos de la estimación por centrales del 2010-2015 con la forma Cobb-Douglas, e incluye las variables usadas en su estimación. Dichas variables y su descripción están presentes en la tabla 6.10 en la siguiente página:

³² También se pueden revisar los gráficos de dispersión entre los principales indicadores y los resultados de eficiencia técnica en el Anexo V

³³ Medido como Potencia Firme/Potencia Bruta Instalada, en porcentaje.

Tabla 6.10: Variables utilizadas para Segmentación de Centrales:

Variable	Descripción
Costo Marginal	Se utilizó el promedio de los costos marginales de una central dentro del periodo de análisis. Medida en US\$/Mwh
Capacidad	El tamaño de planta en MW de una central. Si una central cambia su tamaño dentro del periodo de análisis por una ampliación o nuevas unidades se considerará el promedio obtenido por todo el periodo de análisis.
Potencia Firme	Corresponde al promedio del porcentaje de la capacidad aportada por una central como potencia firme.
Factor de Planta	Considera en porcentaje la tasa de ocupación de una central durante los 6 años de estudio.
Fuente de Generación	Variable cualitativa. Considera el tipo de insumo que utiliza una central para generar: carbón, ciclo combinado, petróleo, eólica, hídrico embalse, de pasada o biomasa. También consideró si eran térmicas o hídricas. Para todas las anteriores se utilizaron variables binarias para hacer la distinción.
Tipo de Generación	Variable cualitativa tipo binaria. Considera si la central es de fuente convencional o del tipo ERNC.
Eficiencia Técnica	Promedio de la eficiencia técnica obtenido por la central con la estimación Cobb-Douglas durante el periodo de análisis.

Es así como se efectuó una segmentación por medio de conglomerados jerárquicos con el método de Ward donde se determinó la presencia de 4 segmentos bien definidos. Para identificar estos 4 segmentos se revisó el dendograma generado por la segmentación con el corte en el punto 12,5; obteniendo su respectiva tabla ANOVA, disponibles en el Anexo VI.

La tabla Anova demostró tener valores F altos³⁴, cuya significancia al 95% de confianza hace rechazar la hipótesis nula que plantea que existe la misma media en todos los grupos, por lo cual queda demostrado, para todas las variables cualitativas como cuantitativas usadas³⁵ que existen diferencias entre los grupos.

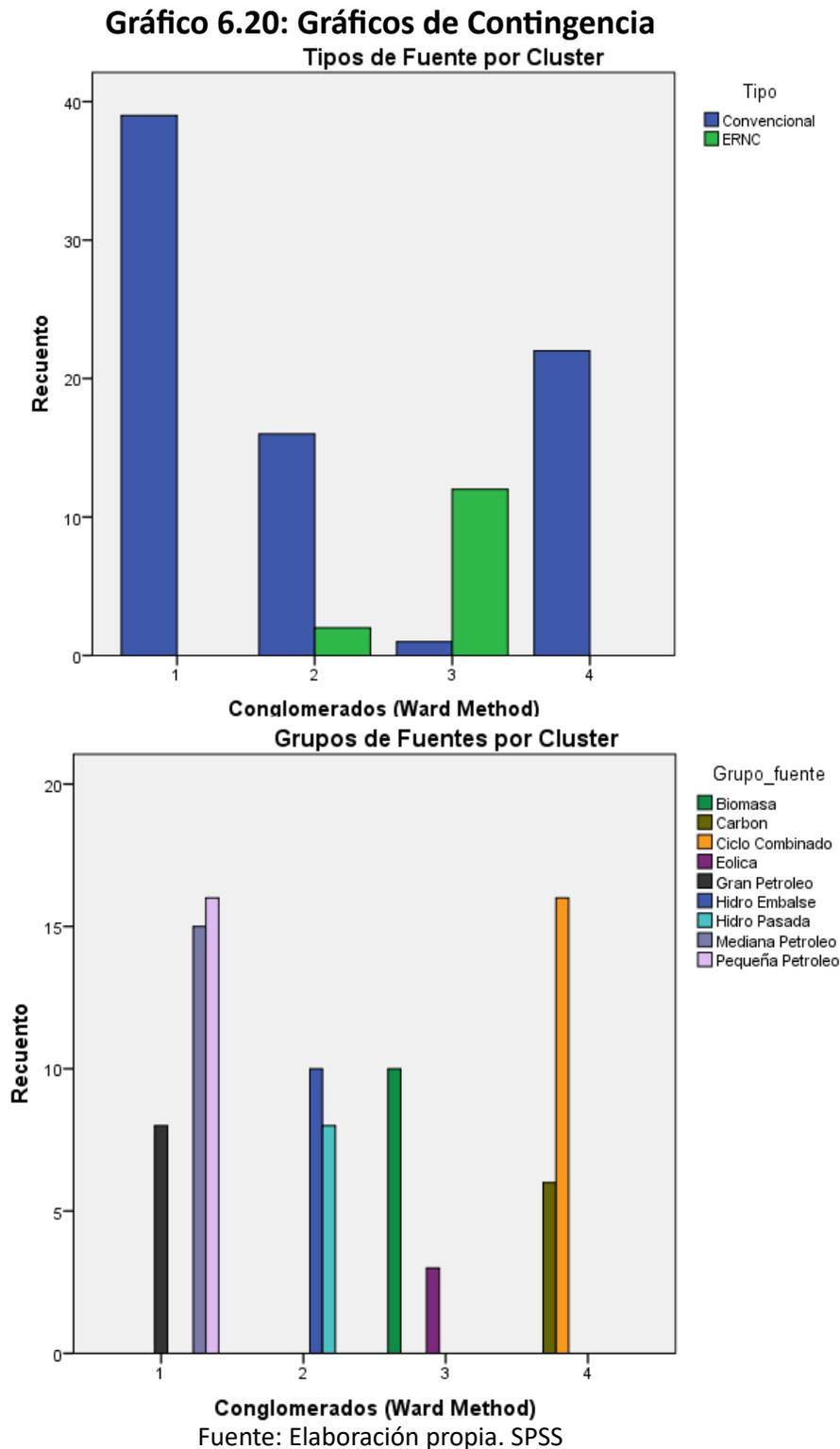
En una revisión de los gráficos de las tablas de contingencia con los 4 conglomerados creados se puede apreciar que aún el tipo de fuente es significativo para la definir los segmentos³⁶ (lo cual es esperable porque centrales con una misma tecnología suele tener comportamientos similares), pero a diferencia de los grupos creados a priori para detallar los resultados (los grupos del Anexo IV) ahora se agrupan unas tecnologías que tienen

34 Para determinar si son valores altos son comparados al valor F de la Tabla de Fisher, que para este caso corresponde a aproximadamente 2,7, dado el tamaño de la muestra de 92 centrales y número de 4 grupos conglomerados.

35 Con la excepción de las variables donde se presentó una media cuadrática 0, por lo cual el valor F no pudo ser calculado. Sin embargo como otros valores descriptivos con variables cualitativas si dieron los resultados esperados se mantienen estas variables.

36 Un corte distinto, en 10 puntos en el Dendograma habría arrojado la creación de 7 segmentos, pero este resultado se rechazó con tal de presentar los resultados con 4 segmentos. La razón fue que el modelo de 7 segmentos sólo agrupó a todas las petroleras en un solo segmento, manteniendo los grupos que fueron definidos a priori. Esto se detalla en el ANEXO VII.

indicadores similares. Lo anterior puede reafirmarse al ver 2 de los gráficos más representativos que compara los grupos o tipos y sus conglomerados:



La obtención de estos 4 grandes grupos identificados en el dendograma, en vez de los 9 que se describieron a priori y que solo consideraba su tecnología, permitió unificar ciertos grupos y diferenciar otros.

Por ejemplo, este análisis permitió diferenciar a las centrales de generación de petróleo del resto de las centrales térmicas: carbón y ciclo combinado. Normalmente, por las características de su tecnología (que consiste en usar un combustible para la rotación de una turbina y así generar energía) se suele aglutinar estos medios como uno solo: “centrales térmicas”, pero el análisis clúster las diferencia por su naturaleza demostrando sus diferencias. Las centrales de carbón y ciclo combinado, aunque lejos en el ranking, son

separadas por solo 20 puntos de eficiencia en promedio, y esta diferencia en promedios no es tan grande considerando que el promedio de las centrales de ciclo combinado es castigado por un par de centrales (tal como se vio cuando se comparó centrales con sus pares), y además comparten muchas similitudes como: ser térmicas, costos marginales bajos-medios, factores de planta superiores al promedio (aunque diferentes entre sí) y aportes en potencia iguales al promedio de la muestra. Las centrales de petróleo por su parte se diferencian de ellas por poseer bajos factores de planta, costos marginales más altos y con ello bajas eficiencias, que las desplazaron a formar un grupo individual y aparte del resto de las térmicas.

El análisis de clúster además unificó las centrales de ERNC como un solo segmento dado su comportamiento. Ambos medios tienen sus similitudes (costos marginales relativamente bajos, tienen tamaños pequeños o medianos y son renovables), sin embargo podrían ser considerados grupos separados, entre eólicas y biomasa, por las siguientes razones: 1) Ambos medios estaban en polos opuestos dentro del ranking de eficiencias por fuentes con 0,5 de eficiencia de diferencia entre sí; 2) Si bien tienen costos marginales bajos (menores a 100 dólares por MWh) aún hay una gran magnitud entre ambos (casi 70 dólares en promedio); 3) la actividad de las centrales de biomasa es alta con 67% de ET promedio, mientras que la eólica es baja con 22,5% en promedio; y 4) estas centrales estaban juntas en el análisis clúster con un corte de 12,5 en el dendograma, pero un corte más exigente en 10 puntos lograría 7 grupos separando estos medios³⁷.

Es por lo anterior que los cuatro grupos han sido denominados: petroleras, hidroeléctricas, renovables y térmicas eficientes.

Grandes diferencias entre los cuatro grupos se aprecian en la tabla 6.11 donde se presentan promedios de sus principales indicadores de generación:

Tabla 6.11: Valores Promedio por Conglomerado

Clúster	Promedio de ET (0-1)	Prom. de Seguridad (pot. Firme/cap) (%)	Promedio de Cap. Neta (MW)	Promedio de Cmg (US\$/MWh)	Promedio de FP (%)
Petroleras	0.50	51.9%	45.12	259.84	7.2%
Hidroeléctricas	0.72	55.8%	234.03	117.88	47.9%
ERNC	0.57	36.5%	28.34	61.29	44.4%
Térm. productivas	0.65	50.4%	304.09	125.59	42.9%
Total general	0.59	50.1%	141.64	171.91	28.9%

Fuente: Elaboración propia. Datos de la muestra de 92 centrales.

Si bien puede haber grupos con similitudes en algún indicador en específico, siempre tendrán comportamientos diferentes en el resto de indicadores. Por ejemplo, el segmento de petroleras e hidroeléctricas obtienen similares indicadores de seguridad, pero son muy diferentes en tamaños, costos marginales y actividad.

³⁷ Este último argumento puede ser revisado en el Anexo VII, donde se plantea otro análisis clúster..

Las diferencias entre los segmentos creados también son apreciables en mapas de dispersión al situar 2 de los indicadores más importantes en los ejes: Costo Marginal y el Factor de Planta, y posteriormente Factor de Planta y Aporte en Seguridad.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1 y SPSS. Datos promedios 2010 - 2015



Fuente: Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1 y SPSS. Datos promedios 2010 - 2015

Con todos los datos expuestos ya se puede realizar una descripción de los 4 grandes segmentos encontrados, presentes en la tabla 6.12:

Tabla 6.12: Descripción de los Conglomerados

N ^o	Nombre	Descripción
1	Petroleras	Cuando con 39 centrales representando el 42% de la muestra. Incluye solo centrales térmicas de petróleo. En su conjunto promedian un 50% de eficiencia técnica. Destacan por tener un alto costo marginal promediando US\$259/MWh y un bajo factor de planta: 7,2% en promedio. En su mayoría no son grandes centrales, puesto que ninguna supera los 140 MW instalados y promedian 45 MW por central.
2	Hidroeléctricas	Incluye 18 centrales hidroeléctricas ya sean de pasada o de embalse. En general son centrales de gran tamaño promediando 234 MW en tamaño. Destacan en ser el grupo más eficiente de estos 4. Poseen costos marginales medios alcanzando US\$117,88/MWh en promedio con una ocupación de planta del 48%. Son centrales de fuentes convencionales en su mayoría, exceptuando las 2 mini hidroeléctricas de pasada que por su tamaño se consideran de ERNC. Representa el 20% de la muestra.
3	Renovables	Solo 13 centrales donde la mayoría son de ERNC, ya sean eólicas o de biomasa. Si bien entre centrales eólicas y de biomasa tuvieron grandes diferencias en sus eficiencias, por sus aportes en seguridad y factor de planta, se asimilan en que ambas son medios de generación limpia y son de los medios más pequeños en tamaño, ninguna superando los 80 MW. También poseen el costo promedio por MWh más bajo de estos grupos: US\$28,34/MWh.
4	Térmicas Productivas	Comprende 22 centrales, todas térmicas ya sean de ciclo combinado o de carbón. Son centrales de gran tamaño y que obtuvieron resultados dispares en eficiencia, aunque en general poseen una alta eficiencia promediando un 65%. Poseen costos medios y un aporte en seguridad similar al promedio general. Su principal característica es que son centrales de gran tamaño promediando 300 MW por central, la mayoría tiene un tamaño entre 200MW y 600 MW. Representa casi un cuarto de la muestra.

Fuente: Elaboración Propia. Resultados de la segmentación por método de Ward. SPSS.

6.5.- ESTIMACIÓN POR CENTRALES PARA PERIODO 2015:

Este último y nuevo análisis cubre 131 centrales con tal de tener un muestreo más amplio de los tipos de generación, en especial a lo que refiere a centrales de fuentes renovables. Por ejemplo, en el análisis anterior que cubre del 2010 al 2015 contaba como ERNC a 9 centrales de biomasa, 3 eólicas y ninguna central solar, pero con el paso del tiempo en la matriz se han instalado en gran número las centrales de este tipo, por lo cual este análisis ahora cubre con 17 centrales de biomasa, 13 eólicas y 9 solares. Pero para tener este muestreo balanceado se requirió bajar el número de periodos a 4 llegando así a contemplar solo al año 2015.

Esta estimación utiliza el modelo de seguridad, es decir, también consideró como variable dependiente la suma de generación y aporte en seguridad. Se realizaron nuevas estimaciones con los datos de esta muestra que obtuvieron los siguientes modelamientos econométricos:

1. Función Cobb-Douglas:

$$\ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = 7,59 - 0,12 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,09 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + v_{it} - \mu_{it}$$

Con los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	7.59	0.22	34.27
Costo Marginal (Cmg)	-0.12	0.03	-4.57
Capacidad (Cap)	1.09	0.02	53.59
sigma-squared	0.98	0.48	2.04
gamma	0.96	0.02	53.34
mu	-0.17	0.70	-0.25
eta	0.00	0.01	-0.34
log likelihood function =			-86.57
LR test of the one-sided error =			703.79
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1

2. Función Translogarítmica:

$$\ln(\text{Generación} + \text{Aporte Seguro}) = 8,08 - 0,01 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}) + 1,01 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}) + 0,03 \ln(0,5(\text{Costo Marginal}_{it} * \text{Capacidad Neta}_{it})) - 0,04 \ln(\text{Costo Marginal}_{it}^2) - 0,0002 \ln(\text{Capacidad Neta}_{it}^2) + v_{it} - \mu_{it}$$

Y los siguientes indicadores estimados:

	coefficient	standard-error	t-ratio
beta 0	8.08	1.17	6.89
Costo Marginal (Cmg)	-0.01	0.11	-0.06
Capacidad (Cap)	1.01	0.22	4.55
0,5*Cmg*Cap	0.03	0.02	1.08
CMg ²	-0.04	0.01	-3.93
Cap ²	-1.6E-04	0.01	-0.02
sigma-squared	2.81	1.72	1.63
gamma	0.99	0.01	121.56
mu	-3.33	2.65	-1.26
eta	0.00	0.01	-0.53
log likelihood function =			-82.89
LR test of the one-sided error =			669.95
with number of restrictions =			3

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

Según los valores de razones de máxima verosimilitud de ambas formas funcionales y sus valores críticos del test de Kodde y Palm (1986) correspondientes, se comprueba la presencia de ineficiencia técnica al 99% de confianza en ambos modelos. Otro indicador ligado con lo mismo es el coeficiente gamma, nuevamente indicando que las desviaciones entre las centrales (0,96 para Cobb-Douglas y 0,99 para Translog), para ambos modelos, son fuertemente explicadas por ineficiencias técnicas.

Otra similitud entre los modelos es en los coeficientes de los parámetros principales (costo marginal, capacidad) donde en este caso resultaron iguales, demostrando las mismas relaciones entre la variable dependiente y sus variables independientes, al menos en dirección.

Además el valor eta, tanto para la forma Cobb-Douglas como la forma Translogarítmica presenta un valor cero indicando que no existiría alteración de la eficiencia técnica dentro del año. Esto era muy esperable dado que según Kumbhakar & Lovell (2000) los cambios de eficiencia técnica en un sector son más notorios a medida que mayor sea el periodo de análisis y ya no se habían observado cambios en el modelo de seguridad 2010 – 2015.

