



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

EFECTOS TÉCNICO-ECONOMICOS EN LA OPERACIÓN DEL SIC POR INGRESO DE CENTRALES ERNC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELECTRICA

DANIELA ESTER SOLER LAVÍN

PROFESOR GUÍA:
JUAN SALINAS ULLOA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA
SANTIAGO BRADFORD VICUÑA

SANTIAGO DE CHILE
2013

SANTIAGO DE CHILE 2013

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL
ELECTRICISTA

POR: DANIELA ESTER SOLER LAVÍN

FECHA: 11 DE DICIEMBRE DE 2013

PROF. GUÍA: SR. JUAN SALINAS ULLOA

EFFECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS EN LA OPERACIÓN DEL SIC POR INGRESO DE
CENTRALES ERNC

El presente trabajo tiene como objetivo principal evaluar las consecuencias a producirse en el sistema eléctrico del norte del SIC por el ingreso de grandes bloques de generación renovable no convencional (ERNC). Dicho análisis se inició con una investigación acerca del estado del arte de las ERNC en Chile, al respecto se recopiló información sobre dichas tecnologías, normativa y características que rodean el tema central.

En el estudio se proponen para análisis tres niveles de penetración de ERNC a saber, 300, 840 y 1240 MW de potencia instalada. Con dichos bloques de potencia se pretende observar el comportamiento operacional del SIC entre los años 2013 y 2018, previo a la ampliación del sistema, poniendo especial atención en los efectos que se producen en el sistema de transmisión, en los costos marginales y en la operación del complejo Guacolda. Con la finalidad de representar en forma fiel la operación del SIC ante la entrada de bloques relevantes de ERNC, las centrales de este tipo se modelan de tal forma de incluir el efecto de la variabilidad del recurso primario en los resultados.

La evaluación permite concluir que el sistema de transmisión, así como la nueva demanda que pueda ingresar, juegan un papel fundamental en el impacto que los bloques de ERNC tendrán en la operación del SIC. En efecto, grandes bloques de generación impondrán limitaciones en las transferencias, de igual forma la demanda local minera, por cuanto ésta utilizará parte de la nueva generación de ERNC, produciendo un balance de inyecciones/retiros locales. En los casos de mayor criticidad, esto es, grandes bloques de inyección de ERNC y sin nuevos proyectos mineros, por ende líneas de transmisión con altas transferencias, se registra un importante impacto en la operación de la central Guacolda. En relación con los efectos económicos producidos, se concluye que dadas las limitaciones en la transferencia, el mayor aporte de las centrales ERNC, provoca un descenso de los costos marginales, con mayor impacto en aquellas barras donde se conectan, llegando incluso a valores nulos. Con dichas señales de precios, se provocará un efecto adverso en el interés de los inversionistas, por cuanto podrían no llegar a recuperar su inversión debido al bajo valor de cada MWh inyectado.

La forma que los efectos comentados no resulten perjudiciales para los actores del sector y que se logre que las ERNC sean efectivamente una solución de desarrollo, es que la entrada de estas inyecciones ingresen al SIC de acuerdo con volúmenes previamente determinados y no como se ha estado registrando en la actualidad, que aparecen intenciones de incorporar en forma desordenada bloques de ERNC.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a mi familia por el apoyo incondicional entregado durante toda mi vida. Especialmente a mis padres: Ernestina y Juan Luis, por darme la vida y creer siempre en mis capacidades. También a mi hermanita, Jo, por ser siempre mi motivación a dar un buen ejemplo. Ustedes formaron mi carácter, mis valores y me han dado todo para poder llegar a ser la persona en la que me he convertido.

Quiero agradecer además el apoyo, amor y paciencia de mi pololo Andrés, siempre subiéndome el ánimo y motivándome. Tu experiencia y ganas de hacerme reír fueron ingredientes fundamentales en la realización de este trabajo.

De forma muy especial quiero agradecer toda la buena onda y buena disposición de la subgerencia Mercado CDEC de Colbún. Gracias por integrarme y por estar siempre dispuestos a ayudar. Especialmente a José Miguel Vera, Rodrigo Sepúlveda, Pablo Vergara e Iván Cabrera. Sin su ayuda y paciencia habría sido mucho más difícil.

De igual forma, quiero agradecer la ayuda brindada por los integrantes de la comisión de este trabajo. Especialmente agradezco a mi profesor guía, Juan Salinas, quien siempre estuvo dispuesto a recibirme y a resolver dudas. Juan, te transformaste en mi mentor y no imagino poder haber caído bajo mejor tutela que la tuya. Tengo mucha suerte.

También quiero agradecer a mis amigos más cercanos, quienes hicieron que este camino fuera más entretenido. Pili, Cami y Ale, gracias por hacerme reír y siempre creer en que era capaz de llevar la carrera adelante, por muy difícil y mágica que fuera la ingeniería civil eléctrica. Jaime y Andrés, gracias por ser mis partners y nunca, nunca dejarme sola. Mauricio, gracias por estar siempre conmigo y por la amistad incondicional que hemos cultivado, que sé perdurará en el tiempo.

Gracias a todos quienes me han ayudado y acompañado de una u otra forma en la U.

Finalmente quiero agradecer a Colbún S.A. por facilitar todas las herramientas necesarias para la realización de esta memoria.

Gracias a todos lo que han aportado con su granito de arena en mi vida.

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Estructura del trabajo.....	3
1.4. Acerca de Colbún S.A.....	4
CAPÍTULO 2: Estado del arte	5
2.1. Sistema eléctrico chileno	5
2.1.1. Herramientas utilizadas en la coordinación del sistema	10
2.2. Tecnologías de generación.....	11
2.2.1. Centrales generadoras convencionales.....	11
2.2.2. Centrales generadoras no convencionales	16
2.3. Evolución del mercado hacia ERNC.....	22
2.3.1. Contexto histórico	22
2.3.2. Desafíos en la integración de ERNC en el SIC	23
2.3.3. ERNC en Chile	24
2.3.4. Barreras de entrada de las ERNC	27
2.3.5. Evaluación de impacto ambiental	28
CAPÍTULO 3: Metodología	29
CAPÍTULO 4: Desarrollo del Trabajo	31
4.1. Supuestos en la modelación	31
4.2. Definición de escenarios.....	32
4.3. Modelación ERNC	34
4.4. Aumento en la capacidad de Transmisión	35
4.5. Casos analizados con el modelo de largo y corto plazo.....	36
CAPÍTULO 5: Resultados de largo plazo y análisis	39
5.1. Costos marginales.....	39
5.2. Sistema de transmisión	41
5.2.1. Niveles de uso de líneas de transmisión.....	41
5.2.2. Sensibilidad en sistema de transmisión	46

5.3. Operación del complejo Guacolda.....	47
CAPÍTULO 6: Resultados y análisis de corto plazo.....	50
6.1. Generación norte: ERNC y Guacolda.....	50
6.2. Caso especial: Efectos de mínimo técnico en Guacolda sobre ERNC.....	57
CAPÍTULO 7: Conclusiones.....	61
CAPÍTULO 8: Referencias.....	64
Anexos.....	66

Índice de Tablas

Tabla 1: Costo de inversión unitario estimado por tecnología.....	11
Tabla 2: Tipos de turbina.....	15
Tabla 3: Factores de Planta Típicos.....	28
Tabla 4: Tiempos empleados en tramitación de proyectos [19].....	28
Tabla 5: Proyección de la demanda.....	31
Tabla 6: Resumen proyectos SIC.....	32
Tabla 7: Resumen proyectos SIC - Norte.....	33
Tabla 8: Proyectos considerados en estudio.....	33
Tabla 9: Escenarios de estudio.....	34
Tabla 10: Variación del límite máximo de transmisión.....	36

Índice de Figuras

Figura 1: Composición Parque Generador SIC.....	5
Figura 2: Generación Eléctrica SIC 1999 - 2010 (GWh) [4].....	6
Figura 3: Crecimiento de la Demanda Neta Anual SIC 1985 – 2013 [8].....	9
Figura 4: Central termoeléctrica a carbón [10].....	12
Figura 5: Central de ciclo combinado [10].....	13
Figura 6: Central hidroeléctrica de embalse [10].....	16
Figura 7: Comparación entre capacidad, diámetro rotor y altura de torre [14].....	17
Figura 8: Central eólica [10].....	18
Figura 9: Clasificación celdas fotovoltaicas.....	20
Figura 10: Central fotovoltaica [10].....	21
Figura 11: Capacidad instalada en Chile: 1970 – 2010 [15].....	22
Figura 12: Proyectos SEIA (MW) [1].....	26
Figura 13: Capacidad instalada ERNC (MW) [1].....	26
Figura 14: Inyección ERNC reconocida por Ley 20.257 [1].....	27
Figura 15: Diagrama de bloques metodología.....	29
Figura 16: Esquema de escenarios en modelación de largo plazo.....	37

Figura 17: Esquema de escenarios en modelación de corto plazo.....	38
--	----

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Costo marginal en barra Maitencillo, escenarios con proyectos mineros.	39
Gráfico 2: Costo marginal en barra Las Palmas, escenarios con proyectos mineros.....	40
Gráfico 3: Costo marginal en barra Maitencillo, escenarios sin proyectos mineros.....	40
Gráfico 4: Costo marginal en barra Las Palmas, escenarios sin proyectos mineros.	41
Gráfico 5: Flujo por línea Maitencillo -> P. Colorada, escenarios con proyectos mineros.	42
Gráfico 6: Flujo por línea Las Palmas -> Los Vilos, escenarios con proyectos mineros...	42
Gráfico 7: Flujo por línea Maitencillo -> P. Colorada, escenarios sin proyectos mineros.	44
Gráfico 8: Flujo por línea Las Palmas -> Los Vilos, escenarios sin proyectos mineros. ..	45
Gráfico 9: Flujo por línea Pan de Azúcar - Las Palmas, Caso con esquemas de control/protección, escenarios con proyectos mineros.....	46
Gráfico 10: Operación complejo Guacolda en escenarios con proyectos mineros.....	47
Gráfico 11: Operación complejo Guacolda en escenarios sin proyectos mineros	47
Gráfico 12: Operación complejo Guacolda bajo recursos de control, con proyectos mineros.....	48
Gráfico 13: Operación complejo Guacolda bajo recursos de control, sin proyectos mineros.....	49
Gráfico 14: Generación norte del SIC semana 1, escenario base con proyectos	50
Gráfico 15: Generación norte del SIC semana 1, escenario pesimista con proyectos	51
Gráfico 16: Generación norte del SIC semana 1, escenario optimista con proyectos	51
Gráfico 17: Generación norte del SIC semana 1, escenario base sin proyectos.....	52
Gráfico 18: Generación norte del SIC semana 1, escenario pesimista sin proyectos	52
Gráfico 19: Generación norte del SIC semana 1, escenario optimista sin proyectos	53
Gráfico 20: Generación norte del SIC semana 2, escenario base con proyectos	54
Gráfico 21: Generación norte del SIC semana 2, escenario pesimista con proyectos.....	54
Gráfico 22: Generación norte del SIC semana 2, escenario optimista con proyectos	55
Gráfico 23: Generación norte del SIC semana 2, escenario base sin proyectos	55
Gráfico 24: Generación norte del SIC semana 2, escenario pesimista sin proyectos	56
Gráfico 25: Generación norte del SIC semana 2, escenario optimista sin proyectos	56
Gráfico 26: Operación Guacolda y ERNC, caso sin mínimo técnico. Escenario pesimista sin proyectos.....	58
Gráfico 27: Operación Guacolda y ERNC, caso con mínimo técnico. Escenario pesimista sin proyectos.....	58
Gráfico 28: Operación Guacolda y ERNC, caso sin mínimo técnico. Escenario optimista sin proyectos.....	59
Gráfico 29: Operación Guacolda y ERNC, caso con mínimo técnico. Escenario optimista sin proyectos.....	59

Acrónimos

CADE	Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CMg	Costo Marginal
CNE	Comisión Nacional de Energía
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción, Chile
CP	Con proyectos mineros
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
DIA	Declaración de Impacto Ambiental
EDAC	Esquemas de Desconexión Automática de Carga
EDAG	Esquemas de Desconexión Automática de Generación
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FCFM	Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile
GIZ	Agencia Alemana de Cooperación Técnica (del alemán, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)
GNL	Gas Natural Licuado
Gx	Generación
MGNC	Medios de Generación No Convencional
PCP	Programación de Corto Plazo (Software)
PLP	Programación de Largo Plazo (Software)
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
PN	Precio de Nudo
PV	Fotovoltaico (del inglés, Photovoltaic)
RCA	Resolución de la Comisión Ambiental
SEIA	Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SP	Sin proyectos mineros

CAPÍTULO 1: Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad existe una gran cantidad de proyectos asociados a energías renovables no convencionales (ERNC) que ingresarían al SIC durante los próximos 4 años, de capacidades muy superiores a los proyectos ya existentes en el sistema [1]. Dentro de este conjunto de proyectos se encuentran diversos tipos de tecnologías, entre las que destacan pequeñas hidroeléctricas, solares y eólicas. Todo esto potenciado por la ley 20.257 promulgada en el año 2008, la cual, a grandes rasgos, impone un mínimo de generación renovable por año a aquellos contratos posteriores al 2007, aumentándolo desde un 5% en 2010 hasta llegar a la meta del 10% el 2025.