Sobre los resultados de las eficiencias técnicas, se obtuvieron similitudes entre ambas formas funcionales y similares también con los ya obtenidos en el análisis anterior. La siguiente tabla muestra el ranking por fuente de esta estimación en las 2 formas funcionales, que como se puede observar la única diferencia en el orden del ranking son la alteración entre los lugares de carbón y cogeneración:

Tabla 6.13: Ranking de Fuentes más eficientes por forma funcional 2015

N°	Cobb-Douglas		Translog	
	Fuente	Promedio ET	Fuente	Promedio ET
1°	Hidro Pasada	0.82	Hidro Pasada	0.87
2°	Carbón	0.76	Cogeneración	0.86
3°	Cogeneración	0.75	Carbón	0.80
4°	Biomasa	0.74	Biomasa	0.76
5°	Hidro Embalse	0.62	Hidro Embalse	0.69
6°	Pequeña Petróleo	0.58	Pequeña Petróleo	0.66
7°	Ciclo Combinado	0.53	Ciclo Combinado	0.61
8°	Mediana Petróleo	0.49	Mediana Petróleo	0.60
9°	Gran Petróleo	0.45	Gran Petróleo	0.54
10°	Eólica	0.22	Eólica	0.23
11!	Solar	0.18	Solar	0.18
	Promedio Gral.	0.55	Promedio Gral.	0.61

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1

Pero tal como en los análisis anteriores se presentarán solo los resultados de la forma funcional que más se acomode a los datos. Por ello dado los valores de las razones de máxima verosimilitud de la función Cobb-Douglas de 703,79 y de 669,95 para la función Translogarítmica se obtiene una razón de verosimilitud generalizada de:

$$LR = -2[(703,79) - (669,95)] = -67,68$$

por lo cual y dado un valor chi-cuadrado de 7,81 se acepta la hipótesis nula que la forma funcional Cobb-Douglas es la mejor representación de los datos.

Por consiguiente, los grupos de fuentes más eficientes quedó de la siguiente manera:



Fuente: Elaboración Propia. Fronter 4.1. Promedios de Eficiencia Técnica Cobb-Douglas.

Del gráfico 6.23 se desprende que nuevamente los resultados indican que no existe ningún medio de generación 100% eficiente, aunque tal como se presentará más adelante sí existieron centrales con resultados de eficiencias técnicas muy altas, pero a este nivel lo que importan son los promedios de las fuentes.

En general, los resultados obtenidos por las fuentes más eficientes, a grandes rasgos, son muy similares a los ya obtenidos en el modelo anterior que consideraba los 6 años. Esta vez tiene sus matices, como que los medios hidroeléctricos de pasada esta vez se sobreponen a los medios de carbón en el primer lugar, o las pequeñas centrales de petróleo que ahora superan en promedio a los medios de ciclo combinado, pero el resto de las centrales se mantienen en el mismo orden. Estas pequeñas diferencias responden a la actividad propia de este año, que obtuvo mayores reservas en los embalses que proveen a las centrales de pasada respecto a años anteriores, y una baja en los precios de los combustibles favoreciendo a los medios de diésel, llevando así a menores costos marginales para ambos medios de generación.

En definitiva, los medios más eficientes: hidroeléctricas de pasada, carbón y biomasa; siguen manteniendo en la cima del ranking en ambas estimaciones (2010-2015 y 2015) y lo mismo ocurre con los medios menos eficientes: ciclo combinado, petroleras y eólicas.

Por otra parte, se agregan 2 nuevas fuentes de generación. Una de ellas son las centrales solares que obtuvieron en promedio una eficiencia técnica del 18% resultando ser menos eficientes que las eólicas. Este medio es muy barato poseyendo un valor de entre 6 y 8 dólares por MWh según los valores entregados por los CDEC y han tenido un *boom* en instalaciones desde el 2014. Ambos medios, solares y eólicos, poseen similares factores de planta, aportes en seguridad y tamaños, por ello las diferencias se debieron a casos individuales de centrales que favorecieron o perjudicaron el resultado promedio del grupo, tal como el caso de la central eólica Negrete Cuel que obtuvo un buen desempeño en su grupo, o la central solar Salvador FV con un bajo resultado de eficiencia, y con ello un efecto opuesto para las solares. De estas centrales se detallarán más adelante al examinar y comparar centrales con sus grupos.

El otro medio que se agrega es la cogeneración, donde solo existe una central que la representa: la central Noracid, obteniendo un gran resultado con un 75% de eficiencia técnica en promedio. La cogeneración aprovecha el calor generado por otro medio de producción para generar energía. La central Noracid es de 17,5 MW, y con ello alcanzó un factor de planta del 87,4% en 2015, aparte de tener un costo marginal bajísimo. A la cogeneración se le considera un medio convencional en Chile.

Realizando las mismas comparaciones de interés del análisis 2010-2015 se vuelve a comparar las fuentes ERNC con los medios convencionales. A modo de recuerdo, en el modelo anterior se obtuvo que los medios ERNC eran levemente superiores en eficiencia a los medios convenciones, sin embargo estas diferencias eran sumamente mínimas, de tan solo pocos puntos porcentuales en los promedios de eficiencias de estos tipos de fuentes, lo que llevó a concluir que no existían diferencias de eficiencias en los promedios de ambos tipos. Esta vez, en el análisis del 2015, se cuenta con una muestra mucho más amplia de centrales ERNC y con ello es posible apreciar una mayor diferencia entre ambos tipos.

Esta vez las centrales ERNC en conjunto resultaron menos eficientes que los medios convencionales, tal como se aprecia en el gráfico 6.24. Anteriormente (en los análisis 2010-2015) las fuentes que conformaban este grupo eran centrales de biomasa y eólicas, y ambas poseían resultados opuestos en eficiencia. Pero esta vez, con una mayor cantidad de eólicas y la integración de centrales solares (que no obtuvieron buenos resultados de eficiencia), hizo que se distanciaron de los medios convencionales. Pese a esto, las diferencias siguen siendo bajas, pero no por ello sin significancia, pues los medios convencionales se sobreponen en un 11% de eficiencia en promedio frente a los medios renovables que obtuvieron una eficiencia en conjunto del 48%.



Fuen

te: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

El otro análisis de interés era revisar la relación entre los tamaños de centrales y sus eficiencias, pero se obtuvo similar resultado que en el análisis 2010-2015. En el gráfico 6.25 se denota que no existe ninguna relación entre estas 2 variables y es confirmado con un coeficiente de correlación de 0.099 (prácticamente cero). Este resultado vuelve a corroborar que no se encuentre la presencia de economías de escala para el sector de generación.



Fue

nte: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Se prosigue con presentar el ranking obtenido por centrales en esta estimación:

Tabla 6.14: Ranking de Centrales más eficientes. Modelo de Seguridad 2015

#	Central	Fuente	ET	#	Central	Fuente	ET
1	TERM. MEJILLONES CTM	C. Combinado	0.97	52	PEHUENCHE	Hidro Embalse	0.61
2	VIÑALES	Biomasa	0.97	53	NUEVA ALDEA III	Biomasa	0.60
3	PACIFICO CMPC	Biomasa	0.94	54	EL TORO	Hidro Embalse	0.60
4	SANTA MARTA	Biomasa	0.91	55	QUINTAY	Pequeña Petróleo	0.58
5	ENERGIA PACIFICO	Biomasa	0.91	56	CHILOE	Pequeña Petróleo	0.58
6	ISLA	Hidro Pasada	0.91	57	CHAPIQUIÑA	Hidro Pasada	0.58
7	NUEVA VENTANAS	Carbón	0.90	58	TRAPEN	Mediana Petróleo	0.57
8	CHOLGUAN	Biomasa	0.90	59	EL SALVADOR TG	Mediana Petróleo	0.57
9	SAN IGNACIO	Hidro Pasada	0.90	60	LOS PINOS	Gran Petróleo	0.57
10	LOMA ALTA	Hidro Pasada	0.90	61	EL PEÑON	Mediana Petróleo	0.56
11	CAMPICHE	Carbón	0.90	62	PANGUE	Hidro Embalse	0.56
12	CAVANCHA	Hidro Pasada	0.90	PROMEDIO			0.55
13	LICANTEN	Biomasa	0.89	63	GASATACAMA	Ciclo Combinado	0.55
14	TERM. HORNITOS	Carbón	0.88	64	EL TOTORAL	Pequeña Petróleo	0.55
15	CABRERO	Biomasa	0.87	65	LAS VEGAS	Pequeña Petróleo	0.54
16	ESCUADRON	Biomasa	0.87	66	NEHUENCO I	Ciclo Combinado	0.54
17	INGENOVA	Peq. Petróleo	0.86	67	MANTOS BLANCOS	Mediana Petróleo	0.54
18	TERM. ANDINA	Carbón	0.86	68	QUELLON	Pequeña Petróleo	0.54
19	CURILLINQUE	Hidro Pasada	0.86	69	COLIHUES	Mediana Petróleo	0.53
20	QUILLECO	Hidro Pasada	0.85	70	CORONEL TG DIESEL	Ciclo Combinado	0.53
21	MACHICURA	Hidro Embalse	0.84	71	INACAL	Pequeña Petróleo	0.53
22	CANUTILLAR	Hidro Embalse	0.84	72	ESPERANZA	Mediana Petróleo	0.52
23	ANGAMOS	Carbón	0.82	73	EMELDA	Mediana Petróleo	0.52
24	LOMA LOS COLORADOS	Biomasa	0.81	74	TENO	Mediana Petróleo	0.51
25	TERM. NORGENER	Carbon	0.81	75	LAJA	Biomasa	0.51
26	RUCUE	Hidro Pasada	0.81	76	LOS VIENTOS	Gran Petróleo	0.50
27	LAUTARO	Biomasa	0.77	77	RALCO	Hidro Embalse	0.50
28	VALDIVIA	Biomasa	0.76	78	LAJA CMPC	Biomasa	0.50
29	DIESEL ZOFRI	Peq. Petróleo	0.76	79	TALTAL 2	Ciclo Combinado	0.49
30	NORACID	Cogeneración	0.75	80	HUASCO TG	Mediana Petróleo	0.49
31	GUACOLDA	Carbón	0.74	81	LOS ESPINOS	Gran Petróleo	0.49
32	EL TORO MINI	Hidro Pasada	0.74	82	SAN ISIDRO I	Ciclo Combinado	0.49
33	ALTO HOSPICIO	Hidro Pasada	0.74	83	HORCONES TG	Ciclo Combinado	0.48
34	SANTA FE	Biomasa	0.74	84	DIESEL ENAEX	Pequeña Petróleo	0.48
35	VENTANAS I	Carbón	0.73	85	COLMITO	Ciclo Combinado	0.48
36	TERM. TARAPACÁ	Carbón	0.72	86	ANGOSTURA	Hidro Embalse	0.48
37	ARAUCO	Biomasa	0.72	87	TERM. TOCOPILLA	Ciclo Combinado	0.48
38	ANTUCO	Hidro Embalse	0.72	88	D. DE ALMAGRO TG	Mediana Petróleo	0.47
39	NEHUENCO II	Ciclo Combinado	0.72	89	LINARES	Biomasa	0.47
40	COLBUN	Hidro Embalse	0.71	90	TERMOPACIFICO	Mediana Petróleo	0.46
41	CIPRESES	Hidro Embalse	0.71	91	PLACILLA	Pequeña Petróleo	0.46
42	DIESEL ARICA	Peq. Petróleo	0.69	92	SAN LORENZO	Mediana Petróleo	0.46
43	NUEVA RENCA	Ciclo Combinado	0.67	93	SANTA LIDIA	Gran Petróleo	0.45
44	SAN ISIDRO II	Ciclo Combinado	0.63	94	CHUYACA	Peq. Petróleo	0.45
45	VENTANAS II	Carbón	0.62	95	NEHUENCO 9B	C. Combinado	0.44
46	CONCON	Peq. Petróleo	0.62	96	YUNGAY	Gran Petróleo	0.43
47	MAULE	Peq. Petróleo	0.62	97	RENCA	Gran Petróleo	0.41
48	NUEVA ALDEA I	Biomasa	0.62	98	LOS OLIVOS	Gran Petróleo	0.41
49	CONST. ELEKTRAGEN	Pequeña Petróleo	0.61	99	BOCAMINA II	Carbón	0.40
50	CALLE CALLE	Pequeña Petróleo	0.61	100	CANDELARIA	C. Combinado	0.40
51	PUNTA COLORADA	Pequeña Petróleo	0.61	101	DEGAÑ	Med. Petróleo	0.40

#	Central	Fuente	ET	#	Central	Fuente	ET	
10	2	TERM. TAMAYA	Gran Petróleo	0.39	117	DIESEL IQUIQUE	Med. Petróleo	0.23
10	3	LAGUNA VERDE	Biomasa	0.39	118	UCUQUER	Eólica	0.22
10	4	ANTILHUE	Gran Petróleo	0.38	119	MONTE REDONDO	Eólica	0.21
10	5	TALTAL 1	C. Combinado	0.37	120	POZO ALMONTE 2	Solar	0.20
10	6	NEGRETE CUEL	Eólica	0.31	121	POZO ALMONTE 3	Solar	0.20
10	7	LAGUNA VERDE TG	Peq. Petróleo	0.30	122	SAN ANDRES	Solar	0.20
10	8	QUINTERO	C. Combinado	0.30	123	EOLICA CANELA	Eólica	0.19
10	9	SAN PEDRO	Eólica	0.29	124	SOLAR EL AGUILA	Solar	0.19
11	0	RAPEL	Hidro Embalse	0.27	125	LOS CURUROS	Eólica	0.18
11	1	PAMA FV	Solar	0.26	126	TOTAL	Eólica	0.18
11	2	TAL TAL EOLICO	Eólica	0.26	127	TALINAY	Eólica	0.18
11	3	PUNTA PALMERAS	Eólica	0.26	128	CHAÑARES	Solar	0.17
11	4	V. DE LOS VIENTOS	Eólica	0.24	129	S. D. DE ALMAGRO	Solar	0.12
11	5	EL ARRAYAN	Eólica	0.24	130	EO. PUNTA COLORADA	Eólica	0.09
11	6	LLANO DE LLAMPOS	Solar	0.24	131	SALVADOR FV	Solar	0.04

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas. Promedios de Eficiencia Técnica 2015³⁸

Una mirada general a la tabla permite apreciar que no existen cambios sumamente significativos con el ranking del modelo de seguridad 2010-2015, dado que las centrales de una misma fuente suelen tener comportamientos similares entre sí (aportes en seguridad, factores de planta y costos marginales) y por ello muchas centrales nuevas ingresadas al sistema se posicionan en puestos similares a los ya obtenidos por centrales de su misma tecnología que ya estaban incluidas en la muestra. Por ejemplo, las nuevas centrales de biomasa e hidroeléctricas de pasada suelen estar en los puestos más altos del ranking, las nuevas centrales de petróleo en los puestos medios o bajos, y las nuevas eólicas y solares (con características similares a las eólicas) en los puestos finales. Por ello un análisis más profundo sería detallar las conductas de ciertas centrales que destacan del resto de sus grupos, tal como se hizo anteriormente.

Comenzando con las hidroeléctricas de pasada, que en esta estimación resultaron primeras en eficiencia técnica. Sobre este punto se debe mencionar que la estimación anterior cubre un periodo que es denominado como sequía, y ello hace que los niveles de embalses que alimentan a los centrales de pasada sean más bajos (como ya se ha mencionado) ocasionando mayores costos y una menor actividad y aporte. Pero el año 2015 fue excepcionalmente positivo en términos hídricos (comparativamente al resto) y

38 En celeste todas las centrales nuevas, es decir, todas aquellas que no estaban en el análisis 2010-2015.

por esto repercutió en la actividad de las hidroeléctricas en general, llevándolas así al primer lugar cuando se considera este año de forma aislada³⁹.

Sobre sus centrales, todas ellas están por sobre el promedio general de la muestra, pero quien más destaca es la central Chapiquiña con el resultado más bajo de su grupo. Esta central también obtuvo el resultado más bajo de su grupo en el análisis de 6 años y sus indicadores no cambian significativamente cuando se compara su actividad desde el 2010 al 2015, que cuando se compara exclusivamente el año 2015, por lo cual las razones son las mismas. Básicamente pese a su costo marginal sumamente bajo aún posee el menor factor de planta de su grupo y un poco menor al promedio general, y aunque posee un gran aporte en potencia firme cuando se compara con otras fuentes, dentro de su grupo es el aporte proporcional a su tamaño más bajo (61% vs 69% promedio del grupo).



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Otras centrales nuevas en este análisis son el Toro Mini y Alto Hospicio, ambas mini centrales de pasada tal como Cavanca o la misma Chapiquiña. Ambas tienen características muy similares y pese a que tienen grandes aportes en producción y seguridad, su comportamiento queda al nivel del promedio del grupo siendo superadas por muchas otras.

Otro factor determinante para sus eficiencias son la actividad evaluada por trimestre. Por ejemplo, durante el primer semestre del 2015, tanto Alto Hospicio como El Toro Mini no tuvieron producción por lo cual su eficiencia se vio perjudicada. Chapiquiña en cambio tuvo una actividad relativamente pareja en los 4 trimestres con un factor de planta del 52% durante el año, pero lejos a Cavanca que obtuvo 71%, lo que la hizo a esta última estar mejor evaluada.

39 Se tratará en mayor detalle los volúmenes de los embalses y sus repercusiones en sus centrales dependientes, tanto de embalse como de pasada, cuando se compare las centrales de embalse.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

En las centrales de biomasa en general se observan buenos resultados. Es más, dentro de este grupo se encuentran las centrales más eficientes de esta estimación: Viñales (2°), Pacífico (3°), Santa Marta (4°), Energía Pacífico (5°), Cholguán (8°), entre otras. Todas estas sobre el 90% de eficiencia técnica promedio. Las razones son simples y esperables: altos factores de planta, gran aporte en seguridad y bajos costos marginales, pese a que ninguno de estos indicadores es top por sí mismo (por ejemplo tendrán costos marginales bajos (US\$40/MWh promedio) pero no son los más bajos de todas las centrales). Es la combinación de factores lo que las ha llevado más alto que otras centrales o fuentes, pero no les da el 100% de eficiencia.

Algunos casos destacables de este grupo son las centrales peor evaluadas de las biomásas, como lo son Laja, Laja CMPC y Linares, estas 3 bajo el promedio general. Cada una difiere con la otra en la razón de porqué obtuvieron bajo desempeño, pero es razonable.

Por ejemplo Laja CMPC posee un costo marginal ligeramente superior a su grupo (\$65 dólares y promedio de biomasa \$52) y un alto porcentaje de potencia firme, pero esta central tuvo casi nula producción de energía en este año. Laja tuvo costos bajos- medios, pero en producción está por debajo de su grupo y en el promedio de toda la muestra (30% de FP) y un bajo aporte en seguridad (solo 28% de su capacidad como potencia firme). Y Linares también tuvo una producción casi nula durante el 2015 y costos marginales altos (US\$164), incluso mayores al promedio general.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

En las centrales de carbón, que antes resultaron la fuente más eficiente, ahora ocupan el tercer lugar, pero analizando sus centrales y tal como se aprecia en el gráfico el promedio de la fuente fue castigada por una central: Bocamina II. Anteriormente, en el análisis 2010-2015, las centrales de carbón en general poseían un comportamiento similar en sus indicadores y por ende en sus eficiencias, y para esta estimación también parece ser el caso a simple vista, con la excepción de Bocamina II. Es más, de eliminarse esta central el promedio del grupo subiría a 80% de eficiencia y lo posicionaría en segundo lugar de las fuentes, solo bajo las hidroeléctricas de pasada, que como se mencionó, su mejor resultado responde a características hidrológicas del año.

Bocamina II es una central de 350 MW y tuvo un bajísimo aporte en producción (sólo un 24% de FP ese año). Pero esta baja producción tiene una explicación. Bocamina II (y Bocamina I, que no se incluye en el análisis) tuvo una paralización en su actividad desde diciembre del 2013 hasta mayo del 2015 debido a mejoras en su infraestructura para estar acorde a la normativa medioambiental⁴⁰.

Continuando, las centrales de embalse son las cuartas en eficiencia, dejando fuera la cogeneración (que es solo una central). Como se mencionó en las centrales de pasada, el año 2015 fue positivo en términos hídricos en relación a años anteriores recientes. Aunque pese a ser positivo al ser comparado con la actividad desde el 2007, apenas es una leve recuperación cuando se compara con periodos más largos, como desde inicios de los 90s. Pero esta recuperación afectada por la actividad climática no es una explicación suficiente o por sí sola para explicar las eficiencias de las centrales, pues tal como en el caso 2010-2015, más importantes que los niveles de embalses lo esencial es cómo las centrales hidroeléctricas aprovechan el recurso para producir.

40 Para más información se puede leer las noticias: “Endesa anuncia reinicio de operaciones de central termoeléctrica Bocamina II” publicado el 2 de Julio del 2015: <http://www.latercera.com/noticia/endesa-anuncia-reinicio-de-operaciones-de-central-termoelectrica-bocamina-ii/> ó “Endesa paraliza operaciones en Bocamina I y II por protesta de pescadores en Coronel” publicada el 31 de diciembre del 2015.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Para reafirmar lo anterior se presentan algunos casos: 1) los embalses más favorecidos en el 2015 con alzas en sus volúmenes fueron el Lago Laja, Lago Chapo y La Invernada. Las centrales El Toro, Quilleco, Antuco y Rucúe⁴¹ dependen del Lago Laja; Canutillar, para Lago Chapo, y la centrales Cipreses, Loma Alta, Isla, Curillinque y Pehuenche, para La Invernada. De estas centrales la mayoría estuvo sobre el promedio general de sus grupos y algunas están en el promedio (Rucúe y Pehuenche) y sólo una bajo el promedio: El Toro, aunque no tiene una eficiencia muy baja en magnitud respecto al promedio. Esta baja debido a que El Toro presentó un 28% de FP en el 2015 con una baja producción desde Julio hasta Octubre de ese año. 2) Los otros embalses considerados mantuvieron sus niveles de embalses o no tienen una recuperación muy significativa. Estos embalses son Ralco, Rapel y Colbún. De sus centrales dependientes, 3 están sobre el promedio del grupo, otras 3 bajo el promedio y una sola en el promedio (Pangue). De estas centrales destacan Rapel y Ralco, ambas también estuvieron en los últimos lugares de la fuente en el análisis 2010-2015 y a ellas se le suma Angostura. Las razones de este resultado son el bajo aporte en potencia firme y en Rapel destaca también el bajo factor de planta: 27%.

Por lo tanto, se reafirma que los niveles de embalses son importantes pues de ellos depende la producción y los costos de las centrales que dependen de ellos, de hecho una gran cantidad de centrales donde los embalses fueron favorecidos en el último tiempo están sobre los promedios de sus grupos, pero no es un factor de por sí mismo explicativo. En ambos casos, tanto embalses favorecidos como embalses que se mantienen, se encontraron resultados diversos. Se presenta una tabla resumen de la situación de los embalses y los resultados por eficiencia de sus centrales hidroeléctricas⁴²:

41 Quilleco y Rucúe son centrales de hidroeléctricas de pasada que dependen del embalse. Por ello no están dentro de este gráfico, sino que en el gráfico de centrales de pasada. Lo mismo ocurre con las centrales Loma Alta, Isla, Curillinque y San Ignacio.

42 Marcadas con (P) las centrales hidroeléctricas de pasadas que abastecidas por el embalse.

Tabla 6.15: Situación de Embalses y sus Centrales 2015

	Embalse	Central	Sobre o Bajo Prom. ET Grupo
Embalses Favorecidos	Lago Laja	El Toro	BAJO
		Quilleco (p)	SOBRE
		Antuco	SOBRE
	La Invernada	Rucúe (p)	MANTIENE
		Cipreses	SOBRE
		Loma Alta (p)	SOBRE
		Isla (p)	SOBRE
		Curillinque (p)	SOBRE
		Pehuenche	MANTIENE
Lago Chapo	Canutillar	SOBRE	
Embalses Mantienen	Colbún	Colbún	SOBRE
		San Ignacio (p)	SOBRE
		Machicura	SOBRE
	Rapel	Rapel	BAJO
	Ralco	Ralco	BAJO
		Angostura	BAJO
		Pangue	MANTIENE

Fuente: Elaboración Propia.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

Pasando a las centrales de petróleo (en los gráficos 6.30, 6.31 y 6.32), en general tienen un comportamiento muy similar entre ellas. Misma observación que se hizo en el análisis 2010-2015. Pero existen unos casos que valen la pena comentar. Estas son las centrales Ingenova (17°) y Diésel Zofri (29°), que están muy por encima del promedio del grupo, y Diésel Iquique. Laguna Verde TG y Antihue, en el caso opuesto.

El mayor indicador que marca la mayor diferencia entre estas centrales es el aporte en potencia firme. En este aporte Ingenova (también llamada central Aguas Blancas) alcanza un 73% de su capacidad como potencia firme, el segundo mayor aporte en proporción a su capacidad. Aunque hay que mencionar que en términos absolutos no es un gran aporte a la matriz, pues la central es de solo 2 MW. En FP su producción es muy baja, sólo un 5% de FP, pero es un punto mayor que el promedio de las petroleras. Por su lado la central Diésel Zofri tiene similares resultados, con un FP un poco mayor (7%) y un aporte de seguridad algo menor (62%), pero aún muy alto.

Por su parte Laguna Verde TG y Diésel Iquique tienen una producción casi nula (0 – 3% FP) y un bajo aporte en seguridad, tanto como centrales de petróleo como en centrales en general, siendo solo un 30% de sus capacidades considerada como firme.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

En la fuente de ciclo combinado nuevamente se nota un comportamiento muy diferente entre las centrales, tal como ocurrió en la estimación del 2010-2015.

Pero esta vez una central destaca mucho más sobre las otras: la central térmica Mejillones. Esta central obtuvo un 97% de eficiencia para este año llevándola al primer lugar del ranking, y esto se debe a los buenos resultados que obtuvo durante este año. Por ejemplo, posee el costo marginal más bajo entre las centrales de ciclo combinado y otras térmicas, siendo superada solo por algunas centrales de carbón y medios ERNC en este punto. Este bajo costo se debe a que Mejillones está compuesta por 3 unidades, de las cuales 2 de ellas son de carbón y una de ciclo combinado, otorgándole costos más bajos que otras centrales de ciclo combinado que solo poseen unidades de este tipo, que operan con gas o diésel. Además, dentro de su unidad de ciclo combinado sólo se produce con gas natural y nunca con petróleo, que nuevamente le da una ventaja en sus costos. En otros indicadores Mejillones obtuvo un bajo aporte en potencia firme (26%), pero una alta generación alcanzando en el año un 60% de FP. Esto lleva a concluir que, aunque ambos indicadores donde destaca no es el número uno en todo, la combinación y uso de sus recursos la han catapultado al número 1 de todas las centrales, en esta estimación, y esto es de lo que trata la estimación de fronteras estocásticas para evaluar eficiencia.

Agregar también sobre Mejillones que en el análisis 2010-2015 obtuvo el lugar 23°. Esto debido a que en ese periodo tuvo una leve disminución de su producción durante ciertos trimestres del 2011 y 2012, y costos marginales más altos principalmente durante el 2010 y 2011 por poseer mayor producción en petróleo.

Por su contraparte, Quintero y Tal Tal 1 volvieron a estar dentro de las menos eficientes de esta fuente, por los mismos motivos dados en la estimación del periodo anterior: baja producción, bajo aporte en seguridad, y en el caso de Tal Tal en el año 2015 sólo producir con petróleo lo que encareció sus costos marginales.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1. Función Cobb-Douglas

En eólicas, si antes había tres centrales de este tipo en la muestra ahora hay trece. Los resultados ahora muestran que la mayoría de las centrales se mantienen en el promedio, pero hay algunas en los extremos, tanto positiva como negativamente.

Como los CDEC fijan sus costos marginales en 7,7 USD/MWh las diferencias radican exclusivamente en su generación y aporte en potencia firme.

Por ejemplo, Negrete Cuel y San Pedro tienen factores de planta del 33%. Los expertos explican que los factores de planta para las eólicas rondan entre 20-30%, y cualquier resultado superior a esto es muy positivo, cosa que estas 2 centrales lo logran. Por ello también tienen mayores aportes en seguridad, alcanzando un 19% y 16% de su capacidad como firme, superior al promedio del grupo de 13% en este indicador.

Como es esperable, las centrales con menor eficiencia en este grupo también fallan en producción y seguridad. Como el caso de Punta Colorada que tiene solo un 13% de FP y un 2% de su capacidad como firme.

El resto de las centrales tuvo comportamientos similares y están muy cercanas al promedio del grupo.



Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1

Ya para finalizar se comentarán los resultados de las centrales solares, que se debe recordar que son nuevas en esta estimación. Tal como se puede apreciar en su gráfico los resultados en esta fuente también son muy dispares: 2 centrales destacan positivamente, 5 de ellas en el promedio y 2 ellas muy por debajo.

Tal como en el caso de las centrales eólicas los CDEC fijan su costo (en su mayoría) en 7,7 dólares por MWh, y ya más recientemente en US\$6, por lo cual las diferencias son en producción y seguridad. Y en comparación con los medios eólicos, las solares tienen menores factores de planta y aportes en seguridad, justificando así la menor eficiencia que tienen.

Sobre las solares más eficientes destaca Pama FV, una central de solo 3,5 MW, pero que de ellos un 10% es considerado potencia firme. Si bien es poco respecto a todas las centrales y fuentes que se han analizado, dentro de las solares está muy bien dado que el promedio es de solo 6% en la muestra de solares. Bajo la misma lógica también destaca en producción con un FP de 25%, ligeramente superior al 22% obtenido por esta fuente en 2015, aunque no la única con un alto FP: Pozo Almonte y Llanos de Llampe también destacan con un FP de 32% y 28% respectivamente. Estas centrales también están sobre el promedio de las solares.

En el extremo opuesto está Salvador FV, una solar de 68MW, de las más grandes hasta esa fecha, pero pese a esto solo un 6% de su capacidad se considera como firme, y durante ese año, el mismo donde comenzó su operación, solo obtuvo un mínimo 1% de FP. Razones por las cuales también resultó ser la central menos eficiente de las 131 que componen la muestra con una eficiencia técnica de solo 4%.

Mencionar además que las disponibilidades de los recursos de las ERNC son muy variantes en el tiempo y esto es mucho más notorio en el caso de las eólicas. En el caso de las solares la disponibilidad del recurso es obvia, ya que dependen de la hora en que hay sol, no generando en las noches. Si se llegara a revisar los datos de generación de forma horario se apreciaría que el caso de las eólicas es muy dispar, teniendo horas con altos

factores de planta, como otras horas con muy bajos, es decir, no tiene una constancia. Por ello el factor de planta se evalúa en largos periodos de tiempo donde para los inversionistas un factor de planta sobre 30% en eólicas se considera muy positivo. Esta disponibilidad, incluso en periodos de tiempo, aunque no es medida de alguna forma en este análisis, es la principal diferencia entre estos 2 medios, siendo las solares un aporte más continuo, que las eólica que es más pausado. Aun así, al evaluarlo en largo plazo los datos indican que las eólicas son más activas pues poseen mayores factores de planta.

6.6.- COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE MODELOS:

6.6.1- Comparación de Resultados entre análisis de centrales:

Distintas han sido las estimaciones realizadas con distintos modelos, periodos y muestras, sin embargo, han aparecido similitudes en las estimaciones planteadas, tanto en las fuentes más eficientes como en las centrales más eficientes⁴³:

Tabla 6.16: Ranking de Fuentes más eficientes por modelo

N°	Sólo Generación 2010-2015	ET	Generación y Aporte 2010-2015	ET	Generación y Aporte 2015	ET
1	Carbón	0.63	Carbón	0.8	Hidro Pasada	0.82
2	Hidro Pasada	0.59	Hidro Pasada	0.8	Carbón	0.76
3	Biomasa	0.51	Biomasa	0.6	Cogeneración	0.75
4	Hidro Embalse	0.41	Hidro Embalse	0.6	Biomasa	0.74
5	Eólica	0.25	Ciclo Combinado	0.5	Hidro Embalse	0.62
6	Ciclo Combinado	0.23	Pequeña Petróleo	0.5	Pequeña Petróleo	0.58
7	Pequeña Petróleo	0.07	Mediana Petróleo	0.4	Ciclo Combinado	0.53
8	Mediana Petróleo	0.04	Gran Petróleo	0.4	Mediana Petróleo	0.49
9	Gran Petróleo	0.03	Eólica	0.2	Gran Petróleo	0.45
10					Eólica	0.22
11					Solar	0.18

Fuente: Elaboración propia. Frontier 4.1.

43 Sólo se presentan los resultados por Cobb-Douglas, pues tal como demostraron los test LR fue esta forma funcional la que se acomoda mejor a los datos. No obstante, el lector debe tener en cuenta que no existieron grandes diferencias en el ranking de fuentes entre ambas funciones, Cobb-Douglas y Translog.

Tabla 6.17: Ranking de Centrales más eficientes por modelo

N°	Sólo Generación 2010-2015	ET	Generación y Aporte 2010-2015	ET	Generación y Aporte 2015	ET
1	Cholguán	0.71	Cholguán	0.97	Term. Mejillones	0.97
2	Escuadrón	0.70	Nueva Ventanas	0.94	Viñales	0.97
3	Licantén	0.69	Escuadrón	0.94	Pacifico CMPC	0.94
4	Nueva Ventanas	0.68	Isla	0.93	Santa Marta	0.91
5	Loma Alta	0.67	Term. Norgener	0.92	Energía Pacifico	0.91
6	Term. Norgener	0.66	Loma Alta	0.92	Isla	0.91
7	Isla	0.65	Cavancha	0.92	Nueva Ventanas	0.90
8	Guacolda	0.64	Curillínque	0.89	Cholguán	0.90
9	Ventanas I	0.64	Guacolda	0.89	San Ignacio	0.90
10	Curillínque	0.63	Canutillar	0.88	Loma Alta	0.90
11	Cavancha	0.62	San isidro II	0.88	Campiche	0.90
12	Canutillar	0.60	Ventanas I	0.88	Cavancha	0.90
13	Quilleco	0.60	Quilleco	0.86	Licantén	0.89
14	Term. Tarapacá	0.59	Licantén	0.83	Term. Hornitos	0.88
15	Ventanas II	0.58	San Ignacio	0.82	Cabrero	0.87
16	San Isidro II	0.58	Nueva Aldea I	0.82	Escuadrón	0.87
17	Nueva Aldea I	0.56	Term. Tarapacá	0.80	Ingenova	0.86
18	Rucúe	0.56	Rucúe	0.80	Term. Andina	0.86
19	Term. Mejillones	0.55	Machicura	0.79	Curillínque	0.86
20	Arauco	0.54	San Isidro I	0.77	Quilleco	0.85

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1.