Si bien las ERNC son conocidas por su bajo impacto en el medio ambiente (comparadas con las convencionales) tienen la desventaja, particularmente las del tipo solar y eólica, que no permiten asegurar una energía de base en todas las horas del día producto de la variabilidad natural del recurso primario, lo que debe necesariamente ser complementado con energía proveniente de tecnologías convencionales, transformándose las segundas en respaldo de las primeras.

Las centrales ERNC se concentrarán en ciertas zonas del país en función de la existencia del recurso primario. Dado que son un aporte intermitente (eólicas y solares) cuya potencia conjunta coincidente puede alcanzar una inyección importante en el sistema eléctrico, se pronostica que provoquen efectos importantes en la operación del SIC. En particular, las nuevas centrales, dependiendo de su punto de conexión, provocarían un aumento relevante en los niveles de transferencia de los sistemas de transmisión, los cuales en la actualidad se encuentran bastante congestionados (con transferencias de potencia cercanas al valor máximo determinadas por el ente coordinador), sin que existan proyectos de expansión de transmisión que adicione nuevas capacidades, sino hasta después del 2018 [2].

Si bien existe interés social, gubernamental y de privados de incluir estas centrales en los sistemas eléctricos nacionales, se presentan grandes desafíos técnicos para los operadores, principalmente por los siguientes motivos:

- No es posible despacharlas como las centrales tradicionales, a saber, su aporte de energía resulta variable y de difícil pronóstico, especialmente el aporte eólico.
- Cuentan con bajo factor de planta y con períodos durante el día donde su aporte se hace nulo, especialmente el aporte solar sin sistema de almacenamiento.
- Se incorporarían en forma masiva en la zona norte del SIC, donde los sistemas de transmisión ya se observan congestionados.

- En dicha zona deben compatibilizar su operación con centrales térmicas convencionales del tipo vapor carbón, que por sus restricciones térmicas, normalmente operan en la base del despacho y que no son capaces de efectuar cambios en los montos de potencia inyectada con rapidez.

Todo lo anterior podría impactar la calidad y seguridad de suministro al dificultar el balance entre demanda/generación y capacidad de transmisión del sistema.

Interesa en este estudio anticipar la problemática operacional que se puede producir en el sistema eléctrico con el ingreso masivo de ERNC.

Este trabajo de título fue propuesto por la empresa eléctrica Colbún S.A., quien además apoyó y financió su ejecución. Dicha empresa compartió la motivación y objetivos del estudio.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El presente trabajo de título pretende determinar el efectivo impacto en la operación del sistema eléctrico ante el ingreso de centrales del tipo ERNC en la zona norte del SIC, especialmente en los niveles de transferencias de potencia por los sistemas de transmisión, compatibilidad con la operación de otras centrales térmica convencionales y efectos en los costos marginales locales que se puedan producir con su incorporación.

Las evaluaciones se efectuarán para el periodo 2013-2018, que como se mostrará en adelante, se espera un ingreso masivo de ERNC y con sistemas de transmisión que no tendrán aumentos en sus capacidades nominales. Dichas evaluaciones se llevarán a cabo para diferentes montos de energía de centrales ERNC. Con los resultados del estudio se pretende anticipar los problemas a los que se verá enfrentado el operador del sistema eléctrico, con el objeto que se tomen medidas operacionales, dentro de lo posible, que vayan en pro del ingreso de ERNC.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo incluyen:

- Conocer el estado del arte en relación a las tecnologías ERNC utilizadas en Chile, además del estado del sistema en la actualidad.
- Catastro de los diferentes proyectos de generación de ERNC que se desarrollen en el período de evaluación, determinando entre otros, ubicación, capacidad instalada y fecha de puesta en servicio.
- Determinar los proyectos ERNC que con mayor certeza ingresarían al SIC.
- Proponer modelación para las ERNC que reflejen adecuadamente su comportamiento temporal.

- Analizar la capacidad de transmisión del SIC hasta el año 2018.
- Determinar el efecto en la operación del SIC, con proyectos ERNC, al desarrollarse o no proyectos industriales mineros en la zona norte del SIC.
- Revisar el impacto en la operación del parque térmico de la zona, específicamente del complejo Guacolda, debido a que éste opera en la base del despacho de centrales y que a priori se observa un efecto en sus niveles de generación por el ingreso de ERNC.
- Revisar las variaciones que experimentarán los costos marginales en barras principales de la zona norte del SIC ante distintos niveles de penetración de ERNC.
- Analizar el efecto en los puntos anteriores al aumentar la capacidad de los sistemas de transmisión, por la vía de implementar sistemas de control/protección basados en esquemas de desconexión automática de generación y de carga (EDAG/EDAC)

1.3. Estructura del trabajo

La presente memoria se divide en 6 capítulos. El contenido de cada uno se resume a continuación:

En el capítulo 2 se efectúa una descripción de algunos temas que abarca el documento, como composición del parque de generación y transmisión del SIC, crecimientos de la demanda anual, aporte de información acerca de las herramientas de simulación que se utilizan en los análisis, las tecnologías de generación utilizadas en el país (tanto convencionales como ERNC) y la evolución del mercado hacia la mayor utilización de energía renovable no convencional.

En el capítulo 3 se da a conocer la metodología que se sigue en las modelaciones del estudio. Se contextualiza el trabajo y se proponen los escenarios de modelación que serán la base de todo el análisis. Por otro lado, se describe el procedimiento que se seguirá en las evaluaciones.

En el capítulo 4 se describe el trabajo realizado en los puntos principales del trabajo, como la construcción de los escenarios, la modelación de las centrales ERNC y la descripción del procedimiento para el aumento de la capacidad del sistema de transmisión del norte del SIC.

En los capítulos 5 y 6 se incluyen tanto los resultados de las modelaciones como su discusión. Se resume la información en diferentes gráficos que contienen datos de la operación, como costos marginales en barras de interés, generación en el norte del país y nivel de uso del sistema de transmisión. En el capítulo 5 se concentra la información en los resultados de la modelación de largo plazo y en el capítulo 6, la de corto plazo.

Finalmente en el capítulo 7 se incluyen las principales conclusiones como resultado del estudio. Además se proponen líneas de trabajo futuro.

1.4. Acerca de Colbún S.A.

Como se señaló, el presente trabajo de título fue propuesto por la empresa eléctrica Colbún S.A., quien además apoyó y financió su ejecución. Se llevó a cabo en las oficinas de la empresa en su casa matriz en Santiago.

Colbún S.A. es una empresa de inversionistas chilenos cuyo giro es la generación y comercialización de energía eléctrica y que cuenta con clientes que van desde empresas distribuidoras hasta grandes empresas manufactureras y mineras.

Colbún es una empresa que integra el CDEC-SIC y pertenece al segmento de propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada es igual o superior a 300 MW.

Esta empresa opera en el Sistema Interconectado Central de Chile, posee al año 2013 unos 2.962 MW de capacidad instalada y aporta anualmente aproximadamente el 25% de la demanda de energía que se consume en este sistema. Cuenta con un parque generador compuesto por 15 centrales hidroeléctricas y 7 centrales térmicas que operan con petróleo y/o gas natural y carbón, distribuidas en 4 cuencas y 4 regiones de la zona centro-sur del país.

Colbún estaba interesado en anticipar los efectos que se producirán en la operación del SIC con la incorporación de grandes bloques de ERNC, cuestión que motivó este trabajo de título.

CAPÍTULO 2: Estado del arte

2.1. Sistema eléctrico chileno

La demanda de energía eléctrica en Chile se divide territorialmente en cuatro sistemas eléctricos: SING, SIC, Aysén y Magallanes. El SIC es el sistema de interés para el actual estudio, extendiéndose entre las localidades de Taltal y Chiloé.

Parque generador

Al 31 de Diciembre de 2012, el SIC tenía un parque generador cercano a los 13.585,4 MW de potencia instalada, equivalente al 74% de la capacidad total disponible en Chile; la demanda máxima ese año alcanzó 6.991,9 MW. Este sistema está compuesto por un 43,6% de generación hidráulica, 55% térmica y un 1,4% eólica [3].

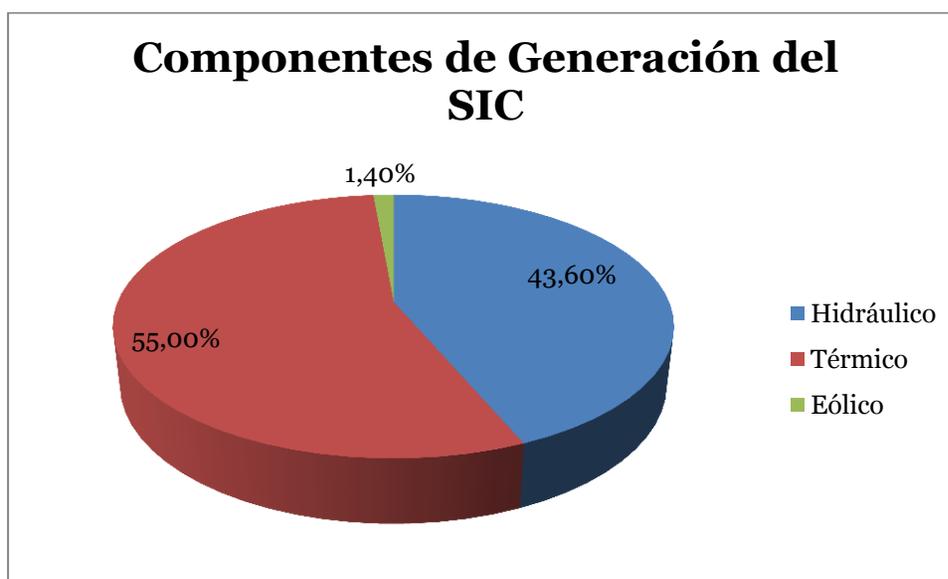


Figura 1: Composición Parque Generador SIC

En cuanto a la evolución de este sistema, cabe recalcar que en la década del 90' se producía mayoritariamente energía a partir de centrales hidroeléctricas, seguidas por la generación de termoeléctricas a carbón. A partir de 1998 y hasta el 2004, las inversiones en el sector generación del SIC se efectuaron principalmente en centrales termoeléctricas operando con gas natural. Como se desarrolla en el punto 2.3.1 más adelante, la crisis del gas argentino llevó a cambiar el objetivo de las inversiones, y a partir del 2006 se instalaron principalmente centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel, se reconvirtieron centrales de gas natural a diésel, y posteriormente se instalaron centrales de carbón, hidroeléctricas pequeñas y medianas y se sustituyeron las de petróleo diésel por gas natural licuado importado por las diferencias de precio de los combustibles. Esta evolución se puede ver en la Figura 2 a continuación.