En cuanto a fuentes, se aprecia que los medios de carbón, biomasa e hidroeléctricas de pasada resultaron los más eficientes en todos los modelos planeados. Las diferencias radican en los últimos puestos del ranking, donde en el primer modelo, el modelo de generación, era dominado por las petroleras, mientras que en los modelos de seguridad 2010-2015 y 2015, los últimos puestos son ocupados por eólicas (y solares en 2015) y posteriormente las petroleras, pero la razón de esto se debe únicamente a los aportes en potencia firme que no estaban considerados en el primer modelo.

Sobre centrales, en la tabla 6.17 se halló 7 centrales que estuvieron entre los 20 primeros lugares en las 3 estimaciones⁴⁴; 3 de ellas son de Biomasa, otras 3 hidroeléctricas de pasada y una sola de carbón, justamente también las fuentes que fueron top también en las 3 estimaciones.

Por otro lado, y para completar la comparación, se presentan las centrales más ineficientes en la tabla 6.18. En este caso no se repitió ninguna central en las 3 estimaciones. Esto porque al agregar la característica de aporte en seguridad las centrales petroleras que eran ineficientes en el primer análisis resultaron con mejores eficiencias en los modelos de seguridad, y en el análisis 2015 se incorporaron muchas nuevas centrales eólicas y solares, que resultaron más ineficientes, y no estaban en las muestras de los análisis previos.

⁴⁴ Marcadas con color celeste.

Tabla 6.18: Ranking de Centrales menos eficientes por modelo

N°	Sólo Generación 2010-2015	ET	Gen. y Aporte 2010-2015	ET	Gen. y Aporte 2015	ET
1	Renca	3.8E-06	Totoral	0.21	Salvador FV	0.04
2	Laguna verde	5.3E-06	Eólica Canela	0.21	Eo. Punta Colorada	0.09
3	San Lorenzo	2.9E-05	Laguna verde	0.24	So. D. de Almagro	0.12
4	Laguna verde TG	1.2E-04	Monte redondo	0.25	Chañares	0.17
5	Santa lidia	1.7E-04	Rapel	0.26	Talinay	0.18
6	El Salvador TG	1.7E-04	Quintero	0.26	Totoral	0.18
7	Huasco TG	4.9E-04	Placilla	0.35	Los Cururos	0.18
8	Esperanza	7.2E-04	Nueva aldea III	0.39	Solar el Águila	0.19
9	Emelda	7.8E-04	Taltal 1	0.39	Eólica Canela	0.19
10	Chiloé	8.5E-04	Chuyaca	0.40	San Andrés	0.20
11	Horcones TG	1.0E-03	Emelda	0.40	Pozo Almonte 3	0.20
12	Los Olivos	1.1E-03	Renca	0.40	Pozo Almonte 2	0.20
13	D. de Almagro TG	1.8E-03	Diesel Iquique	0.41	Monte Redondo	0.21
14	Diesel Enaex	3.6E-03	Antilhue	0.43	Ucuquer	0.22
15	Nehuenco 9B	3.6E-03	D. de Almagro TG	0.43	Diesel Iquique	0.23
16	Maule	5.3E-03	Laguna Verde TG	0.43	Llano de Llampos	0.24
17	Colmito	6.1E-03	Nehuenco 9b	0.43	El Arrayán	0.24
18	Termopacífico	7.7E-03	El Salvador TG	0.44	Valle de Los vientos	0.24
19	Los Vientos	1.3E-02	Los Olivos	0.44	Punta Palmeras	0.26
20	Las Vegas	1.4E-02	Quellón	0.45	Tal tal Eólico	0.26

Fuente: Elaboración Propia. Frontier 4.1.

6.6.2- Comparación de Resultados entre análisis de centrales y empresas:

Uno de los análisis más interesantes es poder comparar los resultados de centrales y los obtenidos por empresas. Dado que las centrales pertenecen a alguna empresa se puede calcular los promedios de eficiencia de las empresas acorde a lo obtenido por sus centrales. Para ello se utilizan los valores de eficiencia técnica del modelo de seguridad 2010-2015, obteniendo los promedios de eficiencia presentes en la tabla 6.18. En esta tabla se calcularon los promedios para todas las empresas (consolidados) que estuvieran presentes en las 92 centrales de la muestra, pero sin perjuicio de ello se tiene más interés en las 4 principales empresas (marcadas con azul y letras blancas), que formaron parte de su propia estimación de fronteras estocásticas.

La tabla 6.18 muestra dos promedios distintos. El primero de ellos considera todas las centrales con igual ponderación, sin embargo este promedio no es correcto pues todas las centrales tienen distintos aportes, generaciones o tamaños. Por ello se calcula un segundo promedio, que pondere el resultado de ET de cada central según su generación más aporte en seguridad (misma variable dependiente en el análisis del modelo de seguridad). De esta manera se obtienen nuevos promedios para las empresas, y a partir de este valor el ranking.

Este resultado muestra similares órdenes del ranking en el análisis de empresas, para los consolidados de Aes Gener, Colbún y E-CL, pero Endesa, quien estaba en primer lugar de su análisis respectivo, ahora pasa al último lugar de estas cuatro.

Tabla 6.18: Promedio de Eficiencia Técnica por Empresas según sus centrales.

Empresas	Promedio de ET	Promedio Ponderado ET	Ranking
NUEVA ENERGIA	94,05%	94,05%	1°
CAVANCHA	91,60%	91,60%	2°
AES GENER	63,28%	81,40%	3°
INACAL	76,83%	76,83%	4°
COLBUN	66,10%	68,57%	5°
KDM ENERGIA	66,33%	66,33%	6°
E-CL	60,99%	65,58%	7°
ENDESA	59,34%	62,86%	8°
ARAUCO	65,62%	60,93%	9°
CARDOEN	59,90%	59,00%	10°
ENAEX	58,18%	58,18%	11°
CONSORCIO ENERGETICO NACIONAL	57,48%	57,39%	12°
ENLASA	54,13%	54,76%	13°
CGE	51,70%	53,45%	14°
SGA	45,42%	48,99%	15°
MINERA VALLE CENTRAL	48,91%	48,91%	16°
IC POWER	48,81%	48,81%	17°
GENERADORA DEL PACIFICO SA	48,54%	48,54%	18°
ENERGY PARTNERS CHILE	48,23%	48,23%	19°
BARRICK	47,76%	47,76%	20°
POTENCIA	46,43%	46,64%	21°
SWC	44,08%	44,08%	22°
ECOMAC	40,16%	40,16%	23°
GDF SUEZ	25,24%	25,24%	24°
SN POWER	20,81%	20,81%	25°

Fuente: Elaboración Propia según promedios de eficiencia técnica de la estimación Cobb-Douglas 2010-2015, Modelo de seguridad⁴⁵.

Cabe destacar que aún los promedios no son concluyentes, pues estos promedios utilizaron los resultados de ET del análisis por centrales, pero estas empresas poseen otras centrales que no estuvieron en la muestra, debido a la falta de datos de costos marginales. Pero estas eficiencias podrían ser estimados por medio de una regresión lineal⁴⁶, y aunque no se cuenta con la variable de costo marginal para estas centrales (que fue fundamental para estimar las eficiencias y de tenerlo para estas centrales abrían estado dentro del análisis) al observar los resultados de las centrales de un mismo tipo se aprecia que suelen

45 Los promedios por empresas se realizaron por consolidados con sus centrales pertinentes que están detalladas en el Anexo II.

46 La metodología de regresión lineal y estimación de las eficiencias de las centrales faltantes se explica en el Anexo IX. Sólo fueron estimadas las centrales faltantes de los cuatro grandes consolidados analizados.

tener comportamientos similares, entre ellos sus costos marginales, tal como fueron revisados en sus secciones respectivas⁴⁷.

Usando variables dummy que expliquen la tecnología utilizada⁴⁸ y otros indicadores de interés tales como tamaño de planta, factor de planta y porcentaje de potencia como firme, se realiza una regresión lineal por medio del software Eviews 7.0 usando estos indicadores para estimar las eficiencias técnicas de las centrales faltantes.

De este modo y recopilando los datos de las centrales faltantes para los cuatro principales consolidados analizados para cada periodo (trimestres desde el 2010 al 2015)⁴⁹, se obtuvieron sus eficiencias técnicas estimadas y con ello los siguientes nuevos promedios de empresas:

Tabla 6.19: Promedio de Eficiencia Técnica por Empresas según sus centrales, incluyendo centrales estimadas por Regresión Lineal.

	Promedio	Prom. Ponderado	Ranking
AES GENER	64.28%	78.74%	1°
COLBUN	66.21%	69.72%	2°
E-CL	62.74%	68.47%	3°
ENDESA	62.98%	64.24%	4°

Fuente: Elaboración Propia según promedios de eficiencia técnica de la estimación Cobb-Douglas 2010-2015 y eficiencias técnicas estimadas de la Regresión Lineal para las centrales faltantes.

Los resultados de la tabla 6.19 demuestran que los valores de eficiencia promedio han cambiado según los promedios anteriores y algunas distancias se han acercado o alejado entre empresas, pero el ranking entre estos cuatro consolidados se mantiene inmóvil.

7.- CONCLUSIONES Y LIMITACIONES

7.1.- CONCLUSIONES:

La presente investigación logra concretar el objetivo general que a sí misma se propuso: medir y evaluar eficiencias técnicas en el mercado de la generación, para centrales y empresas en los periodos 2010-2015 y el año 2015.

Así mismo los objetivos específicos propuestos logran ser resueltos: el primero de ellos, el cual consiste en dar una descripción del mercado de la generación eléctrica en Chile y su situación actual es respondido en la sección 3. Los otros objetivos específicos, los cuales están ligados a la comparación de centrales y fuentes, la estimación de las funciones de producción estocásticas, la elección de la mejor forma funcional (Cobb-Douglas o Translog) y la elaboración de los rankings de empresas, centrales y fuentes según sus resultados de

47 Corresponde a los gráficos por grupos, tanto para las estimaciones por centrales del periodo 2010-2015 y para el 2015. Además de los resultados del análisis clúster.

48 Se agregan un total de 7 variables dummy, que correspondan a un valor 1 si la central posee una de las siguientes tecnologías: carbón, petróleo, ciclo combinado, hidroeléctrica de pasada convencional, hidroeléctrica de pasada ERNC, hidroeléctrica de embalse y biomasa. Deja como valor 0 en todas las variables binarias si la central es eólica.

49 Las estimaciones de estas centrales están al final del Anexo IX.

eficiencia técnica, fueron desarrollados y respondidos en la sección 6; pero se comentarán en más detalle en los siguientes puntos de conclusiones:

7.1.1.- Conclusiones por Empresas

Tal como se analizó en la sección de Resultados 6.1, esta primera estimación de fronteras estocásticas consideró las 4 principales empresas del mercado de la generación eléctrica, y se realizaron estimaciones con las 2 formas funciones propuestas en metodología: la función Cobb-Douglas y Translogarítmica. Sin embargo, ambos modelos demostraron rankings de eficiencia técnica distintos, por lo cual realizando el test LR se concluyó que el modelo Cobb-Douglas era más demostrativo a la conducta de los datos por lo cual sus resultados se presentaron como concluyentes.

Otro indicador para determinar que el modelo Cobb-Douglas era mejor que el modelo Translog fue el obtenido en el valor gamma. Si bien en ambos modelos se comprobó la presencia de ineficiencia al 99% de confianza, el indicador gamma (aquel que demuestra el porcentaje que explica las desviaciones por eficiencia técnica) era de 0,91 en la función Cobb-Douglas, y solo 0,60 en el modelo Translog.

Por lo tanto, el ranking de eficiencia técnica que otorgó el modelo Cobb-Douglas posicionó a Endesa como líder indiscutido, seguido por eficiencias similares a Aes Gener y Colbún, y finalmente a E-CL. Según Farrell la eficiencia técnica se explica por la calidad de sus factores productivos como también por la eficiencia en su administración. Por lo cual cabe preguntarse ¿Cuáles semejanzas poseen las empresas más eficientes en su administración que las diferencian del resto?

Tal como se revisó en “Resultados”, Endesa como Aes Gener son las empresas más grandes del mercado cuando se compara sus capacidades como grupos consolidados, y además son las que mayores diferencias tienen entre su capacidad como empresa y como consolidado. Esto señala que existe una mayor cantidad de filiales, lo cual a su vez indica que tienen su administración separada de la matriz, que podría otorgarles ventaja a sus directores al poseer mayor especialización y libertad en la toma de decisiones en la filial que manejan. Aunque si bien Colbún posee filiales estas son controladas en un 100% por Colbún demostrando que no hay otras organizaciones con control en sus filiales y últimamente se ha estructurado para incluirlas a la matriz, mientras que varias filiales de AES Gener y Endesa tienen participación compartida con otras sociedades. Esta observación es válida para el periodo de análisis porque últimamente Endesa y sus filiales se han reestructurado para centrar la toma de decisiones, transformándose en Enel Generación Chile (las diferencias entre empresas y consolidados quedaron demostradas en el gráfico 6.5, pero por un tema de comodidad vuelve a ser mostrado en la siguiente página).

Otra diferencia descubierta está ligada a los principales indicadores financieros relacionados con las variables utilizadas. Al ser revisados los indicadores financieros se apreció que Endesa es líder en rentabilidad con altísimos márgenes y un ROA muy superior a su competencia. Estos indicadores señalan que es mejor que sus competidores al obtener beneficios de sus costes, lo que señala también que es más eficiente, y esto se alinea con los resultados de eficiencia técnica obtenidos. Esto es de esperar pues dado que

esta estimación se basa en los principales gastos, tiene sentido que resultara ser la empresa más eficiente. Es coherente también pues dentro de las variables consideradas el costo de venta es el desembolso de mayor cuantía, y por ello el indicador de margen operacional es más relevante que el margen neto, porque dentro del margen neto se encuentran otros gastos de menor cuantía, como gastos financieros u otros gastos, que no fueron incluidos como variables de estudio. Esto explica por qué E-CL obtuvo peor resultado de eficiencia siendo que posee mayor ROA que AES Gener y Colbún, pero no así un mayor margen operacional y también por qué en gran medida Endesa resulta ser la empresa más eficiente.



Fuente: Elaboración Propia con datos del CNE. Consolidados prorrateados por control de la filial.

Sobre la actividad, medida por los Factores de Planta (a nivel de consolidados), llama la atención que Endesa tenga la menor actividad y aún así resulta ser la empresa más eficiente. Puede ser que el efecto de tener mayores márgenes sea mucho más significativo que lo obtenido en una menor actividad de sus centrales. Además, si se compara el mayor ratio y con el menor de las empresas se puede apreciar que Endesa posee 2,6 veces más margen que E-CL, pero solo 10 puntos menos que Colbún en factor de planta. Es decir, en magnitudes, Endesa supera por mucho en margen a sus rivales, pero solo es superada por muy poco en el desempeño de sus centrales controladas. Este efecto inverso también puede ser aplicado a E-CL quien obtuvo el menor margen operacional, pero la mayor actividad de su capacidad instalada.

Y tal como en el caso del gráfico anterior, la tabla 6.3 de indicadores financieros y actividad de los consolidados vuelve a ser mostrada para comodidad del lector:

Empresa	Margen Operacional	Margen Neto	ROA	Factor de Planta
Endesa	50,2%	31,4%	2,32%	40,3%
AES Gener	25,7%	14,6%	0,89%	52,4%
Colbún	33,9%	10,3%	0,35%	42,4%
E-CL	18,8%	12,4%	0,99%	49,1%

Fuente: Elaboración Propia, usando promedios de resultados desde 2010 al 2015. Estados Financieros de Empresas.

Otra diferencia que fue comentada y que podría explicar los resultados de eficiencia de las empresas está relacionado a la composición de su matriz de generación de las empresas, donde en su momento se argumentó que posiblemente la mayor participación de generación por petróleo (fuente que es la más cara de todas) podría estar afectando los resultados económicos y con ello deteriorando su eficiencia. Pero de este punto se hablará más adelante.

7.1.2.- Conclusiones por Centrales

Ranking de Fuentes y Centrales más eficientes:

El objetivo más importante de este estudio era identificar las fuentes de energía más eficientes utilizadas en Chile por medio de la estimación de fronteras estocásticas. En primer lugar se realizó una estimación considerando la generación como único producto (variable dependiente) de las centrales, sin embargo, al revisar los resultados se encontró que ciertas centrales y fuentes, como las centrales de petróleo (que eran mayoría en la muestra), resultaron sumamente ineficientes. Las petroleras por ejemplo obtuvieron sólo un 5% de eficiencia técnica en conjunto y muchas de ellas incluso con resultados bajo el 1%.

Este modelo, aunque a priori pareciera lógico, desestimaba un real aporte que tienen las centrales en la matriz energética, que es dar un aporte en seguridad al sistema, es decir, estar disponibles con una generación segura para evitar desabastecimiento en el consumo de energía eléctrica. Este aporte es reconocido en sistema como potencia firme así que se planteó crear un nuevo análisis que lo integrara.

Este nuevo análisis consideró las mismas 92 centrales y las dos variables explicativas: costo marginal y capacidad instalada, pero esta vez planteó la variable dependiente como: generación trimestral + potencia firme * horas trimestrales, demostrando así que una central no solo aporta lo que genera, sino que además lo que podría generar o potencialmente aportar de forma segura.

Indudablemente hay fuentes de energía que son más fuertes en esta medición y otras más débiles, por lo cual el nuevo análisis cambió el ranking por centrales y fuentes. Esta nueva variable también se aproxima más a la realidad, pues en el mercado de la generación eléctrica se transa energía y potencia.

Los cambios en el nuevo modelo se concentraron en las petroleras y las energías eólicas, pues ahora las petroleras tienen un aporte real que no era considerado anteriormente, y las eólicas resultaron más perjudicadas, pues son débiles en seguridad de suministro debido a la naturaleza de su fuente. Donde no se experimentaron grandes cambios fue en las posiciones top del ranking, ya que las fuentes que habían resultado más eficientes anteriormente volvieron a ser las más eficientes, debido a que poseen entre sí aportes en seguridad muy similares y cercanos al promedio de todas las centrales de la muestra.

El resultado final de esta estimación de seguridad obtuvo a las eólicas como las menos eficientes con un 22% en promedio de eficiencia técnica, seguidas por las centrales de petróleo con un 50% de eficiencia y posteriormente las centrales de ciclo combinado con un 57%, todos estos porcentajes según la estimación Cobb-Douglas (aunque no hay grandes diferencias con el modelo Translog), que resultó el modelo que mejor se acomodaba a los datos según el test LR. En los lugares top se posicionó los medios de carbón (87% de eficiencia), hidroeléctricas de pasada (85%), biomasa (67%) e hidroeléctricas de embalse (62%).

Se debe mencionar además que, tal como se encontró grandes diferencias en los resultados entre las fuentes, también se encontraron diferencias entre centrales de un mismo grupo o fuente. Se analizaron los casos por fuente (que fueron planteados en la

sección de Resultados) y las principales razones que explicaban sus diferencias se relacionaban con mayores o menores niveles de actividad productiva, medida por los factores de planta, seguido por los aportes en seguridad, medidos como porcentaje de potencia firme en relación con el tamaño total de cada central. Esto se comprobó calculando los índices de correlación entre los resultados de eficiencia técnica de las centrales con sus principales indicadores y se pudo demostrar que la relación más explicativa era el nivel de actividad productiva (con una correlación de 0,79), luego el aporte en potencia firme (con una correlación de 0,60), y finalmente el costo marginal (en dólares por MWh con una correlación de -0,42). Por este motivo el factor de planta es una buena aproximación para evaluar eficiencia en las centrales, pero no el único por las razones que se darán más adelante.

Para terminar con la comparación entre fuentes se agregó un tercer análisis que seguía lo planteado por el modelo de seguridad, pero esta vez considerando sólo el año 2015, y de esta forma contar con un mayor número de centrales y fuentes. Este análisis encontró solo cambios ligeros en el ranking de fuentes más eficientes. Uno de estos leves cambios se experimentó con las centrales hidroeléctricas de pasada que tuvieron un ligero repunte llevándolas al primer lugar, pero esto responde a una recuperación en los niveles de embalses, que alimentan a las centrales de pasada, durante el 2015 versus el comportamiento de sequía que imperó durante 2010-2014, llevando así a menores costos, más producción y con ello mejores eficiencias en esta estimación. Por lo cual esta mejora en eficiencia por parte de las hidroeléctricas de pasada en comparación al resto sólo responde a un hecho puntual ocurrido en el 2015. Otro cambio leve fue la alternación entre las centrales pequeñas de petróleo y las centrales de ciclo combinado, pero esto respondió a los mayores aportes en seguridad de las centrales de petróleo durante ese año y a una baja de los costos de petróleo.

Lo interesante de este modelo fue la integración de dos nuevas fuentes: cogeneración y solares. De la primera sólo existe una central: Noracid⁵⁰, una central de 17,5 MW que tiene un aporte en seguridad en proporción a su tamaño similar al promedio (51%), un bajísimo costo marginal (US\$2MWh) y uno de los más altos factores de planta (87%). Noracid es en verdad una empresa productora de ácido sulfúrico que cuenta con una unidad generadora de electricidad que aprovecha el calor producido por el proceso productivo para crear energía eléctrica. En cuanto a las solares, estas se posicionaron como el medio menos eficiente. Sus indicadores, que son similares a los medios eólicos, apuntaban que tendrían una eficiencia similar a estos, pero la actividad de ciertas centrales solares con bajos resultados llevó a esta fuente a un menor nivel, tal como se revisó en el gráfico 6.35.

Cuando se compararon los resultados entre los 3 modelos de centrales se apreciaron algunas similitudes. La primera de ellas se relaciona con las centrales y fuentes más eficientes, que no resultaron ser aquellas que poseían el mejor indicador de todos cuando se evaluaba sólo por ese indicador, o en otras palabras, no eran la central o fuente líder cuando se comparaba un solo indicador. Para ilustrar lo anterior se da el caso de la central Cholguán, de biomasa perteneciente a Arauco Bioenergía. Esta central resultó la más eficiente en ambas estimaciones 2010-2015, pero no es la central más barata de todas, la más activa de todas o la más segura todas. Resultó ser la más eficiente porque combina de mejor manera sus aportes usando de mejor manera sus recursos, tal como fue el caso de

50 En algunos registros es llamada planta de ácido sulfúrico Mejillones.

las siete centrales halladas en el top20 de centrales más eficientes, comunes en los tres análisis de eficiencia por centrales⁵¹.

Y es que normalmente en la industria cuando se habla de eficiencia en generación solo se considera la variable de costos marginales, pero aquí se puede apreciar que las centrales líderes en costos más bajos por MWh (eólicas y solares) no resultaron en el top de ranking, pero sí las centrales y fuentes que siguen en orden de mérito, pues las centrales de biomasa, carbón e hidroeléctricas son las siguientes más baratas después de estas centrales de ERNC. Es decir, tal como en el caso de las centrales más eficientes, los medios más eficientes (carbón, biomasa o hidroeléctricas de pasada) no son el mejor calificado cuando se evalúa una sola variable (no son los medios más baratos de producir, tampoco son los más activos o con aportes más seguros), pero resultaron las más eficientes debido a que la combinación de sus factores resulta ser la mejor según la estimación, y es esta característica la que enriquece los análisis de eficiencia técnica de fronteras estocásticas.

Sobre las centrales que resultaron ser las más ineficientes no se encontraron comunes en los tres análisis, pero esto se debe a cambios realizados entre modelos: cambios de paradigma (integrar o no la seguridad en el modelo) o cambios en la muestra (92 centrales en el análisis 2010-2015 y 131 en el 2015).

Pero se consideran como concluyente los resultados del modelo de seguridad, pues como se ha dicho acoge de mejor manera el comportamiento de la realidad al integrar los aportes de energía y potencia firme. De este modo es concluyente que los medios eólicos y solares resultaron ser los menos eficientes de todos seguidos por las centrales de petróleo y luego las de ciclo combinado. Es más, en el análisis de centrales del 2015 sólo aparecieron 4 centrales de fuentes distintas a eólicas o solares bajo el puesto 106 del ranking (puesto ocupado por la central eólica más eficientes de todas: Negrete Cuel); estas centrales son Laguna Verde TG, Quintero, Rapel y Diésel Iquique, y todo el resto entre el puesto 106 y 131 corresponde a eólicas o solares.

Justamente por los resultados obtenidos por las centrales eólicas y solares, es que las centrales de ERNC se posicionaron como menos eficientes en comparación a los medios convencionales. Esto quedó patente en el gráfico 6.24 de "Resultados". Si bien en los modelos de 2010-2015 no fue posible percibir grandes diferencias entre ambos tipos de fuentes, en el modelo 2015 si fueron apreciables, notando 12% de diferencia en eficiencia entre los medios convencionales y los renovables. Esto se debió al mayor número de centrales que capturó la muestra del análisis 2015 Aunque se debe mencionar que dentro del grupo de las ERNC se encuentran resultados muy opuestos, pues los medios de biomasa y las mini hidroeléctricas de pasada se posicionaron dentro de los medios más eficientes de todos.

Otra conclusión que se obtuvo de los resultados de centrales fue comprobar que no existía la presencia de economías de escala para el sector de la generación de electricidad. Esto quedó patente cuando se analizó los resultados de eficiencia técnica y los tamaños de planta, no encontrando correlación alguna.

51 Se pueden revisar más casos en el Anexo VIII donde aparecen las centrales líderes en una sola variable o indicador, comparadas con las mejores centrales del análisis de eficiencia. Estas últimas son: Cholgúan, Escuadrón, Licantén (biomasa), Isla, Cavanca y Curillínque (h. pasada) y Nueva Ventanas (carbón). El Anexo sólo consideran las centrales de la muestra.

7.1.3.- Clúster por centrales

El análisis clúster respondió a la pregunta de cómo se podrían agrupar los distintos medios de generación y si los grupos definidos en un inicio eran una forma correcta de agruparlos. Es decir, si clasificar las centrales básicamente por su tecnología era una forma correcta y si los resultados del clúster eran distintos a esta forma.

El análisis determinó la existencia de 4 macro grupos en generación, todos ellos muy distintos entre sí, no sólo en su tecnología, sino también en sus indicadores. Estos grupos son: 1) las centrales térmicas eficientes (aquellas con costos medios y muy activas, y en general de gran tamaño) como las fuentes de carbón y ciclo combinado, 2) las centrales hidroeléctricas (de costos medios o bajo-medios, con alta actividad y donde todas usan el agua como fuente de generación), 3) las centrales de petróleo (de actividad muy baja y costos muy altos, de tamaños variados pero en general pequeñas o medianas), y 4) las centrales de ERNC (todas ellas de fuentes limpias o renovables, pequeñas y muy baratas en producción).

Sin embargo, el análisis también demostró que al desintegrar los grupos a otros más pequeños estos finalmente se reducían al punto de que los conglomerados eran representados por su tecnología de todas formas. Esto quedó demostrado en un punto más atomizado del dendrograma y es también posible revisar en el análisis clúster alternativo del Anexo VII.

Por lo tanto, si los 4 grupos resultantes eran divididos en subgrupos, los nuevos subconglomerados resultantes serían iguales a los grupos definidos a priori, o sea, iguales a su tecnología (carbón, hidroeléctricas de pasada, biomasa, etc.). Esto se debe a que la tecnología que utiliza una central para generar también define en gran parte sus características y por ello las hace similares a otras de igual tecnología.

Entonces ¿Por qué realizar el análisis clúster? Porque el análisis también demostró que estas tecnologías también podrían agruparse con otras similares, por ejemplo ciclo combinado y carbón, o biomasa y eólicas, y además porque esta conclusión (de que subgrupos del análisis clúster eran básicamente definidos por su tecnología) sólo podría lograrse realizando este análisis clúster y no de forma anticipada.

Para cerrar el tema de conglomerados, se decidió no hacer el análisis de clúster para la estimación del 2015 porque, a juicio del investigador, aunque exista una mayor muestra muchas de las centrales agregadas tienen características similares a las de su misma tecnología, y la única fuente nueva con un gran número de centrales corresponde a las solares, pero es de suponer que estarían en el grupo de las ERNC, o junto a las eólicas ya que poseen un comportamiento muy similar a estas, con tamaños de planta, factores de plantas anuales, bajos aportes en seguridad y costos marginales similares.

7.1.4.- Mixtura de resultados entre empresas y centrales

Evolución de la Eficiencia en el tiempo:

Como último punto a tratar cabe preguntarse si existe alguna relación entre los resultados obtenidos en las estimaciones de empresas y los de centrales.

La primera observación medida en ambas perspectivas es la evolución de la eficiencia técnica en el tiempo ¿existe una disminución, crecimiento o mantención? Tanto el modelo de empresas como el modelo de centrales con seguridad (que finalmente es el modelo aceptado para centrales) arrojaron que no existía variaciones de eficiencia en el tiempo, ambos con un coeficiente significativo de η igual a cero, y demostrado también en los gráficos de eficiencias técnicas en el tiempo. Estos datos se repiten independiente de la función productiva estimada.

Esto lleva a concluir que no existe variación de eficiencia técnica en el tiempo para el sector de la generación chileno entre el 2010 y el 2015. Una razón para ello puede ser que las inversiones para unidades de generación eléctrica se evalúan en términos de muy largo plazo, incluso décadas. Es de esperar que la tecnología no realice cambios drásticos en el modo de cómo generar energía, pues métodos antiguos siguen siendo rentables aun hoy en día.

Según Coelli et al. (2005) y Kumbhakar & Lovell (2000) los efectos de avances tecnológicos (o retrocesos) son más determinantes en los niveles de eficiencia en largos periodos de tiempo. Por lo cual sería esperable que de aumentar el rango de tiempo para el análisis se encontraran variaciones de eficiencia en el tiempo, pero con los resultados obtenidos no es posible afirmar si decaerían o aumentarían.

Estimación de Eficiencia Técnica para empresas según sus centrales:

Otra comparación realizada entre centrales y empresas fue calcular los promedios de eficiencia técnica de las empresas según los resultados obtenidos por sus centrales que fue presentado en la tabla 6.18 de "Resultados". De dicha tabla los cálculos más interesantes eran los promedios obtenidos por las 4 principales empresas, que también fueron evaluadas en su propia estimación de frontera estocástica.

El ranking de estas empresas, según los resultados de sus centrales, poseía similitudes al ranking de empresas de su propia estimación, pues se mantuvieron los puestos en orden decreciente de Aes Gener > Colbún > E-CL. La única gran diferencia fue la posición de Endesa, pues en el análisis de empresas obtuvo el primer lugar del ranking, mientras que en los promedios según sus centrales ocupó el último lugar.

Se pensó que un motivo posible era que, en el cálculo de los promedios de empresas quedaban fuera muchas centrales que son de estas empresas, porque simplemente no fueron parte de la muestra del análisis por centrales debido a la falta de datos. Por lo cual se realizó una regresión lineal acorde a lo obtenido por la muestra para poder estimar las eficiencias técnicas de las centrales faltantes. Con estos nuevos datos estimados se realizó un nuevo promedio ponderado de las empresas, pero para sorpresa del investigador los cambios fueron mínimos y el ranking entre estas cuatro empresas se mantuvo: Aes Gener, Colbún, E-CL y finalmente Endesa.

Por lo tanto ¿cómo se puede explicar que un consolidado como Endesa obtuviera resultados tan favorables en la estimación de fronteras por empresas, pero en estos promedios de sus centrales no logre posicionarse entre las más eficientes del ranking?

Una posible explicación tiene que ver con la mirada de los análisis y con sus indicadores principales para cada empresa. El primer análisis por empresas poseía una perspectiva financiera, integrando variables como costo de venta y gastos de administración, y donde quedó demostrado en los “Resultados” que Endesa poseía una gran rentabilidad, comprobado en sus principales ratios de márgenes. Es decir, sus costos y gastos reflejaban una menor proporción a sus ingresos que lo obtenido por el resto de sus competidores, y esta ventaja era tal que incluso atenuó el efecto negativo de tener el más bajo factor de planta en los 6 años en comparación a las otras tres empresas analizadas, y por ello Endesa se posiciona en el primer lugar del ranking de este análisis.

Por el contrario, cuando se evaluaron las centrales se descubrió que los factores de planta eran muy significativos en los resultados de eficiencia técnica obteniendo una alta correlación entre ambos indicadores. Indudablemente no es el único indicador relevante, pero era una buena aproximación para comparar ranking de centrales más eficientes.

Esta significancia de los factores de planta en los resultados de eficiencia de las centrales podría dar una respuesta al porqué Endesa resultó última en los nuevos promedios de empresas según sus centrales. Dado que posee una baja actividad versus sus competidores (y estos explican en gran parte la eficiencia técnica en las centrales), sus centrales obtuvieron menores eficiencias en comparación, y ello afectó a su promedio final. Mientras que en el resto de las empresas mantuvo el orden del ranking.

¿Significa entonces que no hay relación entre ambos resultados? No necesariamente, pues si una empresa con fines económicos desea ser más eficiente entonces debe utilizar correctamente sus factores productivos, sobre todo en sus plantas de producción. En generación, el deseo principal debería ser disminuir los costos marginales de sus centrales, obtener la máxima actividad que permite su fuente y construir estratégicamente la matriz que otorgue mejores resultados, y todos estos puntos requieren de gestión.

7.2.- LIMITACIONES Y FUTURAS INVESTIGACIONES:

Dentro de las limitaciones del estudio se encuentran las siguientes:

- 1) Muchos de los datos de costos marginales por centrales debieron ser estimados debido a que la información entregada por las principales fuentes (CDEC SING, CDEC SIC y CNE) es presentada de distintas maneras. Por ejemplo, muchas de ellas están construidas con las centrales como base, pero otras con unidades de generación (plantas que componen una central) como base. Debido a esto se decidió trabajar por centrales como mínima granularidad y esto obligó a promediar los datos de las unidades ponderando por su tamaño para obtener el dato de una central. Un problema extra surge cuando existen unidades que generan más de un tipo de energía, dado en las centrales de ciclo combinado que trabajan con gas natural y diésel, por lo cual se tiene dos costos asociados a la misma central y tamaño. El promedio del costo en estos casos fue ponderar según su generación por fuente, para luego considerarla una sola unidad de ciclo combinado, que luego

también debía ser promediada con otras unidades para dar un costo final asociado a la central de ciclo combinado.

Las centrales que terminaron siendo estimadas fueron Ventanas, Guacolda, Canela, Loma los Colorados, Lautaro, Bocamina I, Nueva Aldea, Mejillones, Taltal 1 y 2, Gasatacama, Iquique, Nueva Renca, Nehuenco I, II y 9B, San Isidro I y II, Tocopilla, Quintero, Tarapacá y Quellón.