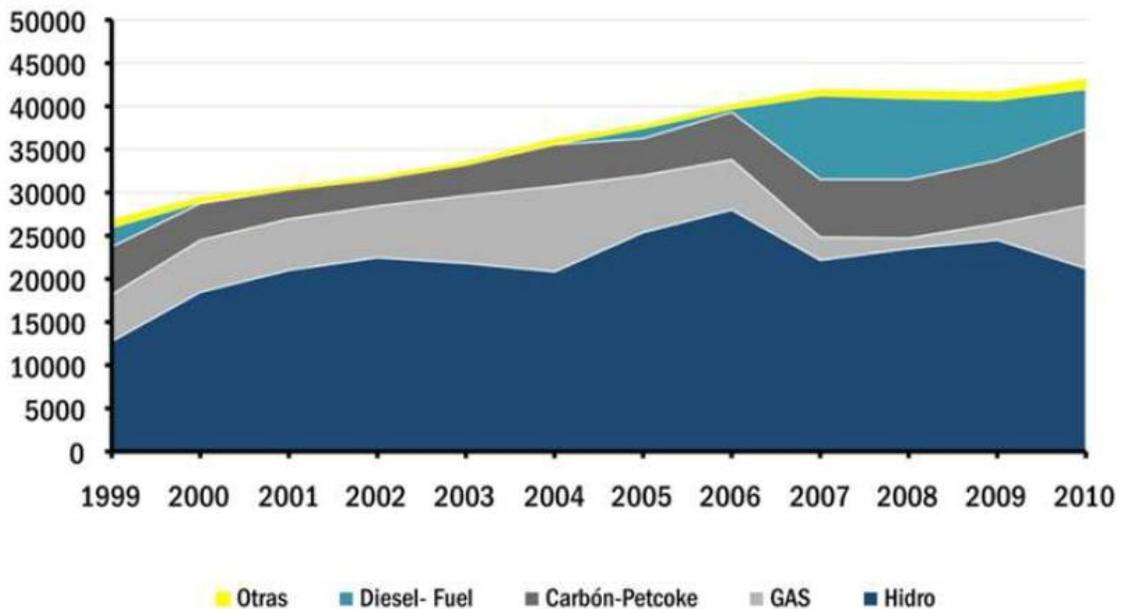


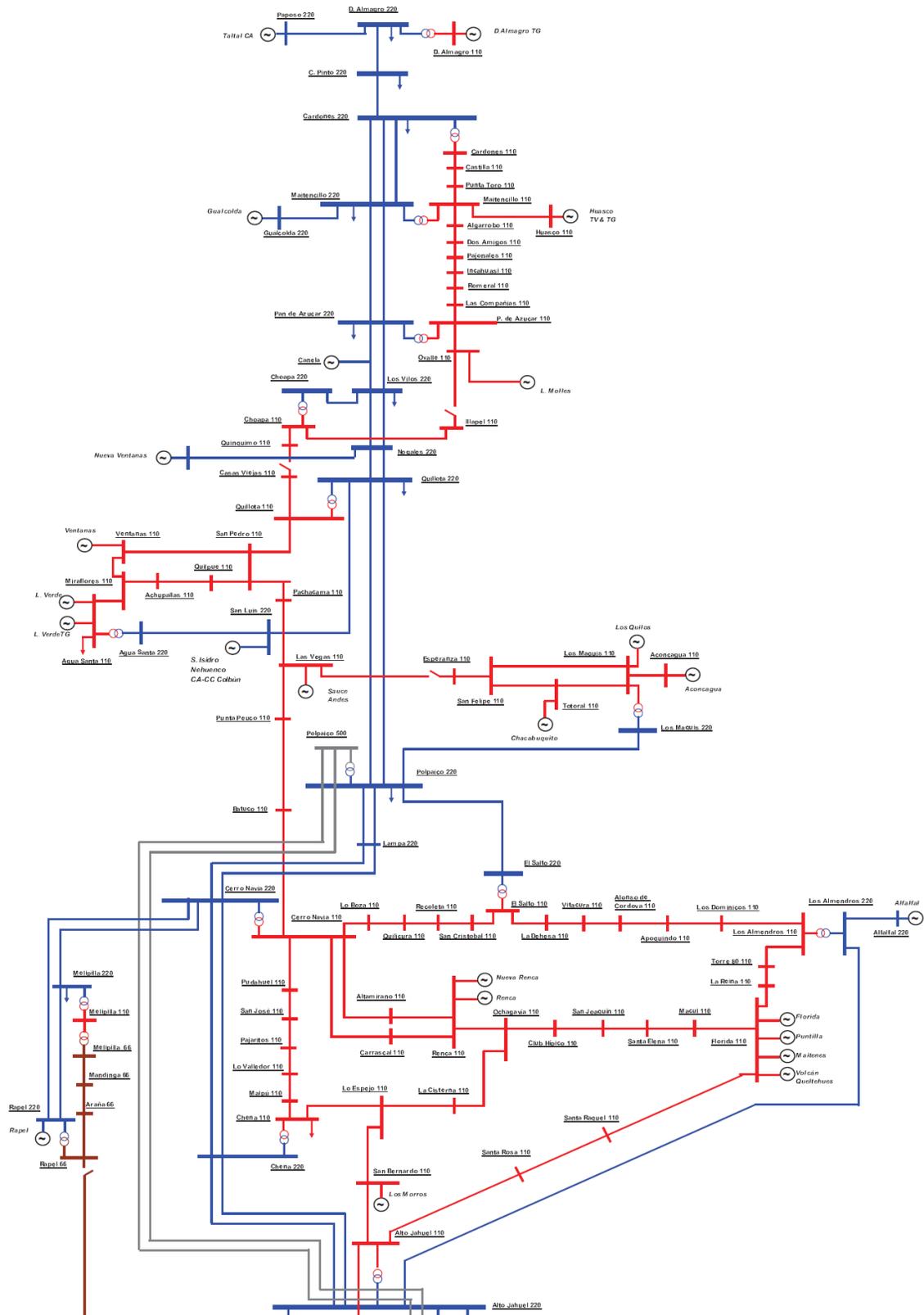
Figura 2: Generación Eléctrica SIC 1999 - 2010 (GWh) [4]

Sistema de transmisión

Por otro lado, el sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de generación a los centros de distribución y consumo. La transmisión en Chile es de libre acceso para los generadores (quienes pagan peaje por el uso de las líneas) y se considera en este sistema toda línea y subestación con una tensión mayor a 23 kV. Existen en este sistema más de 15.000 km de líneas de transmisión, en el rango 66 kV a 500 kV [5].

Cuando en el sistema se producen congestiones, es decir se utilizan las líneas de transmisión al tope de su capacidad, se generan sub sistemas. Éstos se caracterizan por tener cada uno un costo marginal, el cual depende de la unidad más cara, ubicada dentro del subsistema, que pueda aportar un MW adicional.

A continuación se presenta un diagrama unilineal simplificado del SIC realizado por la Comisión Nacional de Energía.



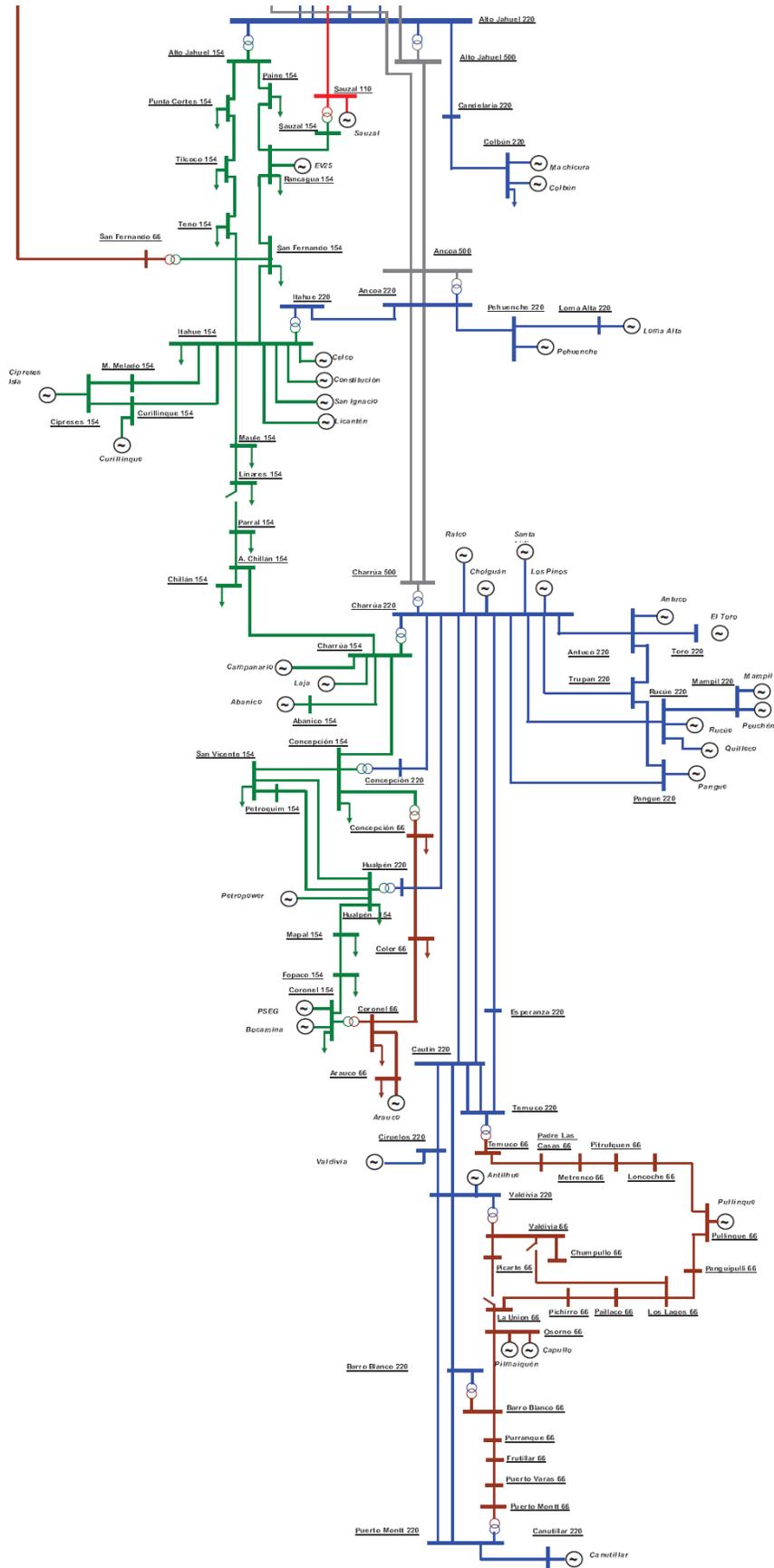


Ilustración 1: Diagrama unilineal simplificado del SIC

El problema de congestiones en la red eléctrica provoca aumentos de precios al limitar la transferencia de energía de menor costo de un sector a otro. Esto sumado al poco desarrollo en las instalaciones previsto para los próximos años, hace necesario buscar soluciones alternativas para superar estas limitaciones [6] [7]. Una de ellas es la implementación de esquemas de control/protección en la zona norte del SIC, descrito a continuación.

En la Figura 3 se puede observar el crecimiento en la demanda neta del sistema interconectado central durante los últimos 27 años, la cual se prevé seguirá creciendo con los años. Esto, en conjunto con lo revisado en los puntos anteriores, hace necesaria una serie de toma de decisiones que se adelante a las consecuencias negativas de tener una matriz que dependa de las hidrologías y el precio de combustibles importados.

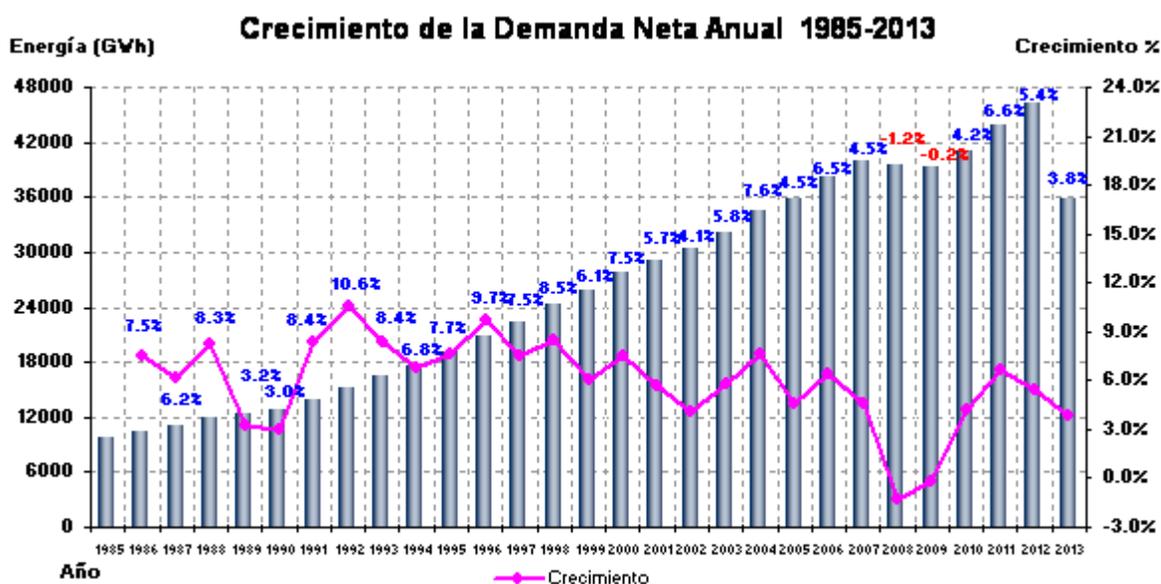


Figura 3: Crecimiento de la Demanda Neta Anual SIC 1985 – 2013 [8]

Como se dijo anteriormente, se quiere estudiar el comportamiento del parque térmico de la zona norte del SIC, el cual se reduce, por simplificación, a estudiar el comportamiento del complejo térmico Guacolda, el cual es el más importante de la zona.

Éste complejo posee 4 unidades en la actualidad, cada una de 152 MW, que sumado a una quinta unidad que se integrará a fines del año 2015, también de 152 MW, totalizan una potencia instalada de 760 MW. Este complejo es el principal foco de generación de esta zona, siendo clave su operación para el SIC norte. Las unidades de esta central son termoeléctricas del tipo vapor – carbón y poseen todas las restricciones térmicas que se señalan en el punto 2.2.1.1.