Otras estimaciones fueron requeridas para construir la base por trimestre. Esto debido porque los datos de costos marginales se obtuvieron de los Informes de Precio de Nudo de corto plazo, que se presentan semestralmente y salen a comienzos de abril y octubre de cada año. Por lo cual estos datos fueron asignados al primer trimestre (por marzo) y tercer trimestre (por septiembre). Los trimestres intermedios fueron estimados como promedios de ambos valores. La razón es para dar una continuidad al comportamiento temporal del costo. Es decir, si se viera en un gráfico un valor X para el periodo 1 y un valor Y para el periodo 3, el valor para el periodo 2 sería el promedio de X e Y, dado que en el gráfico la evolución entre ambos puntos sería una recta que une X e Y, con el promedio de ambos del periodo 2 ubicado al medio de esa recta. De esa forma no se altera la evolución temporal de la variable entre esos periodos.

- 2) Otra limitante fue el acceso a la información. En un comienzo se deseaba contar con muchas más variables posibles para poder realizar la estimación de fronteras estocásticas, sin embargo en la práctica son pocos los datos transparentados y de acceso público, y a la vez que sean comunes para todas las fuentes. Datos como por ejemplo el número de empleados (para centrales y empresas), superficie en metros cuadrados de una central, costos de inversión, costos fijos, costos de peaje (transporte), entre tantos posibles datos para usar como variables de recursos no pudieron ser encontrados.

Sobre este último, el costo de peaje, era una variable que se deseaba ser ingresada a la base, pero el SING y el SIC tienen metodologías distintas para presentarlo y no eran comparables, por lo cual terminó siendo desechado para ser usado en la base de datos.

Pero, en opinión del investigador, pese al limitado acceso a la información para el caso de centrales sí se logra dar cobertura a los principales comportamientos de una central que abren el debate de eficiencia en generación, es decir, se cuenta con su costo de producción, su capacidad de generación y su aporte en seguridad de suministro.

- 3) En algunos casos existían más de una fuente consultada para obtener un dato, y en un número limitado de ellos se encontraron valores diferentes para una misma observación. Esto ocurrió cuando se construyó la base de capacidades instaladas por central, y por ende de empresas. La fuente consultada mayormente era el CNE, sin embargo el CNE no cuenta con una base que muestre la evolución por capacidad en el tiempo, ya que sube y reemplaza el archivo que ponen a disposición para consultar este dato. Esto puede no parecer un problema mayor, dado que las centrales no suelen cambiar de tamaño y en el archivo del CNE muestra el año que fue instalada la central, pero la base necesaria para este

estudio requería datos trimestrales y sí existen casos en que una central cambia de capacidad, por la construcción de una nueva unidad, una ampliación o la eliminación de unidades de generación, y es necesario determinar en qué trimestre comenzó a operar. En estos casos se consultaron las memorias anuales de los CDEC, pero surgió el problema de que en algunos casos habían diferencias entre los valores del CNE y el anuario del CDEC. Como regla se definió que se preferirían los datos del CNE para definir el dato de capacidad de una central y en casos donde hubieran cambios se confió en los datos por los CDEC en sus anuarios. No fueron muchos los casos, pero debe ser mencionado.

Para finalizar esta investigación se plantean algunos posibles lineamientos o temas de interés en posibles y sugeridas investigaciones futuras:

- 1) Hacer un seguimiento de estas centrales para identificar si existen cambios de eficiencia a lo largo del periodo de tiempo evaluado, sobre todo en centrales nuevas las cuales podrían demostrar cambios a medida que avanzan en la curva de aprendizaje.
- 2) Integrar nuevas centrales a la base a medida que surjan. Sería de gran interés ver cómo se comportarían nuevas centrales que integren otros medios de generación ¿Qué tan eficiente es la generación mareomotriz o nuclear si se integraran? O ¿qué tan diferentes podrían resultar grandes proyectos de embalse, como HidroAysén?
- 3) Realizar este estudio en diferentes localidades ¿Cuáles son las fuentes y centrales más eficientes de Argentina? ¿y de Estados Unidos, España, Brasil, etc? Como se vio a inicios de esta investigación en una leve comparación por países, cada nación tiene su estrategia en la obtención de energía acorde a su naturaleza ¿qué medios de energía resultarían los más eficientes en estos países? ¿Serían los mismos que en Chile o el comportamiento de su geografía y economía cambiarían el ranking de eficiencia por fuentes de generación?
- 4) Integrar más variables al estudio. En este estudio se consideraron variables tan importantes como el costo marginal, que representa el costo de producción, y la capacidad instalada, del cual se conoce su factor de planta y con ello cuánto uso puede dar una central o una fuente. Pero dentro del debate público también consideran los costos verdes. Estos costos verdes pueden ser considerados como costos de emisión de CO₂ que deberían ser buscados y/o estimados para todas las centrales ¿pero es el método adecuado? Las centrales nucleares no liberan CO₂ sino que vapor de agua, pero son igualmente contaminantes por liberar desechos radioactivos. El investigador debería definir cómo medir el costo verde para asignarlo por central ¿y las centrales de embalse? No son contaminantes, pero dentro de sus opositores opinan que destruyen una gran área necesaria para llenar el embalse. Se podría considerar otra variable como tamaño en superficie (Km²) necesario para una planta de generación, pero ¿qué tanta área requiere una

central térmica porque sus desechos afectan no solo el área que ocupa? En fin, sin duda es un tema complicado pero curioso y el investigador entonces debería definir metodologías para evaluar estas variables y otras antes de definir valores para cada central.

8.- BIBLIOGRAFÍA:

Acevedo Villalobos, M. C., & Ramírez Vallejo, J. (2005). Diferencias regionales en la eficiencia técnica del sector confecciones en Colombia: un análisis de fronteras estocásticas. *Innovar. Revista de Ciencias Administrativas y Sociales*.

Aigner, D., Lovell, C. K., & Schmidt, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of econometrics*.

Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1992). Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. In *International applications of productivity and efficiency analysis*.

Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1995). A model for technical inefficiency effects in a stochastic frontier production function for panel data. *Empirical economics*.

Benavides, M. (2014). Eficiencia técnica-económica y riesgo en la producción del cultivo de arroz.

Biblioteca del Congreso Nacional (2012). Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina, [online]
Disponible en: http://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/16020/1/Informe_Comision%20Final_v4.doc (Accedido: Septiembre, 2016)

Brescia, V., Lema, D., & Barrón, E. (2011). Producción y eficiencia en empresas agrícolas: análisis de fronteras de producción estocásticas con datos de panel. *Instituto de economía y sociología-INTA*.

Calatrava Leyva, J., & Cañero León, R. (2001). Funciones de producción frontera en invernaderos almerienses: identificación de factores relacionados con la eficiencia técnica.

Canay I. (2001). Fronteras de Eficiencia Estocásticas: Comparación Internacional de Distribuidoras Eléctricas". Licenciatura. Universidad de Buenos Aires.

Carmona Barra, L. A. (2013). Análisis técnico-económico de solución a congestión en el sistema interconectado central SIC.

Centro de Despacho Económico de Carga SIC (2015) Anuario 2015, Santiago, Chile.

Centro de Despacho Económico de Carga SING (2014) Anuario 2013, Santiago, Chile.

Coelli, T. J. (1996). *A guide to FRONTIER version 4.1: a computer program for stochastic frontier production and cost function estimation* (Vol. 7, pp. 1-33). CEPA Working papers.

Coll-Serrano, V., & Blasco-Blasco, O. M. (2009). Evolución de la eficiencia técnica de la industria textil española en el periodo 1995-2005. Análisis mediante un modelo frontera estocástica. *Estudios de Economía Aplicada*.

Comisión Nacional de Energía (2009). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chile, [online]
Disponible en: <http://www.cne.cl/estudios/publicaciones> (Accedido: Octubre, 2014)

Comisión Nacional de Energía (2015) “Estadísticas > Energía > Electricidad” [online].
Disponible en: <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad> (Accedido: Enero, 2015).

Constantin, P. D., & Martin, D. L. (2009). Cobb-Douglas, translog stochastic production function and data envelopment analysis in total factor productivity in Brazilian agribusiness.

De la Fuente, H., Vallina, A.M., y Pino, J. (2015). Análisis de los determinantes del desarrollo económico. Un estudio econométrico comparativo entre Chile y otros sectores de diferentes niveles de desarrollo, *Horizontes Empresariales*.

De la Fuente, Hanns. “Modelo Frontera Estocástica”. Metodología de Investigación para la Toma de Decisiones. Ingeniería Comercial, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. 2013.

Farrell, M. J. (1957). The measurement of productive efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society*.

Generadoras de Chile A.G. (2014) Presentación “*Mercado Eléctrico Chileno*” [online].
Disponible en: http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Mercado-Electrico-Chileno-27_11.pptx

Greene W. (2007). *Econometric Analysis*, Sexta Edición, Universidad de New York, Nueva York, Estados Unidos.

Hadri, K., & Whittaker, J. (1999). Efficiency, environmental contaminants and farm size: testing for links using stochastic production frontiers. *Journal of applied economics*, Buenos Aires, Argentina.

Iglesias, G., Castellanos, P., & Seijas, A. (2010). Measurement of productive efficiency with frontier methods: A case study for wind farms. *Energy Economics*.

Kodde, D. A., & Palm, F. C. (1986). Wald criteria for jointly testing equality and inequality restrictions. *Econometrica: journal of the Econometric Society*, 1243-1248.

Kumbhakar, S. C. (1990). Production frontiers, panel data, and time-varying technical inefficiency. *Journal of econometrics*.

Marmolejo-Saucedo, J. A., Rodríguez-Aguilar, R., Cedillo-Campos, M. G., & Salazar-Martínez, M. S. (2015). Technical efficiency of thermal power units through a stochastic frontier. *Dyna*.

Meeusen, W., & van Den Broeck, J. (1977). Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. *International economic review*.

Menegaki A. (2012). Modelling renewable energy management in inefficiency in Europe with panel data stochastic frontier models.

Ministerio de Economía, fomento y reconstrucción, Decreto con Fuerza de Ley N°4. Chile. Ley General de Servicios Eléctricos, Santiago, Chile, febrero 2007.

Santos, J., Foster, W., Ortega, J., & Ramirez, E. (2006). Estudio de la eficiencia técnica de productores de papas en Chile: El rol del programa de transferencia tecnológica de INDAP. *Economía Agraria*.

Solis, R., entrevista personal, 19 de marzo del 2015.

9.- ANEXOS:

ANEXO I: CAPACIDADES Y EMPRESAS POR GRUPOS CONSOLIDADOS AL CIERRE DEL 2015:

Consolidado	Empresa	% Filial	Total MW	Total Prorrateado
Aes Gener	AES GENER	100%	1.220	1.220
	ANGAMOS	100%	545	545
	ELECTRICA VENTANAS	100%	272	272
	ENERGIA VERDE	100%	38	38
	GUACOLDA	50%	760	380
	NORGENER	99%	275	274,5
	SALTA	100%	390	390
	SOCIEDAD ELECTRICA DE SANTIAGO	100%	480	480
			3.980 MW	3.600 MW
Colbún	COLBUN	100%	3.082	3.082
	E.E. INDUSTRIAL	99%	10	9,99
	HIDROELECTRICA ACONCAGUA	100%	84	84
	HIDROELECTRICA GUARDIA VIEJA	100%	40	40
	OBRAS Y DESARROLLO	100%	26	26
	RIO TRANQUILO	100%	61	61
				3.302 MW
E-CL	E-CL	100%	1.767	1.767
	ANDINA	100%	169	169
	HORNITOS	60%	170	102
			2.106 MW	2.038 MW
Endesa	ENDESA	100%	3.362	3.361
	CELTA (Celta, Pangu e Isidro)	96,21%	1.427	1.373
	EÓLICA CANELA	100%	78,2	78,2
	GASATACAMA	100%	780	780
	PEHUENCHE	92,65%	702	650
			6.349 MW	6.224 MW

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del CNE y estados financieros de las empresas. Incluye capacidades del SING y SIC

La tabla se construyó en base a las capacidades por cada central que pertenecen a empresas y a su vez a consolidados. Los porcentajes de participación aparecen en los estados financieros de las empresas cada trimestre dentro del listado de sociedades filiales. Si bien muchas empresas pertenecen al 100% de su controlador se mantuvo el nombre de origen por un tema de orden. Es importante señalar que esta tabla muestra una fotografía al terminar el año 2015, pero no siempre los porcentajes del controlador son iguales en el tiempo.

El análisis de eficiencia de empresas se realizó por consolidados, puesto que la información financiera corresponde a este nivel de estructura de datos.

ANEXO II: CENTRALES DE GENERACIÓN CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO

Consideradas en el periodo 2010-2015:

Línea	Consolidado	Empresa	Nombre	Energía	Fuente	Convencional
SIC	AES GENER	AES GENER	LAGUNA VERDE	Biomasa	Térmica	Convencional
			LAGUNA VERDE TG	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			LOS VIENTOS	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			SANTA LIDIA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			VENTANAS I	Carbón	Térmica	Convencional
			VENTANAS II	Carbón	Térmica	Convencional
		ELECTRICA VENTANAS	NUEVA VENTANAS	Carbón	Térmica	Convencional
		ENERGIA VERDE	LAJA	Biomasa	Biomasa	ERNC
		GUACOLDA	GUACOLDA	Carbón	Térmica	Convencional
		SOCIEDAD ELECTRICA DE SANTIAGO	NUEVA RENCA	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
			RENCA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
		ARAUCO	ARAUCO BIOENERGIA	ARAUCO	Biomasa	Biomasa
	CHOLGUAN			Biomasa-petróleo N°6	Biomasa	ERNC
	HORCONES TG			Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
	LICANTEN			Biomasa-Licor Negro - petróleo N°6	Biomasa	ERNC
	NUEVA ALDEA I			Biomasa	Biomasa	ERNC
	NUEVA ALDEA III			Licor Negro - Fuel Oil Nro. 6	Biomasa	ERNC
	VALDIVIA			Biomasa-Licor Negro - petróleo N°6	Biomasa	ERNC
	BARRICK	BARRICK	PUNTA COLORADA	Petróleo IFO-180	Térmica	Convencional
	CARDOEN	ENORCHILE	ESPERANZA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
	CGE	TECNORED	CONCON	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			EL TOTORAL	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			LAS VEGAS	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			LINARES	Biomasa-Licor Negro	Térmica	Convencional
			PLACILLA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			QUINTAY	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
	COLBUN	COLBÚN	ANTILHUE	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			CANDELARIA	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
			CANUTILLAR	Hidro Embalse	Hidro	Convencional
			COLBUN	Hidro Embalse	Hidro	Convencional
			LOS PINOS	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
			MACHICURA	Hidro Embalse	Hidro	Convencional
	COLBÚN	COLBÚN	NEHUENCO 9B	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
NEHUENCO I			Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
NEHUENCO II			Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
QUILLECO			Hidro Pasada	Hidro	Convencional	

		RUCUE	Hidro Pasada	Hidro	Convencional	
		SAN IGNACIO	Hidro Pasada	Hidro	Convencional	
CONSORCIO ENERGETICO NACIONAL	ELEKTRAGEN	CHIOLOE	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		CONSTITUCION ELEKTRAGEN	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		MAULE	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		EMELDA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
ECOMAC	EMELDA	EMELDA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
ENDESA	ENDESA	ANTUCO	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		CIPRESES	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		CURILLINQUE	Hidro Pasada	Hidro	Convencional	
		DIEGO DE ALMAGRO TG	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		EL TORO	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		EOLICA CANELA	Eólica	Eólica	ERNC	
		HUASCO TG	Petróleo IFO-180	Térmica	Convencional	
		ISLA	Hidro Pasada	Hidro	Convencional	
		LOMA ALTA	Hidro Pasada	Hidro	Convencional	
		PANGUE	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		QUINTERO	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
		RALCO	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		RAPEL	Hidro Embalse	Hidro	Convencional	
		SAN ISIDRO I	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
		SAN ISIDRO II	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
		TALTAL 1	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
		TALTAL 2	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
			PEHUENCHE	PEHUENCHE	Hidro Embalse	Hidro
	ENERGY PARTNERS CHILE	ENERGY PARTNERS CHILE	DEGAÑ	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
ENLASA	ENLASA	EL PEÑON	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		SAN LORENZO	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		TENO	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		TRAPEN	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
GDF SUEZ	EOLICA MONTE REDONDO	MONTE REDONDO	Eólica	Eólica	ERNC	
GENERADORA DEL PACIFICO	GENERADORA DEL PACIFICO	TERMOPACIFICO	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
IC POWER	COLMITO	COLMITO	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
KDM ENERGIA	KDM ENERGIA	LOS COLORADOS	Biomasa	Biomasa	ERNC	
MINERA VALLE CENTRAL	MINERA VALLE CENTRAL GENERACION	COLIHUES	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
NUEVA ENERGIA	NUEVA ENERGIA	ESCUADRON	Biomasa	Biomasa	ERNC	
POTENCIA	POTENCIA	LOS OLIVOS	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
	TERMoeLECTRICA LOS ESPINOS	LOS ESPINOS	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
SGA	SAGESA	CHUYACA	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
		CORONEL TG DIESEL	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional	
		QUELLON	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional	
SN POWER	NORVIND	TOTAL	Eólica	Eólica	ERNC	

	SWC	SWC	EL SALVADOR TG	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
SING	AES GENER	NORGENER	TERM. NORGENER	Carbón	Térmica	Convencional
	CARDOEN	ENORCHILE	DIESEL MANTOS BLANCOS	Diésel	Térmica	Convencional
			DIESEL ZOFRI	Diésel	Térmica	Convencional
	CAVANCHA	CAVANCHA	CAVANCHA	Hidro Pasada	Hidro	ERNC
	E-CL	E-CL	DIESEL IQUIQUE	Diésel	Térmica	Convencional
			TERM. TAMAYA	Fuel Oil	Térmica	Convencional
			CHAPIQUIÑA	Hidro Pasada	Hidro	ERNC
			DIESEL ARICA	Diésel	Térmica	Convencional
			TERM. MEJILLONES CTM	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
			TERM. TOCOPILLA	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
	ENAEX	ENAEX	DIESEL ENAEX	Diésel	Térmica	Convencional
	ENDESA	CELTA	TERM. TARAPACÁ	Carbón	Térmica	Convencional
		GASATACAMA	GASATACAMA	Ciclo Combinado	Térmica	Convencional
	INACAL	EQUIPOS DE GENERACION	INACAL	Diésel	Térmica	Convencional

Fuente: Elaboración Propia. Datos de CNE, Estados Financieros, y páginas oficiales de empresas de generación.