En los modelos de planificación actuales que se usan en el SIC, no existe la posibilidad de incluir en forma detallada dichas restricciones, primero por cuanto el modelo PLP (descrito en el punto 2.1.1 más adelante) efectúa un análisis más bien macro de la operación de las centrales y el programa de corto plazo (PCP) sólo considera algunas de

éstas restricciones, con mayor orientación a modelar los costos de arranque y detención, y mínimos técnicos.

Debido al efecto de la intermitencia de las nuevas tecnologías de generación ERNC, se estima que su incorporación masiva podría afectar el funcionamiento del complejo Guacolda, al no poder adaptarse, debido a sus restricciones térmicas a los cambios bruscos que impondrá la ERNC. En función de este efecto, resulta imprescindible conocer la operación simulada del complejo Guacolda, antes y después de la incorporación de grandes bloques de ERNC.

2.1.1. Herramientas utilizadas en la coordinación del sistema

Para efectos de desarrollar la función de coordinación y especialmente la planificación en un sistema hidro-térmico que debe llevar adelante el CDEC-SIC, en el sector se utiliza una herramienta computacional de planificación de largo plazo (PLP) que corresponde a una herramienta multiembalse y multinodal, basada en programación dinámica estocástica dual, donde queda representada convenientemente tanto la estructura hidráulica y térmica del parque generador como la estructura topológica de la red de transmisión.

Dentro de las tareas que se debió abordar el presente trabajo, está el proponer una estrategia de modelación de las tecnologías ERNC que resultasen coherentes con la modelación de otras centrales que se usan en el PLP, por cuanto en la actualidad no se cuenta con modelaciones que reflejen adecuadamente su comportamiento temporal.

Cabe mencionar que el PLP no utiliza sucesiones cronológicas y trabaja directamente con “etapas”, que básicamente corresponden a la agrupación de bloques de consumos de valores similares, que se obtienen de una curva de duración de demanda del sistema, es decir, según se configure, se pueden agrupar, por ejemplo, los bloques de alta, media y baja demanda para un período determinado.

Los modelos PCP (variante de corto plazo del PLP) y PLP conforman un paquete computacional robusto y flexible, capaz de resolver adecuadamente la planificación de la operación semanal elaborada periódicamente por la Dirección de Operación.

Ambas herramientas utilizan como datos de entrada el estado de los embalses, la disponibilidad de unidades (mecánica y de combustible), costo de operación de unidades térmicas, restricciones de transmisión, pronóstico de caudales, proyección de la demanda, entre otras variables relevantes. El producto de estas herramientas corresponde a las políticas de operación del sistema eléctrico, que es equivalente a una lista de prioridades de despacho de centrales, incluidas las centrales de embalse, las cuales se consideran con su correspondiente valor del agua, el despacho de centrales generadoras, los costos marginales en cada barra y las transferencias de potencia por los

sistemas de transmisión. Todo para el horizonte que se ha simulado, en este caso para los años 2013-2018.

En relación con la modelación de las centrales eólicas y solares, en la actualidad se considera un promedio mensual de generación, es decir, se le asigna una potencia fija para toda hora del mes, lo cual se aleja bastante de la realidad ya que como se dijo anteriormente, las centrales ERNC se caracterizan por una gran variabilidad en la operación. El valor fijado para cada central se basa en una modulación estacional ya que la disponibilidad del recurso (velocidad de viento o radiación solar) de cada central depende de la estación del año en que se encuentre.

2.2. Tecnologías de generación

En esta sección se describen las diferentes tecnologías de generación, de interés para el estudio, utilizadas en el país actualmente.

Cabe notar las diferencias en los costos de inversión unitario estimado para valorizar las inversiones en generación en el SIC [9], los cuales se muestran a continuación.

Tipo de Central	Tecnología	US\$/kW
Convencional	Carbón	2.350
	Hidroeléctrica	2.000
	GNL CC	850
	GNL CA -> CC	300
	GNL CA	750
No Convencional	Mini-Hidro	2.100
	Eólica	2.300
	Geotermia	3.550
	Biomasa	3.125
	Desechos Forestales	3.125
	Solar FV	2.500

Tabla 1: Costo de inversión unitario estimado por tecnología

2.2.1. Centrales generadoras convencionales

Las centrales de generación convencionales son ampliamente utilizadas y en el caso del sistema interconectado central, la mayoría de las instalaciones son centrales térmicas e hidráulicas. A continuación se describe cada tecnología con sus ventajas y desventajas.

2.2.1.1. Centrales térmicas

La generación térmica convencional (o centrales termoeléctricas convencionales) es aquella en la que se utilizan combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica a partir de energía liberada en forma de calor. Estos combustibles pueden ser carbón, petcoke, petróleo, gas natural o biomasa, dependiendo del equipo que se utilice.

Funcionamiento

A pesar de utilizar distintos combustibles, el procedimiento en la generación es siempre el mismo: con la quema del combustible en la caldera se genera energía calorífica para con ella calentar agua y generar vapor. Éste hace girar la turbina la que a su vez hace girar un alternador. El vapor es condensado para convertirlo en agua y reutilizarla en la caldera.

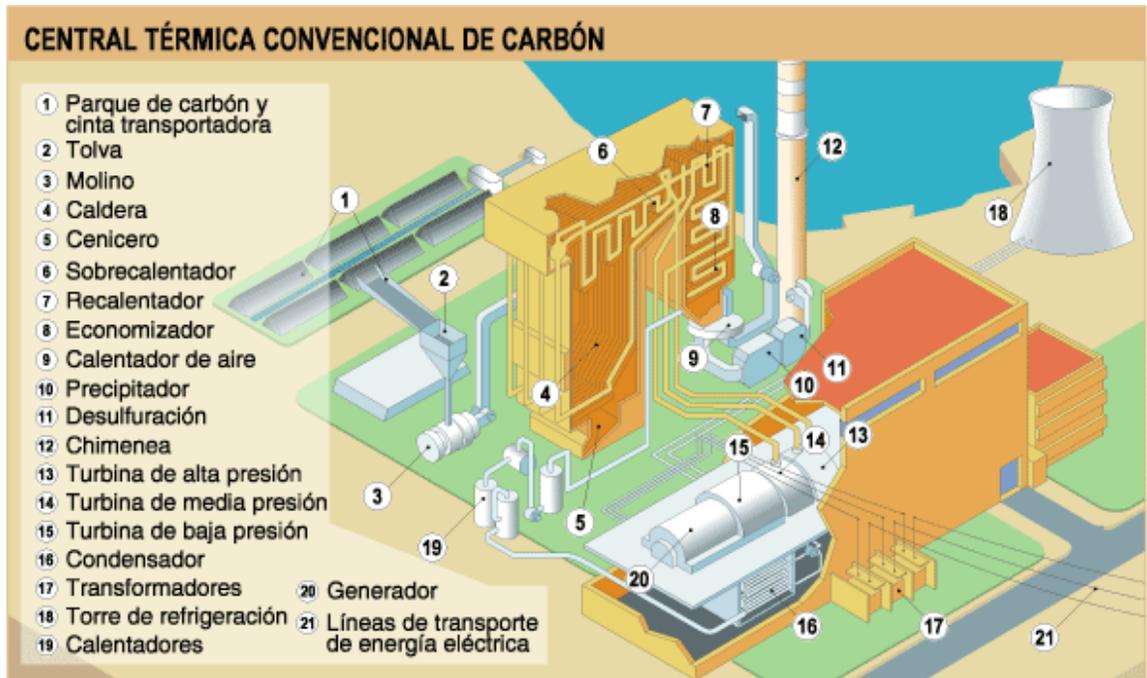


Figura 4: Central termoeléctrica a carbón [10]

Existe un caso particular de central térmica, llamada “central térmica de ciclo combinado”. En ellas se utilizan dos turbinas y ocurren dos ciclos termodinámicos. Entre las ventajas que se pueden mencionar en comparación a una central térmica convencional se encuentra la mayor flexibilidad, ya que pueden operar hasta un mínimo de aproximadamente el 45% de la potencia máxima [11], mayor eficiencia, menores emisiones, períodos de construcción más cortos, entre otras. En la Figura 5 se puede observar un esquema de este tipo de central.

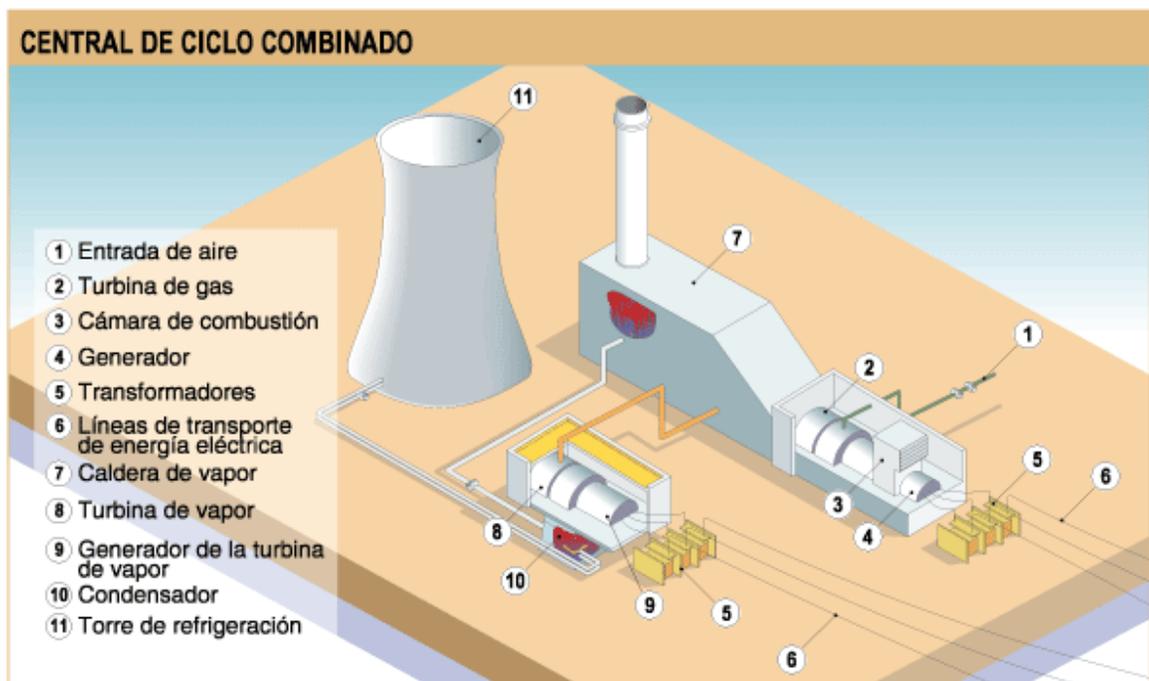


Figura 5: Central de ciclo combinado [10]

Las centrales térmicas en general presentan restricciones típicas muy importantes a la hora de coordinar la operación por parte del operador del sistema. Éstas son:

Mínimos y máximos técnicos: Valores dentro de los cuales la central puede operar normalmente de forma segura. Este punto es especialmente importante en el estudio por cuanto impone un mínimo de generación, el cual debe respetarse a pesar de provocar que otras centrales de menor costo dejen de generar, como centrales hidro de pasada, eólicas y solares, las cuales deben “verter” sus recursos primarios.

Tiempo mínimo de salida: es el tiempo mínimo que debe estar una central fuera de servicio luego de haber salido de operación, en otras palabras, no se puede re despachar una central de este tipo justo después de haber salido de servicio.

Tiempo mínimo de operación: Así mismo, cada central posee un mínimo de tiempo que debe estar en operación una vez que ha sido puesta en servicio.

Variación de toma de carga: se conocen como máximas rampas de subida o bajada, y son las máximas variaciones de potencia que puede soportar una central en un período determinado. Esto depende del tipo de turbina al cual esté acoplado el generador.

Tiempo máximo de operación: este tiempo representa el período máximo que puede estar un central en operación una vez que entra al sistema.

Tiempo de estabilización: Cada máquina cuenta con un tiempo mínimo que demora en estabilizarse. Cabe destacar que hay máquinas instaladas en el SIC que llegan a demorar 48 horas en llegar a entregar su potencia máxima.

Principales impactos ambientales

Al existir quema de combustibles fósiles, se generan partículas contaminantes que llegan a la atmósfera, las cuales dependen del combustible que se utilice.

Las principales emisiones de un sistema termoeléctrico son: material particulado (PM10), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y monóxido de carbono (CO) [12].

Por otro lado, los sistemas de refrigeración de las centrales térmicas generalmente usan agua de mar, la cual se calienta en el proceso, por lo que se debe evaluar el impacto ambiental que se origina. Esto se suele mitigar con sistemas de refrigeración adicionales que llevan el agua a temperaturas similares a las del medio.

Ventajas y desventajas

Las centrales termoeléctricas son capaces de producir una gran cantidad de energía, con costos relativamente eficientes.

Entre sus desventajas se encuentra la gran cantidad de gases producidos en la combustión, los que contaminan la atmósfera. Por otro lado, el agua utilizada para la refrigeración puede quedar contaminada y con mayor temperatura que la del medio. Finalmente, se utilizan combustibles fósiles los cuales son no renovables y se agotarán en algún momento.