Consideradas, además de las anteriores, en el periodo 2015:

Línea	Consolidado	Empresa	Nombre	Energía	Fuente	Convencional
SIC	AES GENER	AES GENER	CAMPICHE	Carbon	Termica	Convencional
	ALBA	ALBA	SAN PEDRO	Eolica	Eolica	ERNC
	ARAUCO	ARAUCO BIOENERGIA	VIÑALES	Biomasa	Biomasa	ERNC
	BARRICK	BARRICK	EOLICA PUNTA COLORADA	Eolica	Eolica	ERNC
			LAJA CMPC	Biomasa	Biomasa	ERNC
	CMPC	BIOENERGIA FORESTALES	SANTA FE	Biomasa	Biomasa	ERNC
			PACIFICO CMPC	Biomasa- Petroleo N°6	Biomasa	ERNC
			ENERGIA PACIFICO	Biomasa	Biomasa	ERNC
	COIPSA	ENERGIA PACIFICO	ENERGIA PACIFICO	Biomasa	Biomasa	ERNC
	COLBUN	COLBUN	ANGOSTURA	Hidro Embalse	Hidro	Convencional
	COMASA	COMASA	LAUTARO	Biomasa-Licor Negro - Petroleo N°6	Biomasa	ERNC
			SANTA MARTA	Biomasa	Biomasa	ERNC
	CONSORCIO SANTA MARTA	CONSORCIO SANTA MARTA	SANTA MARTA	Biomasa	Biomasa	ERNC
	DUKE ENERGY	DUKE ENERGY	YUNGAY	Petroleo Diesel	Termica	Convencional
	ENDESA	ENDESA	BOCAMINA II	Carbon	Termica	Convencional
	ENEL	ACCIONA ENERGIA CHILE S.A.	PUNTA PALMERAS	Eolica	Eolica	ERNC
CHAÑARES			Solar	Solar	ERNC	
SOLAR DIEGO DE ALMAGRO			Solar	Solar	ERNC	

		ENEL GREEN POWER	TAL TAL EOLICO	Eolica	Eolica	ERNC
		ENEL GREEN POWER	TALINAY	Eolica	Eolica	ERNC
	ENERGIAS UCUQUER DOS	ENERGIAS UCUQUER DOS	UCUQUER	Eolica	Eolica	ERNC
	EPM	EPM CHILE	LOS CURUROS	Eolica	Eolica	ERNC
	MAINSTREAM RENEWABLE POWER	MAINSTREAM RENEWABLE POWER	NEGRETE CUEL	Eolica	Eolica	ERNC
	MASISA	MASISA	CABRERO	Biomasa	Biomasa	ERNC
	PATTERN ENERGY & ASMORE ENERGY	EOLICA EL ARRAYAN	EL ARRAYAN	Eolica	Eolica	ERNC
	PSF	PSF PAMA S.A.	PAMA FV	Solar	Solar	ERNC
	RTS ENERGY	RTS ENERGY	SALVADOR FV	Solar	Solar	ERNC
	SGA	SAGESA	CALLE CALLE	Petróleo Diésel	Térmica	Convencional
	SUNEDISON	AMANECER SOLAR	SAN ANDRES	Solar	Solar	ERNC
		SUNEDISON	LLANO DE LLAMPOS	Solar	Solar	ERNC
SING	AES GENER	ANGAMOS	ANGAMOS	Carbón	Térmica	Convencional
	AGUAS NEGRAS	ENERNUEVAS	ALTO HOSPICIO	Hidro Pasada	Hidro	ERNC
		ENERNUEVAS	EL TORO MINI	Hidro Pasada	Hidro	ERNC
	E-CL	ANDINA	TERMOELECTRICA ANDINA	Carbón	Térmica	Convencional
		E-CL	SOLAR EL AGUILA	Solar	Solar	ERNC
		HORNITOS	TERMOELECTRICA HORNITOS	Carbón	Térmica	Convencional
	ENEL	ENEL GREEN POWER	VALLE DE LOS VIENTOS	Eólica	Eólica	ERNC
	INGENOVA	ON-GROUP	INGENOVA	Diésel	Térmica	Convencional
	NORACID	NORACID	NORACID	Cogeneración	Cogen.	Convencional
	SOLARPACK	SOLARPACK	POZO ALMONTE 2	Solar	Solar	ERNC
SOLARPACK		POZO ALMONTE 3	Solar	Solar	ERNC	

Fuente: Elaboración Propia. Datos de CNE, Estados Financieros, y páginas oficiales de empresas de generación.

ANEXO III: EMBALSES Y CENTRALES HIDROELÉCTRICAS AGUAS ABAJO.

Cuenca	Central	Empresa
Cuenca del Maula // Embalse Colbún	Colbún	Colbún
	San Ignacio	Colbún
	Machicura	Colbún
Cuenca del Lago Laja // Central el Toro	El Toro	Endesa
	Quilleco	Colbún
	Antuco	Endesa
	Rucúe	Colbún
Cuenca del Maule // Laguna Invernada	Cipreses	Endesa
	Loma Alta	Endesa
	Isla	Endesa
	Curillínque	Endesa
	Pehuenche	Pehuenche
Embalse Ralco	Ralco	Endesa
	Angostura	Colbún
	Pangue	Endesa
Rapel	Rapel	Endesa
Lago Chapo	Canutillar	Colbún

Fuente: Manual "Modelo Multinodal Hidrotérmico OSE2000", KAS Ingeniería.

ANEXO IV: GRUPOS DE CENTRALES.

Centrales que componen los grupos, agrupadas según sus variables cualitativas y tamaño⁵².

Grupo 1: Biomasa

Descripción: Centrales que utilizan como fuente de energía el aprovechamiento de la materia orgánica formada por procesos biológicos o residuos de seres vivos. Normalmente no son de gran tamaño, ya que no superan los 20MW, exceptuando las grandes Arauco y Cholguán, de 760 y 780 MW respectivamente. Se consideran ERNC.

Centrales:

Arauco	Cholguán	Escuadrón	Laja
Licantén	Lomas Los Colorados	Nueva Aldea I	Nueva Aldea II
Valdivia	Lama CMPC*	Cabrero*	Lautaro*
Energía Pacífico*	Santa Fe*	Santa Marta*	Viñales*

Grupo 2: Carbón

Descripción: Centrales térmicas convencionales que usan el carbón como fuente de energía. La combustión del carbón hace girar una turbina que transforma la energía mecánica en electricidad. Suelen ser de tamaño mediano o grande, promediando 245 MW por central. Guacolda es la mayor con 608 MW.

Centrales:

Bocamina I	Guacolda	Nueva Ventanas	Ventanas I
Ventanas II	Term. Norgener	Term. Tarapacá	Angamos*
Term. Andina*	Term. Hornitos	Bocamina II*	Campiche*

Grupo 3: Ciclo Combinado

Descripción: Centrales térmicas convencionales. Tienen la cualidad que pueden alternar entre gas natural o carbón como fuente para generar energía eléctrica por medio de combustión para alimentar una turbina. Son de gran tamaño y normalmente la conforman varias unidades de generación. La central Tocopilla en conjunto posee más de 1.000 MW instalados.

Centrales:

Candelaria	Colmito	Coronel TG Diésel	Horcones TG
Nehuenco 9B	Nehuenco I	Nehuenco II	Nueva Renca
Quintero	San Isidro I	San Isidro II	TaltTal 1
Taltal 2	Gasatacama	T. Mejillones CTM	T. Tocopilla
Salta*			

Grupo 4: Eólica

Descripción: Medio de generación renovable y limpio. Aprovecha la fuerza del viento para hacer girar aspas en molinos de viento que a su vez mueven una turbina para generar energía eléctrica. Cada turbina es de baja potencia instalada, por lo cual suelen construirse en parque eólicos. Su tamaño promedio es de 68 MW.

Centrales:

Eólica Canela	Monte Redondo	Totoral	Valle los Vientos*
El Arrayán*	E. Punta Colorada*	Los Cururos*	Negrete Cuel*
Punta Palmeras*	San Pedro*	Taltal Eólico*	Talinay*
Ucuquer*			

⁵² Las centrales con asterisco (*) están en el análisis del 2015.

Grupo 6: Hidroeléctricas de Pasada

Descripción: Centrales que, tal como las centrales de embalse, utilizan el agua para mover una turbina, pero en este caso aprovechan el movimiento natural del caudal para ello y no la construcción de un embalse. Por el motivo anterior es que son mucho más pequeñas que las centrales de embalse. La legislación en Chile considera a aquellas que son menores que 20 MW como medios de ERNC.

Centrales:

Curillinque	Isla	Loma Alta	Quilleco	Alto Hospicio*
Rucúe	San Ignacio	Cavancha	Chapiquiña	El Toro Mini*

Grupo 7: Pequeña Petróleo

Descripción: Funcionan del mismo modo que otras centrales térmicas, con la excepción que su combustible es petróleo y/o diésel. Se consideraron como pequeñas petroleras aquellas que poseen un tamaño menor que 20 MW. Medio de generación altamente contaminante.

Centrales:

Cenizas	Chiloé	Chuyaca	Con Con
Const. Elektragen	El Tororal	Laguna Verde TG	Las Vegas
Linares	Maule	Placilla	Punta Colorada
Quellón	Quintay	Diésel Arica	Diésel Enaex
Diésel Zofri	Inacal	Ingenova*	Calle Calle*

Grupo 8: Mediana Petróleo

Descripción: Centrales de Petróleo con un tamaño entre 20 MW y 100 MW instalados.

Centrales:

Colihues	Degañ	Diego de Almagro TG	El Peñón
El Salvador TG	Emelda	Esperanza	Huasco TG
Laguna Verde	Petropower	San Lorenzo	Teno
Termopacífico	Trapén	Diésel Iquique	Mantos Blancos

Grupo 9: Gran Petróleo

Descripción: Centrales de Petróleo de gran tamaño, sobre los 100 MW, promediando 116 MW brutos instalados.

Centrales:

Antilhue	Los Espinos	Los Olivos	Los Pinos	Yungay*
Los Vientos	Renca	Santa Lidia	Term. Tamaya	

Grupo 10: Solar

Descripción: Las centrales solares constan de parques de paneles solares que concentran la luz solar en una caldera que hace girar una turbina que a su vez genera electricidad. Se considera medios de ERNC.

Centrales:

Pozo Almonte 2*	Pozo Almonte 3*	Solar El Aguilar*	Chañares*
S. Diego de Almagro*	Llano de Llampos*	Pama FV*	Salvador FV*
San Andrés*			

ANEXO V: GRÁFICOS DE DISPERSIÓN DE PRINCIPALES INDICADORES Y RESULTADOS DE EFICIENCIA TÉCNICA⁵³.

En la sección de “Resultados” se explicó los valores obtenidos de eficiencia técnica de las fuentes y centrales en base a 3 grandes indicadores que la industria suele usar para medir eficiencia: Costo Marginal, Factor de Planta y Potencia Firme. Estas variables pueden considerarse los máximos indicadores para evaluar y comparar centrales (ello explica la elección de las variables) pero hay indicadores que tienen mayor relación con el resultado de eficiencia técnica obtenido por una central. Para ello se realizaron gráficos de dispersión y cálculos de índices de correlaciones.



En primer lugar destaca la relación entre costo marginal y los resultados de eficiencia técnica donde claramente el gráfico muestra una relación indirecta. Aquí se aprecia la lógica aplicada de que las centrales más eficientes son las más baratas y viceversa. Esta relación tiene un coeficiente de correlación de $-0,42$ dado que existen centrales que obviamente la eficiencia no es sólo explicada por su costo, también por su actividad y donde existen diversas centrales con distintos niveles de actividad independiente de sus costos.

Para ello se demuestra la relación de Eficiencia Técnica y Factor de Planta (ver gráfico 8.2) donde la relación directa queda claramente demostrada. Estas variables obtuvieron un índice de correlación de $0,79$ siendo así la relación más fuerte de las encontradas. Esta relación demuestra que entre más activa sea una central mayor será su eficiencia.

Aunque la relación entre ambas variables sea fuerte queda más que manifestado que la eficiencia técnica de una central no solo depende de su factor de planta (de lo contrario hacer este estudio no tendría razón de ser) sino que depende de otras variables que fueron ingresadas al análisis, pero se debe recalcar que este indicador es una buena aproximación si es que se desea encontrar resultados de eficiencia.

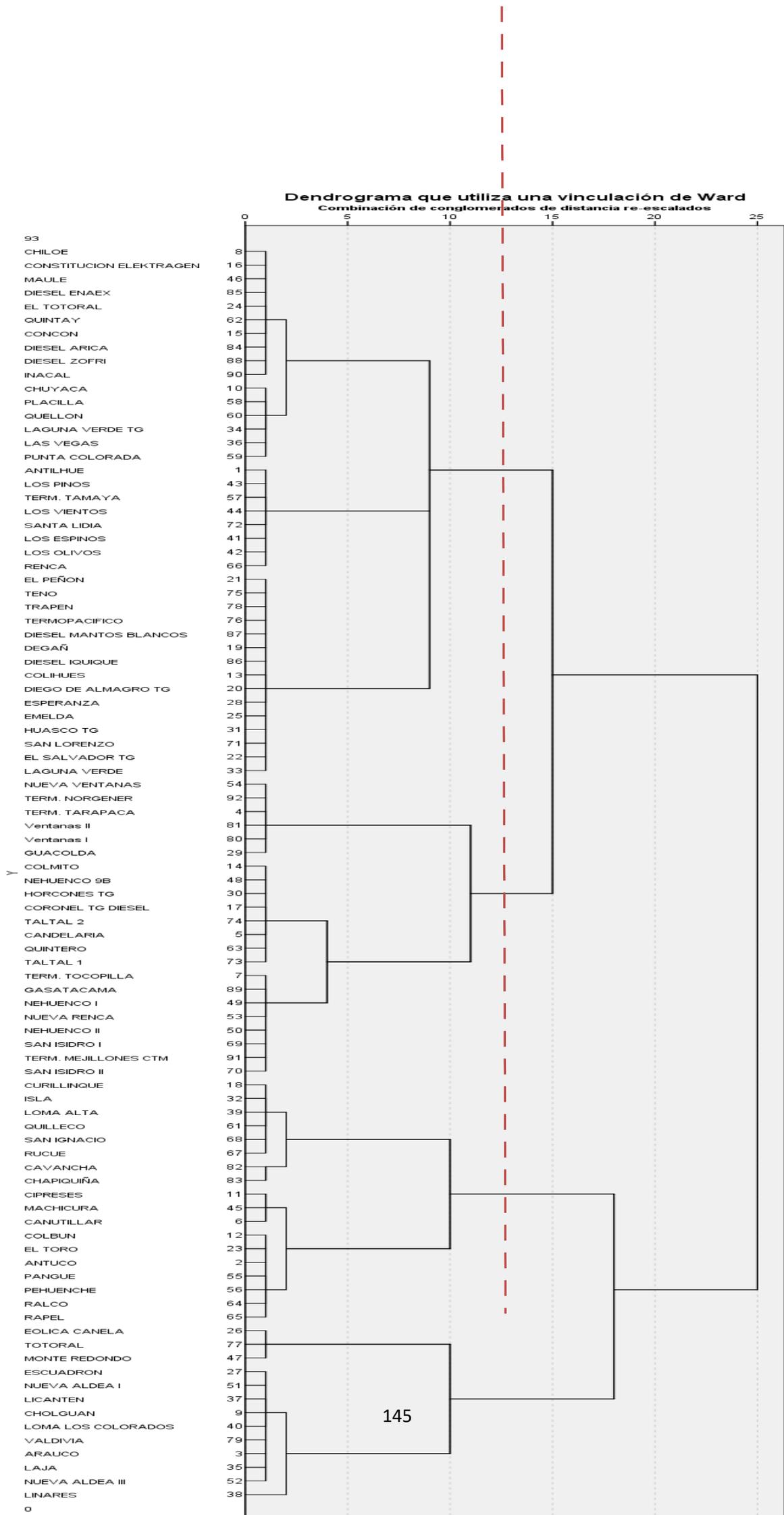
⁵³ Los gráficos fueron construidos a partir de los Resultados de Eficiencia Técnica obtenidos por las centrales del Modelo de Seguridad 2010-2015 de la función Cobb-Douglas.



Otra de las relaciones directas es entre el aporte en seguridad de suministro y la eficiencia técnica. Ambos indicadores tienen una correlación de 0,60. Al igual que el factor de planta esta relación directa era esperable y demuestra que entre más segura sea una central más eficiente será.