2.2.1.2. Centrales hidráulicas de gran escala

Antiguamente se utilizaba la corriente de ríos para mover molinos o ruedas y así moler trigo. La evolución de este principio resulta en centrales hidroeléctricas, las que utilizan la energía hidráulica para la generación de electricidad, donde se aprovecha la energía potencial que posee la masa a cierta altura. Ésta se hace caer, pasando por una turbina, la cual al moverse transmite energía a un generador eléctrico. El aprovechamiento de la energía hidráulica depende de dos factores: el caudal y la altura del salto.

Si bien el agua, fuente de energía que es usada para impulsar la turbina, es un recurso renovable, las centrales generadoras hidráulicas mayores a 20 MW se consideran convencionales, exceptuando aquellas que se encuentran en el rango de 20 a 40 MW, de las cuales se considera una porción ERNC.

Las turbinas usadas en estas centrales son de varios tipos, dependiendo de la central, como se muestra en la Tabla 2.

Tipo de turbina	Altura Neta	Caudal
Pelton	Grande	Pequeño
Francis	Medio	Medio
Kaplan	Pequeño	Grande

Tabla 2: Tipos de turbina

Las centrales hidráulicas se pueden clasificar según el manejo del caudal, como:

- Centrales de pasada: Utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica, sin embargo no cuentan con capacidad de almacenaje. Generan el agua disponible en el momento, dependiendo de la capacidad instalada y de las variaciones de cada estación, por lo que requieren de un caudal suficientemente constante para asegurar durante el año una colocación de energía determinada.
- Centrales de embalse: Es el tipo más frecuentemente usado en sistemas eléctricos, tal como es el caso chileno. Utilizan un embalse para almacenar el agua e ir controlando la cantidad de ella que pasa por la turbina, pudiendo ser su caudal casi constante. Requieren de una inversión mucho mayor que las anteriores, y dependiendo del tamaño del embalse, pueden generar energía todo el año. Este tipo tiene varios inconvenientes, principalmente ambientales. Muchas veces se inundan terrenos fértiles, en ocasiones poblaciones deben ser evacuadas, y la fauna del lugar puede ser alterada si no se toman medidas que la protejan.
- Centrales de bombeo o reversibles: Son un tipo especial de centrales, que aprovechan mejor el recurso hídrico. Disponen de dos embalses a distinto nivel. Una vez se alcanza la demanda máxima del día, estas centrales funcionan tal como lo hacen las de embalses convencionales, quedando el agua en el embalse inferior. Cuando la demanda es menor, el agua es bombeada de vuelta al embalse superior. Para esto se utiliza energía eléctrica, pero en este período del día es más barata y la diferencia de precios compensa el gasto. Este sistema es la forma más económica de almacenar energía.

Funcionamiento

Se aprovecha la energía potencial que tiene una masa de agua a cierta altura. A medida que cae pierde energía potencial y gana energía cinética, adquiriendo velocidad. En la sala de máquinas, acciona los álabes de la turbina, transformando la energía cinética en mecánica. El eje de la turbina está acoplado al del generador, donde finalmente se transforma la energía mecánica en eléctrica de media tensión.

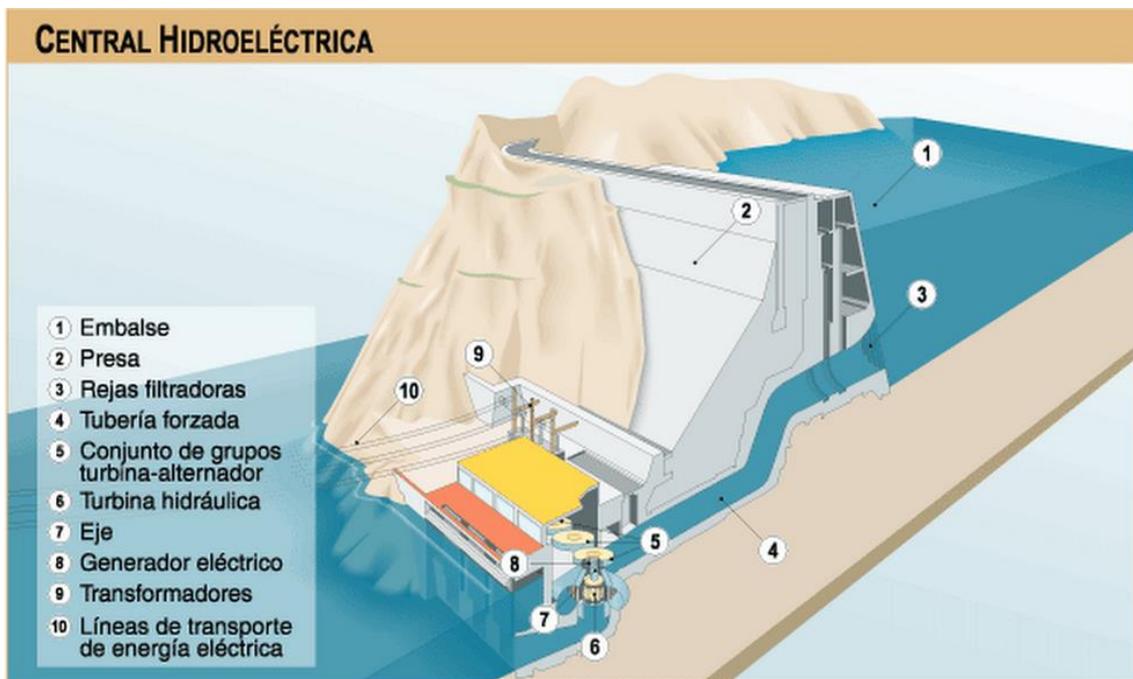


Figura 6: Central hidroeléctrica de embalse [10]

Ventajas y desventajas

Las hidroeléctricas no utilizan combustibles fósiles, por lo que se consideran limpias. En el ámbito económico, poseen bajos costos de operación y mantenimiento y sus turbinas son de costos de mantención reducidos, lo que las hace de las más rentables. Además, los embalses de agua permiten otras utilidades como regadío, protegen contra inundaciones plantaciones aguas abajo y dan suministro de agua a poblaciones cercanas. El factor de planta de estas centrales es del orden de un 60%. Tienen facilidad para partir y tomar carga rápidamente, en el orden de minutos, por lo que son ideales para ayudar en la regulación del sistema.

Por otro lado, los costos y tiempo de construcción son elevados. Su generación depende de las condiciones meteorológicas, por lo que pueden presentar variabilidad de estación en estación. Finalmente, se construyen dónde está el recurso, generalmente lejos de los centros de consumo, lo que implica un alto costo de inversión en sistemas de transmisión.

2.2.2. Centrales generadoras no convencionales

La legislación chilena identifica las Energías Renovables No Convencionales como las centrales geotérmicas, eólicas, solares, de biomasa, de marea, cogeneración e hidrogenación de hasta 20 MW [13].

2.2.2.1. Centrales eólicas

La energía del viento se ha utilizado durante mucho tiempo en diversas aplicaciones, algunas de las más antiguas son la navegación a vela y los molinos de molienda de grano. Estas son más bien mecánicas, pero la transformación de energía eólica a eléctrica es mucho más reciente. Luego de la crisis del petróleo en la década de los 70 y los impactos ambientales que han producido los combustibles fósiles, se inició el desarrollo de la primera generación de turbinas eólicas, de unos 50 a 100 kW. Estas han evolucionado rápidamente y en la actualidad las más grandes en tierra llegan a los 2 – 3 MW, con torres de 100 m y diámetros de rotores de 80 – 100 m [14]. Existen diversos tamaños para muchas aplicaciones, tal como lo muestra la Figura 7. Los aerogeneradores hoy pueden instalarse tanto en tierra como mar adentro.

Luego de un par de décadas de desarrollo en aerogeneradores, los principales países que han realizado las mayores inversiones en esta tecnología son Alemania, España, Estados Unidos, India, China y Dinamarca. Este rápido crecimiento al parecer no se detendrá y se pronostica en diversos estudios que la energía eólica sumará más de 1.000.000 MW instalados hacia el año 2020 [14].

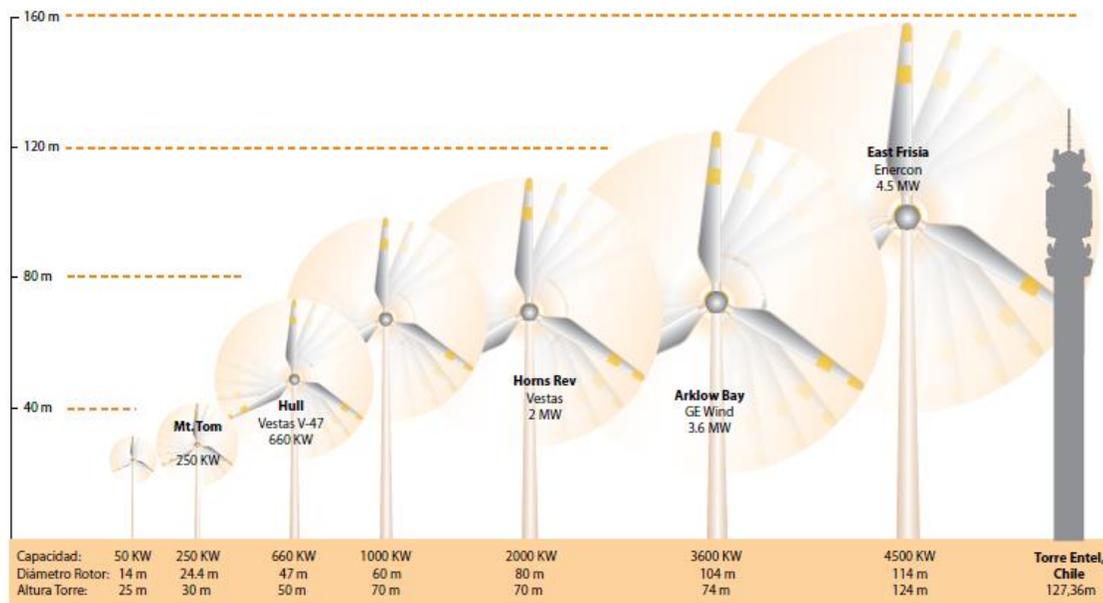


Figura 7: Comparación entre capacidad, diámetro rotor y altura de torre [14]

Una central eólica está compuesta de un conjunto de aerogeneradores estratégicamente situados para aprovechar mejor el viento, ya que la estela que produce un aerogenerador al girar, provoca una disminución del flujo del viento que afecta los aerogeneradores cercanos. Este conjunto es también llamado “granja eólica”.

En Chile, la primera granja eólica, Alto Baguales, entró en operación en 2001 y está localizada a 5 km de Coihaique, conectada al Sistema Eléctrico de Aysén. Esta central cuenta con tres aerogeneradores con una capacidad conjunta de 2 MW. Por otro lado,

desde noviembre de 2007 opera la central Canela, el primer parque Eólico conectado al SIC. Éste está ubicado en la localidad de Canela, en la Región de Coquimbo, y cuenta con 11 generadores de 1,65 MW cada uno.

Los aerogeneradores más usados en la producción eléctrica son los de eje horizontal de tres palas, diseñados para funcionar en un rango de velocidades de viento entre 4 y 25 m/s. Existe otro tipo de aerogeneradores, como los de eje vertical, los cuales son utilizados en tejados de casas, edificio públicos o zonas industriales por su menor tamaño.

Funcionamiento

El funcionamiento de los aerogeneradores es similar a las centrales hidráulicas en el sentido de que se utiliza un fluido para mover las aspas de la torre, proceso en el cual la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica. Estas aspas transmiten esa energía mediante un eje de baja velocidad a la caja del multiplicador, de donde sale a una velocidad 50 veces mayor. Luego se puede transmitir al eje del generador para producir energía eléctrica. Así, uno a uno los aerogeneradores aportan a la generación de la granja completa. En la Figura 8 se muestra un esquema de una central eólica.

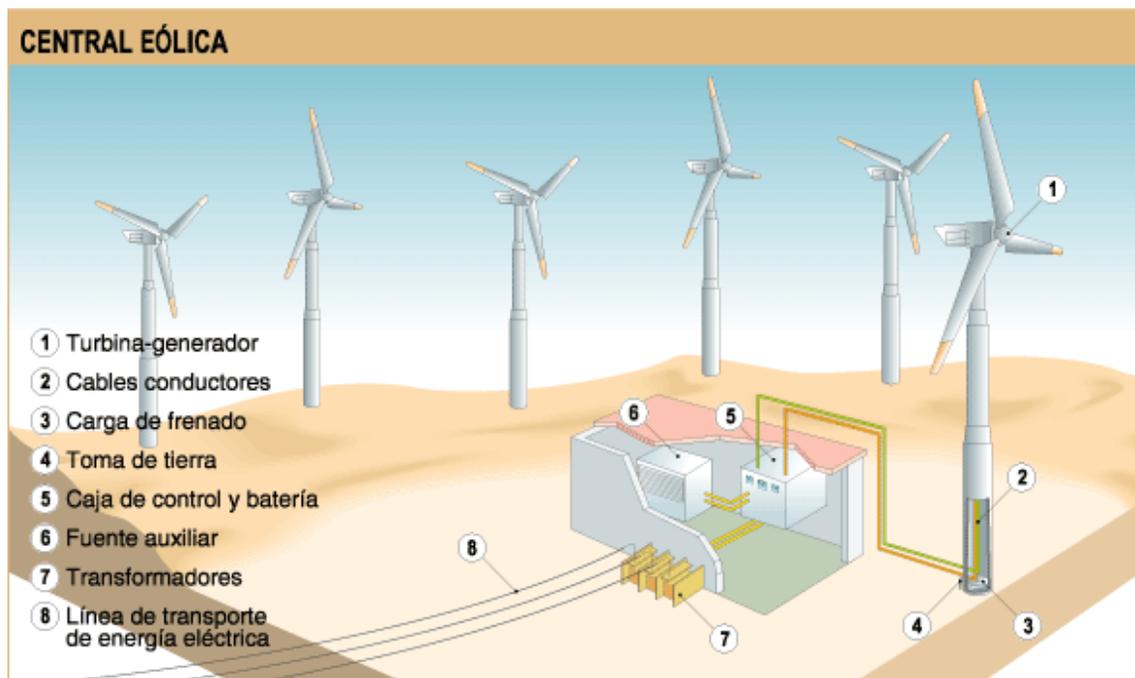


Figura 8: Central eólica [10]

Ventajas y desventajas

La generación Eólica es considerada renovable, ya que el viento es inagotable mientras exista el sol, y no produce ningún tipo de contaminación en su operación. Los suelos usados en parques eólicos son compatibles con otras actividades, como agricultura y ganadería y las instalaciones son reversibles.

El principal problema de este tipo de generación es la variabilidad del recurso y la incertidumbre respecto a si estará disponible cuando se lo necesite. Esto lleva a que no se pueda depender completamente de ella y se deberá contar siempre con respaldos. Por otro lado se debe considerar en los estudios de impacto ambiental factores como posibles ruidos que generen, impacto visual y el eventual perjuicio sobre la población de aves del sector. El factor de planta de los parques eólicos se encuentra entre el 20 y 40%, lo que desincentiva la construcción de líneas de transmisión hacia estos centros de generación.

2.2.2.2. Energía solar fotovoltaica

Dentro de la energía solar como tal se podrían considerar dos subdivisiones: energía solar térmica (concentradores solares) y energía solar fotovoltaica. La primera utiliza el calor del sol para calentar principalmente agua; la segunda consiste en aprovechar la radiación electromagnética proveniente del sol y transformarla en electricidad y es ésta la de interés en el presente estudio.

Debido al aprovechamiento de un recurso inagotable en una escala humana, la energía solar está dentro de las ERNC y es una de las que más se considera a la hora de evaluar ingreso de nuevas tecnologías a la matriz nacional por la presencia del Desierto de Atacama en la zona norte de Chile, el cual cuenta con un gran potencial de esta energía. Este potencial varía según la latitud, el momento del día y las condiciones atmosféricas.

Nuevamente la crisis energética y el calentamiento global ha impulsado el desarrollo de esta tecnología renovable, en un mundo que la dependencia de los combustibles fósiles supera el 90%.

El desarrollo moderno de las celdas fotovoltaicas se inició por accidente, cuando en los Laboratorios Bell se descubrió que los semiconductores de silicio dopados con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz. Desde ese entonces la construcción de las celdas se ha masificado y cada día se trata de obtener nuevos modelos con mejores eficiencias, llegando en 2007 al 30%, pero en condiciones muy específicas; lo común es que la eficiencia de una celda se encuentre entre 10 y 25%. Por otro lado el factor de planta de un panel fotovoltaico está entre el 10 y 15%.

Las celdas fotovoltaicas se dividen tal como lo muestra la siguiente figura:

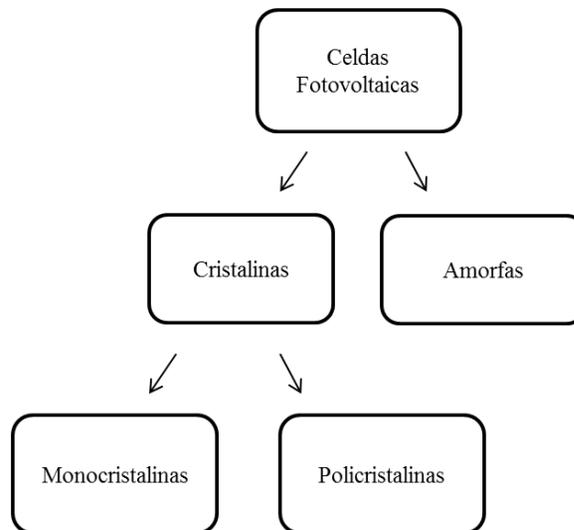


Figura 9: Clasificación celdas fotovoltaicas

Las celdas mono cristalinas se componen de un único cristal de silicio, mientras que las poli cristalinas están formadas por partículas cristalizadas. Las amorfas se hacen con silicio no cristalizado. Todas tienen sus pro y sus contras; en general, mientras más grande el cristal que la compone, es más eficiente (mono cristalinas son más eficientes que las poli cristalinas) sin embargo con esto también crece el peso, grosor y costo.

Funcionamiento

Las ondas electromagnéticas provenientes del sol inciden de forma directa y difusa sobre celdas fotovoltaicas. La potencia incidente de esta radiación por unidad de área es llamada irradiancia, siendo ésta máxima al mediodía solar.

Las celdas fotovoltaicas están construidas por materiales semiconductores, y éstas transforman la energía solar incidente en corriente continua, por medio de flujo de electrones entre las junturas del material. Estas celdas fotovoltaicas se disponen en arreglos para formar paneles, y el conjunto de paneles conforman una planta solar, como la mostrada en la Figura 10. En ella, los paneles deben ser orientados hacia el sol para tratar de aprovechar al máximo la incidencia directa de sus rayos; en el hemisferio norte se orientan hacia el sur y en el hemisferio sur, hacia el norte.

En esta planta solar se pueden incluir también baterías, que almacenan la energía producida por los paneles; un regulador de carga, el cual controla la carga de baterías, impidiendo sobrecargas; y un inversor si se desea convertir la corriente continua generada por los paneles a alterna para su inyección a la red eléctrica.

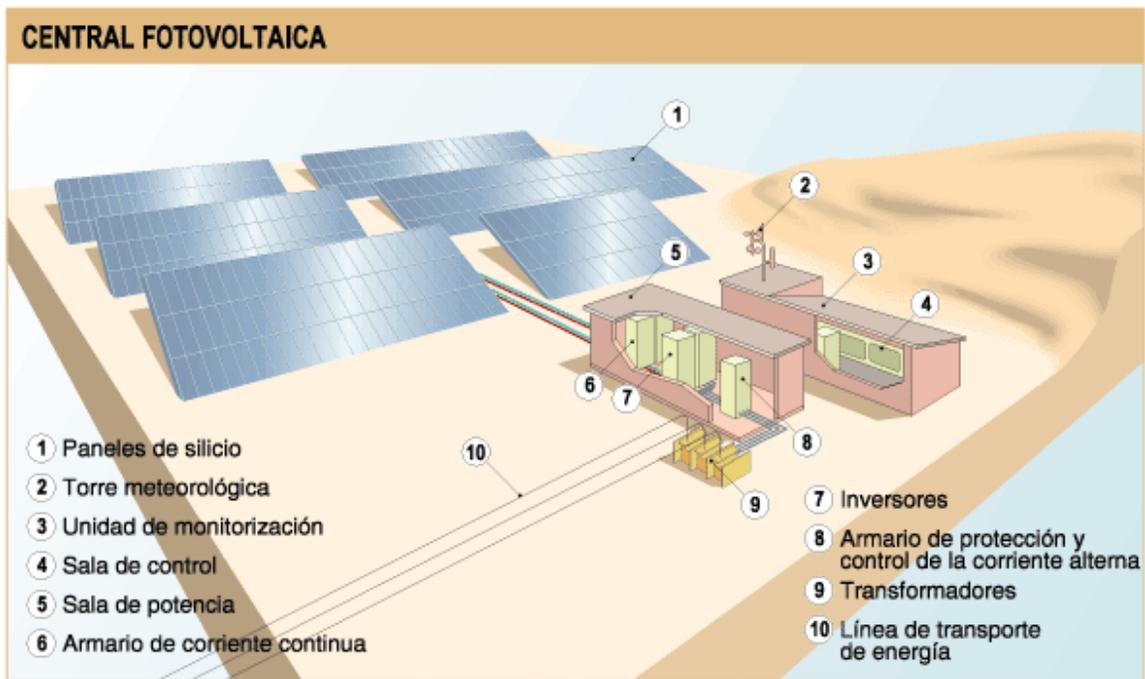


Figura 10: Central fotovoltaica [10]

Ventajas y desventajas

Una ventaja importante de estos sistemas es que no necesitan estar conectados a la red de distribución y generan electricidad en el punto en que se les necesite, es por esto que pueden ser utilizados en localidades remotas donde es difícil acceder con electricidad desde la red eléctrica del país. Por otro lado, los costos de mantención son bajos.

En relación al bajo impacto ambiental que tienen cabe destacar que se evitan todos los impactos asociados a los combustibles fósiles en su operación, y las consecuencias producidas en el ecosistema natural dependen del área cubierta, además no poseen piezas móviles, por lo que una adecuada planificación puede mitigar posibles efectos negativos. Estos sistemas sí podrían contaminar visualmente, y eso dependerá de la importancia que le dé la gente de los alrededores.

Las celdas solares son extremadamente frágiles y se rompen con gran facilidad quedando la mayoría de las veces inservibles si el quiebre se produce en torno al centro de la celda, es por esto que deben ser encapsuladas, lo que es una especie de plastificación que permite una manipulación más sencilla. La sombra les perjudica bastante, por lo que hay que localizarlas en sectores donde se eviten completamente durante todo el día.

Su bajo factor de planta y variabilidad provocan desconfianzas a la hora de establecer posibles contratos de venta de energía, o incluso a nivel de recuperación de inversión, sea esta pequeña (instalación en el hogar) o a gran escala.

2.3. Evolución del mercado hacia ERNC

2.3.1. Contexto histórico

La disponibilidad de gas natural proveniente de Argentina, cuyo precio en la década del 80' era mucho más conveniente que cualquier otra tecnología térmica, propició el desarrollo del mercado en la década de los 90' y principios del 2000, años en los que su participación en el sistema nacional adquirió gran importancia.

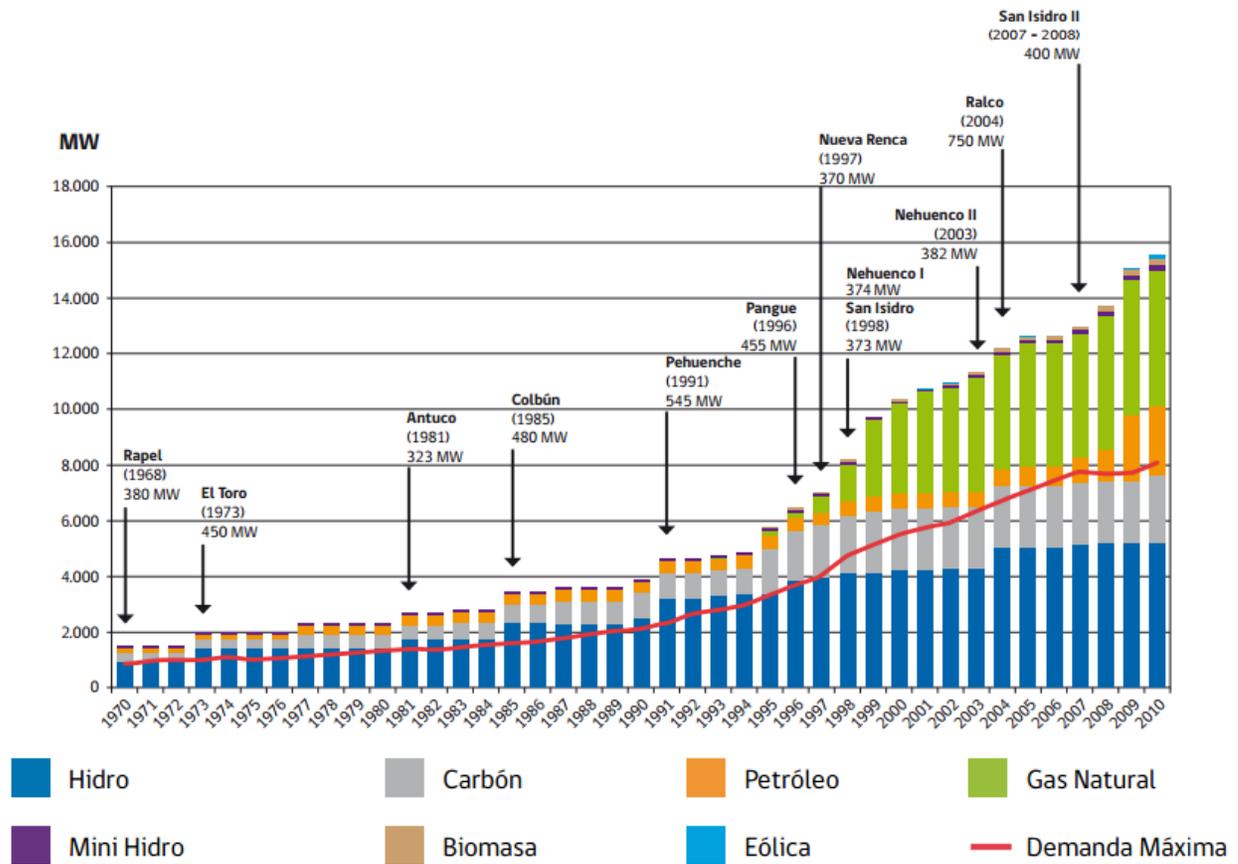


Figura 11: Capacidad instalada en Chile: 1970 – 2010 [15]