ANEXO VI: DENDOGRAMA Y TABLA ANOVA RESULTANTE DEL ANÁLISIS CLÚSTER



Fuente: Elaboración Propia. SPSS

ANOVA de un factor

		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
Prom_ET	Inter-grupos	6858,065	3	2286,022	7,763	,000
	Intra-grupos	25913,761	88	294,475		
	Total	32771,826	91			
Prom_porc_potfirme	Inter-grupos	3152,294	3	1050,765	11,067	,000
	Intra-grupos	8354,869	88	94,942		
	Total	11507,163	91			
Prom_capneta	Inter-grupos	12644143603,0 12	3	4214714534,337	18,108	,000
	Intra-grupos	20482867946,8 47	88	232759863,032		
	Total	33127011549,8 59	91			
Prom_cmg	Inter-grupos	5603745512,88 2	3	1867915170,961	41,890	,000
	Intra-grupos	3923960735,03 1	88	44590462,898		
	Total	9527706247,91 3	91			
Prom_FP	Inter-grupos	32387,875	3	10795,958	31,256	,000
	Intra-grupos	30395,429	88	345,403		
	Total	62783,304	91			
bi_granpetro	Inter-grupos	,945	3	,315	4,361	,007
	Intra-grupos	6,359	88	,072		
	Total	7,304	91			
bi_embalse	Inter-grupos	4,469	3	1,490	29,493	,000
	Intra-grupos	4,444	88	,051		
	Total	8,913	91			
bi_biomasa	Inter-grupos	6,605	3	2,202	83,961	,000
	Intra-grupos	2,308	88	,026		
	Total	8,913	91			
bi_carbon	Inter-grupos	1,245	3	,415	8,370	,000
	Intra-grupos	4,364	88	,050		
	Total	5,609	91			
bi_ciclo	Inter-grupos	8,854	3	2,951	59,517	,000

	Intra-grupos	4,364	88	,050		
	Total	13,217	91			
	Inter-grupos	3,781	3	1,260	11,756	,000
bi_peqpetro	Intra-grupos	9,436	88	,107		
	Total	13,217	91			
	Inter-grupos	3,324	3	1,108	10,562	,000
bi_medpetro	Intra-grupos	9,231	88	,105		
	Total	12,554	91			
	Inter-grupos	2,860	3	,953	18,875	,000
bi_pasada	Intra-grupos	4,444	88	,051		
	Total	7,304	91			

... continua en la siguiente página...

	Inter-grupos	,594	3	,198	7,557	,000
bi_eolica	Intra-grupos	2,308	88	,026		
	Total	2,902	91			
	Inter-grupos	9,169	3	3,056	99,579	,000
bi_ernc	Intra-grupos	2,701	88	,031		
	Total	11,870	91			
	Inter-grupos	20,554	3	6,851	.	.
bi_termica	Intra-grupos	,000	88	,000		
	Total	20,554	91			
	Inter-grupos	14,478	3	4,826	.	.
bi_hidro	Intra-grupos	,000	88	,000		
	Total	14,478	91			

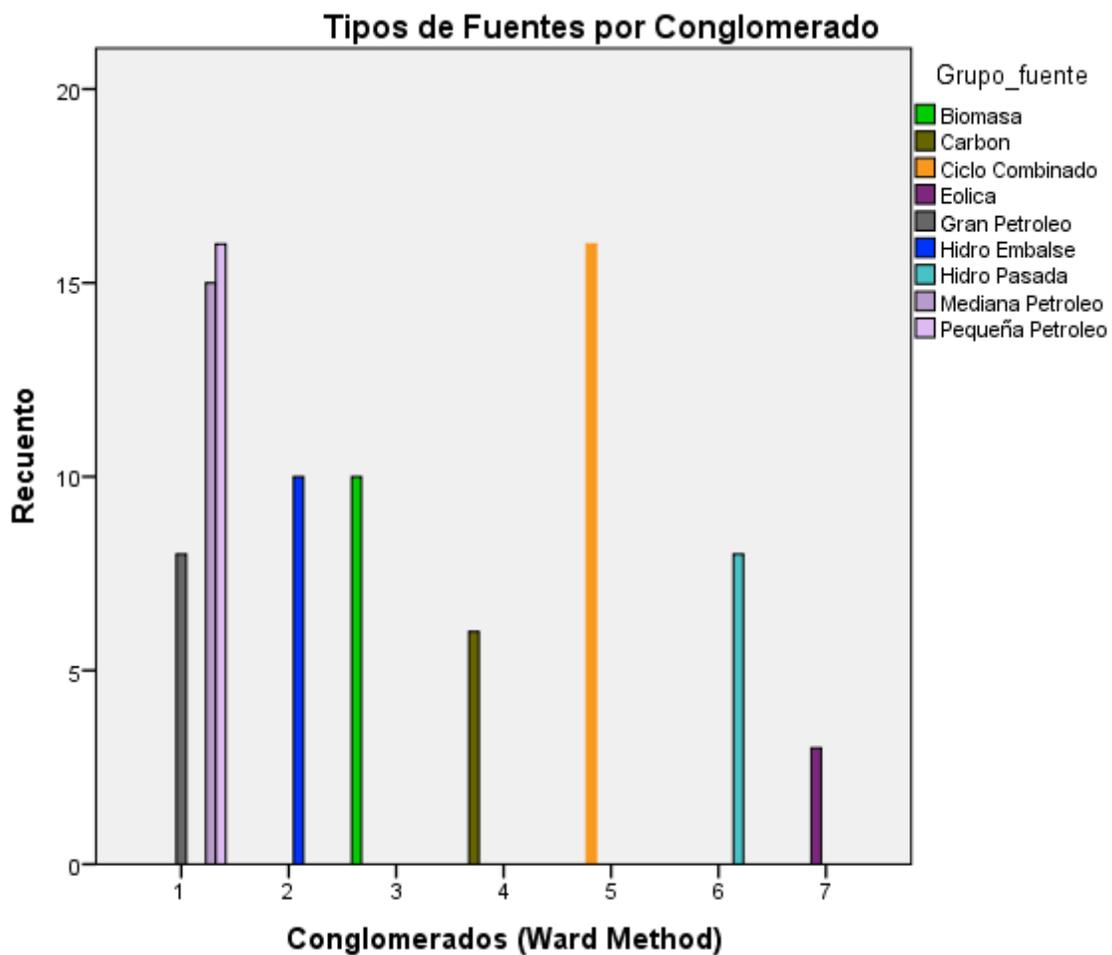
Fuente: Elaboración propia. SPSS.

ANEXO VII: CLÚSTER ALTERNATIVO.

Dentro del estudio se realizó un análisis de conglomerado con el afán de reunir centrales y fuentes acordes no solo a las sus variables ya conocidos: tamaño, actividad, tecnologías, aportes en seguridad; sino también agregar los resultados obtenidos en las estimaciones de eficiencia técnica.

Los conglomerados resultantes presentados en la sección de “Resultados” son los considerados por el autor como más representativos, pues al realizar el corte en 12,5 puntos del dendograma da por resultados 4 grandes grupos totalmente definidos.

Sin embargo, si se desea más detalle, se pueden crear hasta 7 grupos tentativos, también muy definidos, cuando se realiza el corte en 10 puntos del dendograma. Sin embargo se decidió por presentar como concluyente los resultados con 4 grupos en vez de 7 grupos puesto que la única diferencia que realizó este último modelo fue agrupar todas las centrales de petróleo: pequeñas, medianas y grandes, en un solo conglomerado. Su gráfico de tabla de contingencia fue el siguiente:



ANEXO VIII: CENTRALES LÍDERES POR VARIABLE.

Tabla A.8.1: Ranking de Centrales más Baratas

#	Central	CMg (USD/MWh)
1	CAVANCHA	\$ 1.01
2	NUEVA ALDEA III	\$ 1.01
3	CHAPIQUIÑA	\$ 1.01
4	EOLICA CANELA	\$ 7.70
5	MONTE REDONDO	\$ 7.70
6	TOTAL	\$ 7.70
7	LAJA	\$ 15.37
8	LOMA LOS COLORADOS	\$ 16.45
9	NUEVA ALDEA I	\$ 25.06
10	TERMOELECTRICA NORGENER	\$ 36.75
<hr/>		
1	CAVANCHA	\$ 1.01
13	NUEVA VENTANAS	\$ 43.84
16	ESCUADRON	\$ 46.71
36	CURILLINQUE	\$ 133.15
40	LICANTEN	\$ 133.74
38	ISLA	\$ 133.15
44	CHOLGUAN	\$ 139.11

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNE, usando promedios entre 2010 y 2015.

Tabla A.8.2: Ranking de Centrales más Activas

#	Central	Factor de Planta
1	NUEVA VENTANAS	90.4%
2	TERMOELECTRICA NORGENER	88.1%
3	GUACOLDA	86.6%
4	SAN ISIDRO II	77.1%
5	Ventanas I	74.8%
6	CHOLGUAN	68.6%
7	ESCUADRON	68.0%
8	ISLA	66.4%
9	Ventanas II	66.1%
10	LOMA ALTA	65.5%
<hr/>		
1	NUEVA VENTANAS	90.4%
6	CHOLGUAN	68.6%
7	ESCUADRON	68.0%
8	ISLA	66.4%
11	CAVANCHA	65.0%
12	CURILLINQUE	63.2%
18	LICANTEN	58.4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNE, usando promedios entre 2010 y 2015.

Tabla A.8.3: Ranking de Centrales más Seguras

Ranking Centrales más Seguras		
#	Central	Seguridad (pot.firme/cap)
1	CAVANCHA	70.9%
2	DIESEL ZOFRI	65.4%
3	DIESEL ARICA	64.5%
4	CANUTILLAR	64.2%
5	CHAPIQUIÑA	62.8%
6	COLBUN	62.5%
7	MACHICURA	62.1%
8	SAN IGNACIO	62.1%
9	CIPRESES	61.6%
10	GASATACAMA	61.5%
1	CAVANCHA	70.9%
11	ISLA	60.5%
20	CURILLINQUE	58.5%
34	CHOLGUAN	56.5%
55	NUEVA VENTANAS	50.1%
68	ESCUADRON	46.6%
78	LICANTEN	41.1%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNE, usando promedios entre 2010 y 2015.

ANEXO IX: REGRESIÓN LINEAL PARA ESTIMAR EFICIENCIA TÉCNICA DE LAS CENTRALES FALTANTES DE LOS CONSOLIDADOS

En la parte final de los Resultados se realizó una regresión lineal con tal de estimar las eficiencias técnicas de las centrales faltantes, cuya ausencia se debía a falta de datos. Con estas eficiencias estimadas se calcularon los nuevos promedios de eficiencias que poseen las empresas Aes Gener, Endesa, Colbún y E-CL, para comparar estos resultados de promedios en eficiencias de sus centrales correspondientes contra los promedios de eficiencias que obtuvieron en su propio análisis de frontera estocástica.

En primer lugar, se realizaron ciertos supuestos para poder llevar a cabo la estimación por Regresión Lineal. El primero de estos supuestos es asumir que las eficiencias técnicas de las centrales faltantes pueden ser estimadas acorde al comportamiento de una estimación de fronteras estocásticas que no las incluyó. El procedimiento de frontera estocástica estima una firma 100% eficiente (central en este caso) a partir de las observaciones de muchas firmas en el sector y las medidas de eficiencias son obtenidas acorde a la distancia entre las observaciones y la estimación de esta empresa totalmente eficiente o la frontera. Agregar más firmas (centrales) altera la función estimada por lo cual los resultados no serían los mismos. Por lo cual se toma como supuesto que el tamaño de la muestra es representativo para el sector, y entonces estas centrales faltantes no alterarían significativamente el comportamiento de la frontera estocástica manteniendo los resultados de las eficiencias o al menos ser lo bastante similares.

Otro supuesto fue integrar centrales solares para calcular el promedio de empresas. Las centrales solares no estuvieron en el análisis 2010-2015 por lo cual no están en la muestra para realizar la regresión lineal. Aun así, se integró solo una central solar (Solar Águila I) en el promedio de eficiencia de E-CL. Dado que en el análisis 2015 se descubrió que las centrales solares tienen un resultado muy similar a las centrales eólicas, tanto en indicadores como en eficiencia técnica, se evaluó esta central con los datos dummy de una eólica. Aunque hay también que mencionar a favor que esta centrales es muy pequeña (2,1 MW) y sólo comienza a operar desde mediados del 2013, por lo cual no tiene un efecto significativo en el resultado del promedio obtenido por E-CL.

Dicho los supuestos incurridos se plantea la formulación de la regresión lineal realizada para una central i en un periodo t :

$$\begin{aligned}
 & \text{Firme} \\
 & \text{it} \\
 & \text{comb} \\
 & i \\
 & \beta_7 bi_{hidroembalsei} + \beta_8 bi_{pasadaconve} + \beta_9 bi_{pasadaernci} + \beta_{10} bi_{biomasai} + u_i \\
 & \text{Porc}_i \beta_4 bi_{carboni} + \beta_5 bi_{petroleoi} + \beta_6 \zeta_i \\
 & Ef_{tecnicait} = \beta_0 + \beta_1 Cap_{Brutait} + \beta_2 Factor_{plantait} + \beta_3 \zeta_i
 \end{aligned}$$

Como variable dependiente se consideró la eficiencia técnica, y como variables independientes o explicativas al 1) Promedio de capacidad bruta en MW⁵⁴, 2) Factor de planta en el periodo en base 1, 3) Promedio de Potencia Firme como proporción a su

54 Normalmente la capacidad es fija e inmutable, pero suelen haber aumentos de capacidad con nuevas instalaciones o disminuciones con eliminación de unidades de generación, por ello solo se consideró el promedio que poseyó la central en todo el periodo de estudio. De todas formas en las centrales estimadas no hubo ninguna que presentó aumentos o disminuciones de capacidad.

Capacidad en base 1, 4) Variables binarias explicativas para describir la tecnología empleada, que fueron en total 7 las variables dummy⁵⁵, refiriéndose a carbón, petróleo, ciclo combinado, hidroeléctrica de embalse, hidroeléctrica de pasada convencional, hidroeléctrica de pasada ERNC y biomasa.

Para estimarlos se utilizó una base de datos en panel y así obtener más datos, y se usó el software Eviews 7.0, donde se asumió un 95% de confianza.

Por lo tanto la regresión lineal obtenida por el software fue la siguiente:

Dependent Variable: PROM_ET
 Method: Panel Least Squares
 Date: 06/29/17 Time: 22:16
 Sample: 2010Q1 2015Q4
 Periods included: 24
 Cross-sections included: 92
 Total panel (balanced) observations: 2208

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
PROM_CAP	-4.40E-05	1.56E-05	-2.826477	0.0047
PROM_FP	0.284397	0.011487	24.75755	0.0000
PROM_PF	0.484275	0.019537	24.78757	0.0000
BI_BIOMASA	0.217653	0.014358	15.15911	0.0000
BI_CARBON	0.313774	0.016493	19.02422	0.0000
BI_CICLO	0.152380	0.015077	10.10693	0.0000
BI_PETRO	0.135378	0.014346	9.436787	0.0000
BI_EMBALSE	0.177429	0.015722	11.28513	0.0000
BI_PASADCONV	0.319969	0.016622	19.24988	0.0000
BI_PASADERNC	0.206700	0.020782	9.946257	0.0000
C	0.099063	0.011858	8.353978	0.0000
R-squared	0.736788	Mean dependent var		0.590448
Adjusted R-squared	0.735590	S.D. dependent var		0.188374
S.E. of regression	0.096863	Akaike info criterion		-1.826061
Sum squared resid	20.61338	Schwarz criterion		-1.797665
Log likelihood	2026.972	Hannan-Quinn criter.		-1.815687
F-statistic	614.9889	Durbin-Watson stat		0.275466
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración Propia. Eviews 7.0.

A partir de estos parámetros se estimaron las eficiencias técnicas para las empresas faltantes (marcadas con un atléstico en el Anexo anterior). Si bien se estimaron para cada periodo de los 24 trimestres los resultados promedios fueron los siguientes:

55 Las variables dummy hacen referencia a las tecnologías. No está presente el dummy de eólica, pues de obtener 0 en todos los dummy se consideraría de esta fuente. También se diferenciaron las hidroeléctricas de pasada ERNC de las convencionales.

Tabla A.9.1: Eficiencias Técnicas Estimadas por Regresión Lineal de Centrales Faltantes

Consolidado	Central	ET'	
Aes Gener	Alfalfal	0,64	
	Maitenes	0,78	
	Queltehues	0,92	
	Volcán	0,78	
	San Fco Mostazal	0,48	
	Angamos	0,78	
	Campiche	0,79	
E-CL	Term. Andina	0,81	
	Term. Hornitos	0,81	
	Solar el Águila I	0,17	
Colbún	Santa María	0,74	
	Angostura	0,56	
	Chiburgo	0,50	
	San Clemente	0,45	
	Carena	0,72	
	Juncal	0,60	
	Chacabuquito	0,83	
	Los Quilos	0,81	
	Hornitos	0,71	
	Endesa	Bocamina I	0,76
		Bocamina II	0,63
Abanico		0,53	
Los Molles		0,62	
Sauzal		0,85	
Sauzalito		0,75	
Palmucho		0,94	
Ojos de Agua	0,69		

Fuente: Elaboración Propia. Resultados de la estimación por medio de las betas obtenidos en la Regresión Lineal.

Fue así como se obtuvieron los promedios para empresas:

Tabla A.9.2: Promedios y Ranking de Empresas según resultados de sus centrales

	Promedio	Prom. Ponderado	Ranking
AES GENER	64.28%	78.74%	1°
COLBUN	66.21%	69.72%	2°
E-CL	62.74%	68.47%	3°
ENDESA	62.98%	64.24%	4°

Fuente: Elaboración propia