Sin embargo, el año 2004 se impusieron restricciones en las exportaciones de gas natural desde el país vecino, debido a falta de inversión en infraestructura y nuevos pozos; esto llevó a alzas de precios de la energía, llegando a exceder los 300 US\$/MWh al remplazarse el gas natural por diésel. Este desarrollo se puede apreciar en la Figura 11, donde la tecnología de gas natural crecía desde el año 1996 y se estancó a partir del 2004. El incumplimiento de parte de Argentina de los contratos de largo plazo que se habían suscrito en esa época por compra de gas natural, impactó en los precios de transacción de la energía y en los costos de empresas distribuidoras, debido a que de acuerdo a lo contemplado en la Ley la tarificación regulada debe reconocer los costos de producción del sistema eléctrico.

Debido a esta crisis energética en el país, se ha promovido una serie de medidas que buscan una diversificación de la matriz, explotando nuevas tecnologías, como las ERNC, apuntando a una menor dependencia de las energías convencionales. Algunas de estas medidas son: en marzo del 2004 se introdujo cambios significativos en la tarificación de la transmisión y procedimientos de expansión. En 2005, se introdujeron cambios en lo que se refiere a precios de largo plazo aplicados en contratos entre las empresas de generación y distribución.

La última gran modificación a la política energética la constituye la promulgación de la ley 20.257 en el año 2008. Esta ley, también llamada “Ley ERNC”, obliga a compañías de distribución y generación que hacen retiros desde el sistema hacia consumidores, regulados y libres, a certificar mensualmente que al menos el 5% (2010 a 2014) de la energía intercambiada proviene de recursos renovables no convencionales. A partir del 2015 en adelante, la obligación aumentará en un 0,5% anualmente, hasta llegar al 10% en el año 2024. En caso de que estos requerimientos no sean cumplidos, los actores tendrán que pagar multas que llegan a aproximadamente 28 US\$ por cada MWh no cumplido. Si el incumplimiento se repite por 3 años, la multa será de 42 US\$/MWh [16].

Esta ley responde a las últimas discusiones sobre la conveniencia de incrementar la participación de las ERNC en la matriz nacional, las que han puesto hincapié en la necesidad de aumentar su diversidad y así mejorar la seguridad del suministro.

2.3.2. Desafíos en la integración de ERNC en el SIC

Las centrales ERNC, si bien son amigables con el medio ambiente, presentan diversos desafíos al integrarlas a un sistema eléctrico de potencia. Esto por diversas razones [17]:

- Poseen bajos factores de planta, lo que lleva a una sobre-instalación del sistema de transmisión asociado, por cuanto es necesario dimensionarlo de acuerdo a los niveles máximos de potencia a generar por las centrales.
- El recurso primario es variable, lo que implica una necesidad de reserva flexible capaz de tomar las diferencias de generación producidas por las ERNC. Ésta reserva se asocia en el SIC con centrales hidráulicas de embalse, sin embargo, en el norte no existe generación de este tipo y el sistema de transmisión limita la regulación desde el sur. Esto implica que las ERNC del norte del SIC deben convivir con centrales térmicas con poca o nula capacidad de absorción de cambios en la generación.
- Falta información estadística (mediciones por largos períodos) de los recursos disponibles, como la radiación solar y velocidad de viento, en diversos puntos del país. Esto es muy importante debido a que la producción de energía de cada ERNC depende directamente de las características del lugar en que se instale.

2.3.3. ERNC en Chile

Según la ley 20.257, se define a las centrales ERNC, como aquellos medios de generación que cumplen con cualquiera de las siguientes características:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW. También se incluyen centrales de este tipo con potencia máxima entre 20 y 40 MW, donde en este caso se reconoce en forma proporcional y descendente según los MW instalados.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria es la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas o de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión nacional de energía (CNE), que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

A su vez, estos medios de generación no convencional se clasifican en Pequeños medios de generación distribuida (PMGD), Pequeños medios de generación (PMG) y Medios de generación no convencional (MGNC) y cada uno tiene derechos y deberes particulares:

PMGD: Medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.

PMG: Medios de generación cuyo excedente de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de sub transmisión o adicional

MGNC: Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW. Esta categoría no es excluyente con las anteriores. Por otro lado, esta categoría también puede incluir proyectos clasificados como energías convencionales.

A pesar de que el avance de estas tecnologías ha permitido la disminución de sus costos, y de que se ha producido un encarecimiento de las generadoras convencionales, más la existencia de una gran cantidad de recursos renovables en el país, nuevos proyectos relacionados con las ERNC no se han desarrollado como se quisiera debido a variadas barreras, que serán abordadas en el punto 2.3.4.

Para eliminar estas barreras, la política energética ha cambiado y se han tomado medidas. Para estas nuevas tecnologías se aseguró el acceso a las líneas de transmisión, se crearon subsidios en la CORFO a los estudios de pre inversión y líneas de financiamiento preferencial, se realizaron estudios de medición de recursos disponibles y se creó el Centro de Energías Renovables (CER), además de la promulgación de la ley 20.257 discutida anteriormente.

Todo esto ha llevado al desarrollo, de parte de los privados, de proyectos de diversas tecnologías, como minihidros, biogás, biomasa y eólicos, la construcción del primer proyecto industrial fotovoltaico y perforaciones de exploración geotérmica a lo largo del país.

En noviembre del año 2011, la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) publicó su informe, del cual se desprende que existe un potencial de recursos renovables de entre 112.000 y 191.000 MW, considerando mini hidro, solar, eólica, geotermia y biomasa.

Esto, más la ley 20.257 entre otras cosas, ha incentivado un fuerte ingreso de proyectos ERNC al SEIA.

A diciembre de 2012, la capacidad instalada ERNC en Chile alcanzó los 877 MW, que equivale a 4,83% del total instalado en los cuatro sistemas del país (Véase Figura 13). En el mismo año, ingresaron en operación 167 MW en base a tecnologías ERNC, siendo el año en que más ERNC se ha conectado a los sistemas.

En la Figura 12 se observa una comparación entre los dos últimos años en relación al ingreso y aprobación de proyectos ERNC en el SEIA.

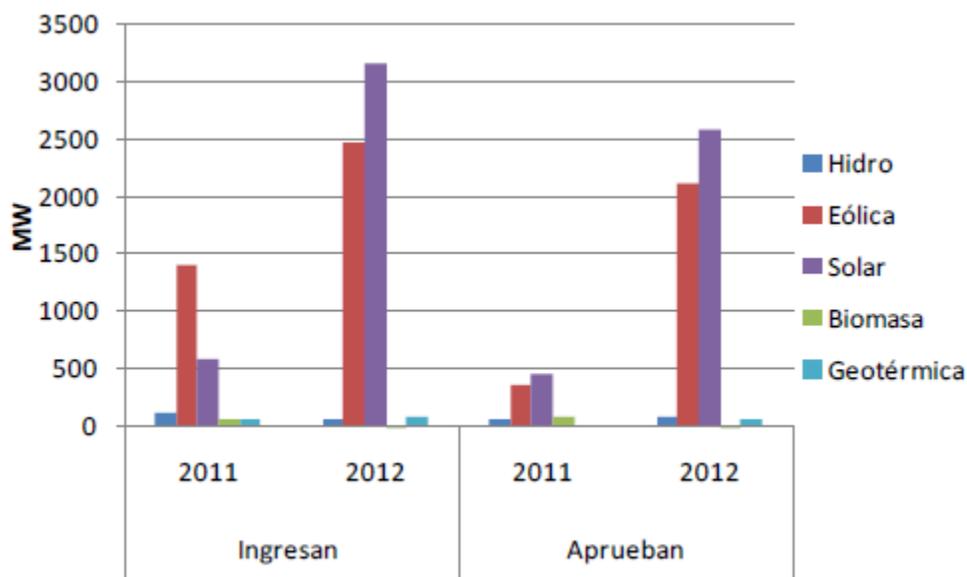


Figura 12: Proyectos SEIA (MW) [1]

El año 2012 para el SIC, pasaron a evaluación ambiental proyectos por 5740 MW de los cuales 3144 MW fueron solares, que por primera vez superan a los proyectos eólicos. En cuanto a la aprobación de proyectos en el mismo año, ésta fue de 4796 MW, cifra mayor a los 943 MW aprobados en el año 2011.

Luego, la evolución de la capacidad instalada de ERNC en Chile se puede ver en la siguiente figura:

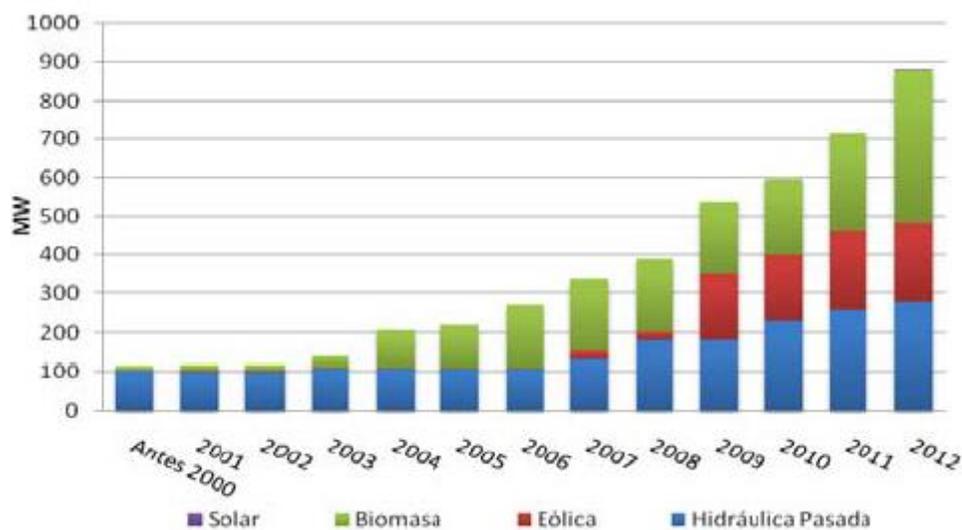


Figura 13: Capacidad instalada ERNC (MW) [1]

En cuanto a la generación reconocida por la ley 20.257, acumulada desde enero a noviembre del 2012, ésta alcanza los 1985 GWh, equivalentes al 6,9% de los retiros afectos para el período. De dicho monto de energía, la principal fuente fue la biomasa (47%), seguida por mini hidro (36%) y finalmente eólica (17%). Cabe notar que el

cumplimiento de la Ley es válido sólo para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de Enero de 2007. Además rige a contar del 1 de enero de 2010, aplicándose a contratos suscritos a partir del 31 de Agosto de 2007, sean estos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

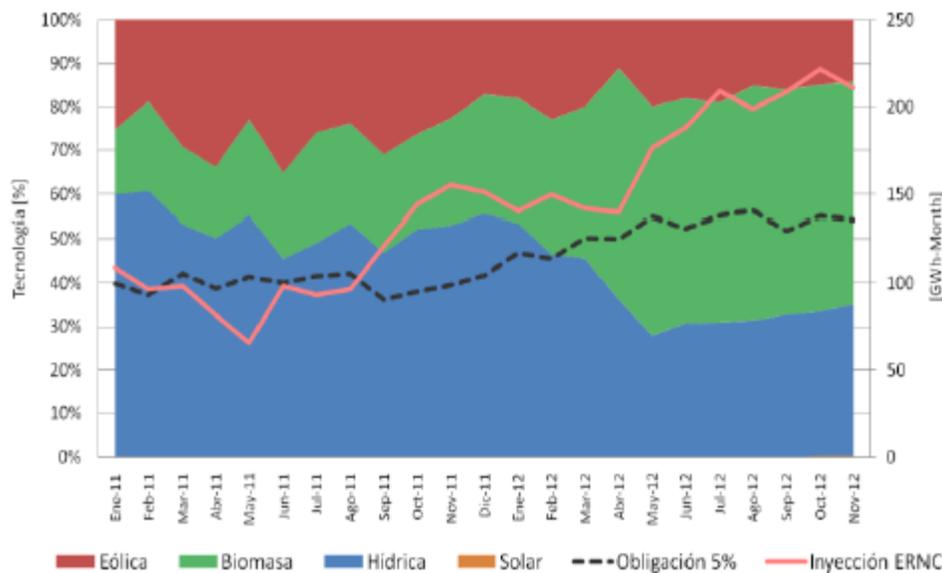


Figura 14: Inyección ERNC reconocida por Ley 20.257 [1]

2.3.4. Barreras de entrada de las ERNC

A pesar del creciente número de proyectos de energía renovable no convencional, se observan diferentes barreras de entrada para éstas, entre las cuales se encuentran:

- Si bien los costos de inversión han disminuido producto del avance tecnológico, los montos de inversión inicial en general siguen siendo elevados. Sumado a esto está el alto riesgo que perciben los entes financieros debido a la variabilidad del precio de la energía en el mercado spot y de la producción de energía en proyectos como mini hidro, eólicos y solares. En el caso de la geotermia, el alto riesgo está representado por las exploraciones previas necesarias para la localización del recurso, las cuales son caras y no garantizan un fin exitoso.
- En el caso de aquellos proyectos alejados del sistema de transmisión, se genera una importante barrera debido al alto costo que tiene la construcción de una línea propia de conexión.
- A pesar de los avances realizados en torno a medición de potencial (eólico, solar) mediante diversos estudios realizados durante los últimos años, aún existe limitada información sobre los recursos disponibles,
- Existen dificultades en el establecimiento de contratos debido a la alta variabilidad en su generación y bajos factores de planta que presentan algunas tecnologías renovables.

Algunos factores de planta típicos son:

Tecnología	Factor de Planta [%]
Parque eólico	20-35
Parque fotovoltaico	10-20
Central hidroeléctrica	60
Central nuclear	60-98
Central termoeléctrica a carbón	70-90
Central de ciclo combinado	60

Tabla 3: Factores de Planta Típicos

2.3.5. Evaluación de impacto ambiental

Al desarrollar un proyecto, una empresa debe someterse a un estudio de evaluación de impacto ambiental, que, como su nombre lo indica, corresponde a un estudio que deben realizar los propietarios del nuevo proyecto y que mide el impacto en el medio ambiente que provoca su incorporación. La evaluación del estudio está a cargo del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el cual es un instrumento del Servicio de Evaluación Ambiental, un organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. A través del SEIA se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto privadas como públicas, cumplan con los requisitos ambientales actuales. [18]

Dependiendo de los posibles efectos ambientales, el titular del proyecto presenta una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

A continuación se muestra una tabla donde se distinguen los distintos plazos en el proceso de evaluación que se emplean en promedio por tecnología y estudio:

Categoría de Ingreso al SEIA	Tecnología	Combustible	Promedio en días de evaluación
DIA	ERNC		208
	Hídrica		308
	Térmica	Diésel	158
		Gas Natural	99
EIA	ERNC		346
	Hídrica		480
	Térmica	Carbón	434
		Diésel	167
		Gas Natural	316

Tabla 4: Tiempos empleados en tramitación de proyectos [19]

CAPÍTULO 3: Metodología

En el presente capítulo se presentan los pasos que se deben seguir previos a la modelación computacional y la metodología utilizada para el estudio. La Figura 15 muestra el diagrama de bloques y flujos correspondiente.

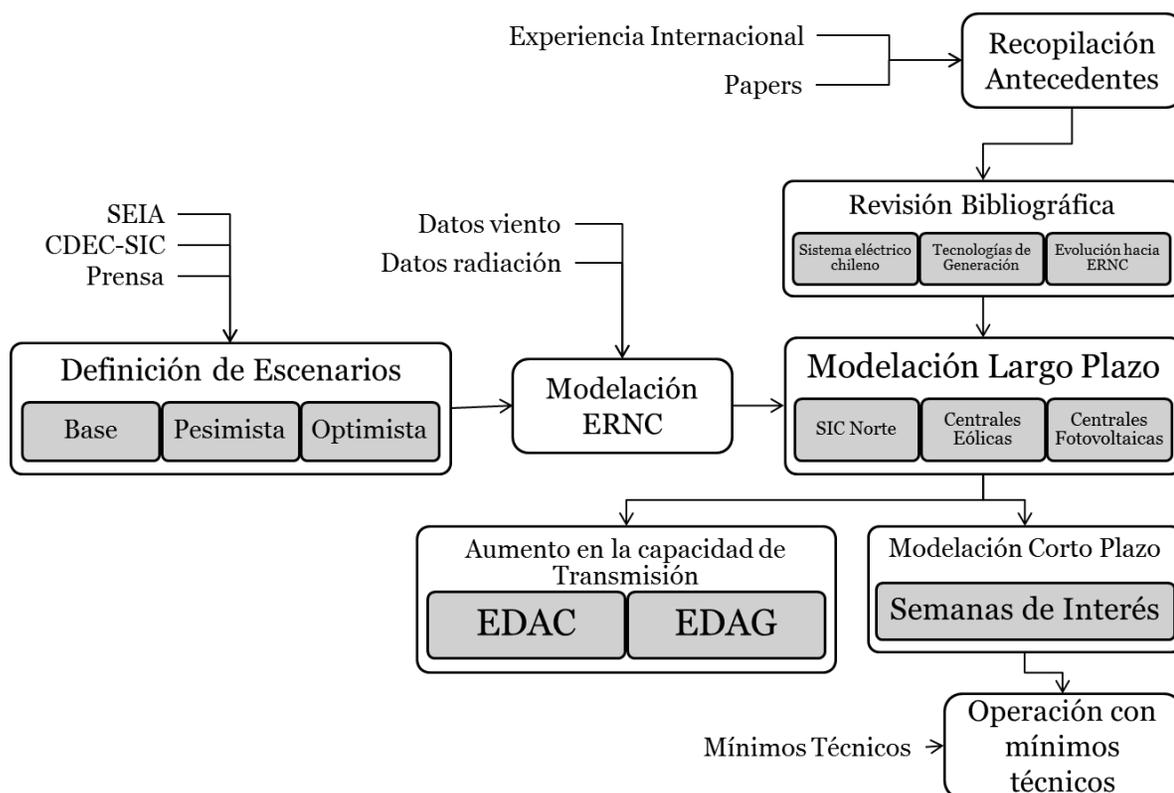


Figura 15: Diagrama de bloques metodología

A continuación se describe cada etapa del estudio.

Recopilación de antecedentes: En esta etapa se recopila información sobre experiencia internacional en el tema de ingreso de tecnología ERNC a la matriz energética y papers relacionados con diferentes estudios realizados relacionados.

Revisión bibliográfica: Se investiga sobre la composición y características del sistema eléctrico chileno, específicamente del Sistema Interconectado Central. Además se revisan las diferentes tecnologías de generación presentes en el país, de interés para el estudio. Por último se investiga la evolución que se ha vivido en Chile hacia una matriz con mayor participación de centrales de energía renovable no convencional.

Definición de Escenarios: El trabajo se centra en el análisis de distintos escenarios, cada uno con diferentes montos de ingreso de potencia ERNC. En esta etapa se construyen dichos escenarios, bajo ciertos criterios de clasificación, los cuales se denominaron Base, Pesimista y Optimista.

Modelación ERNC: Se investiga sobre los recursos disponibles para la realización de un perfil de generación para este tipo de centrales. Los recursos necesarios son datos de velocidad de viento y radiación solar. Posteriormente se construye un perfil para cada central involucrada en el estudio, de forma de integrar la variabilidad de los recursos en la generación con ERNC.

Modelación Largo Plazo: Corresponde a la etapa de planificación para el periodo del 2013 al 2018, mediante el uso de la herramienta PLP (2.1.1), donde se simula cada uno de los 3 escenarios que fue considerado en el estudio, esto es: Caso Base, Caso Pesimista y Caso Optimista. La herramienta por su parte entrega resultados relacionados con: costos marginales por barra, transferencias por los diferentes sistemas de transmisión, generación para cada central, entre otros. Dicha información sirve para observar tendencias no así detalles en la operación de corto plazo de las centrales.

Aumento en la capacidad de Transmisión: Se analiza los efectos en la operación de las unidades generadoras de la zona norte, al considerar un aumento en la capacidad de los sistemas de transmisión de la misma zona. Dicho aumento en la transmisión se efectuaría por la vía de implementar en forma transitoria, hasta que se incorporen nuevos sistemas de transmisión, esquemas de control del tipo EDAC/EDAG, estos esquemas ya han sido aplicados en algunos tramos de transmisión. Aquí se analiza su incorporación en forma masiva en los tramos donde se visualizan problemas.

Modelación Corto Plazo: Para obtener resultados más detallados es necesario conocer el comportamiento operacional de la zona norte en una escala menor de tiempo, por lo que se ha determinado necesario analizar el comportamiento operacional dentro de un periodo de una semana. Para tal efecto, se analizarán dos escenarios: uno sin la quinta unidad de Guacolda en servicio, y otro con ella. Dichas semanas se obtendrán de los escenarios que se obtuvo con la programación de largo plazo, donde se refleje una gran variación de la operación del complejo Guacolda, lo cual representa un caso crítico por la importancia de esta central en la generación del norte del SIC.

Operación con mínimos técnicos: En esta etapa se evalúa el efecto de las restricciones de mínimo técnico con costos de partida en las unidades del complejo Guacolda sobre la generación ERNC. Esto se realiza mediante una comparación entre un caso con estas restricciones y uno sin ellas. El análisis resulta interesante ya que se espera que al imponer un mínimo técnico, característica propia de las centrales generadoras, se desplace energía ERNC dado por la imposibilidad de transferirse a otras zonas por las limitaciones de los sistemas de transmisión, este efecto, se ha denominado vertimiento de ERNC.

CAPÍTULO 4: Desarrollo del Trabajo

En el presente capítulo se describen los supuestos considerados y el trabajo realizado en aquellos puntos más importantes dentro de los descritos en el capítulo anterior.

4.1. Supuestos en la modelación

Dentro del desarrollo del trabajo, hubo que considerar ciertos hechos que son importantes en la operación del sistema en los próximos años. Éstos son:

- Entrada en Servicio de Guacolda 5.
Se incluyó la entrada en servicio de una quinta unidad en Guacolda de 152 MW de potencia nominal para Octubre de 2015.
- Crecimiento de la demanda.
Se considera el crecimiento estimado en el Informe de precio de nudo de abril de 2013 y el detalle se muestra en la siguiente tabla:

Año	Crecimiento Demanda [%]
2013	6.0
2014	5.5
2015	5.0
2016	5.0
2017	5.0
2018	5.0

Tabla 5: Proyección de la demanda

- Proyectos mineros importantes
Existen en el horizonte de estudio tres proyectos mineros importantes, que de concretarse, afectan las transferencias por los sistemas de transmisión y con ello el monto máximo de potencia asociados a los proyectos ERNC. Los proyectos son [20]:
 - Caserones 130.1 MW
 - Pascua Lama 160 MW
 - Cerro Negro Norte 43.8 MWSe evaluarán los escenarios, incluyendo la puesta en marcha de estos proyectos mineros, como también sin ellos.
- Modelación por hidrologías
En consideración que la composición del sistema en la zona norte del SIC es casi completamente térmica, sólo existen algunas pequeñas centrales hidráulicas de pasada de potencias menores a los 10 MW, y que una parte importante del parque térmico opera en la base del despacho de centrales, se concluye que la operación de la zona norte del SIC no está afecto a las variaciones hidrológicas que sufre el

resto del SIC. Luego, para el conjunto de series hidrológicas que se utilizan en el PLP, el resultado operacional para la zona norte del SIC fue el mismo. Entonces, para el análisis de este trabajo se consideró la operación del sistema eléctrico con una sola hidrología, correspondiente a aquella con probabilidad de excedencia de 50%, para todos los casos del estudio.

4.2. Definición de escenarios

El análisis principal de este trabajo, consiste en el impacto por el ingreso de ERNC con diferentes montos de potencia instalada conjunta. El primer paso necesario para la construcción de los escenarios de estudio, fue realizar un catastro detallado de los proyectos ERNC que interesados particulares han informado ante las autoridades ambientales y energéticas.

En efecto, se usó información disponible de los proyectos en el sitio web del SEIA, del compendio energético de Chile que difunde la empresa EDITEC, información de proyectos que han sido informados directamente por sus propietarios al CDEC-SIC, y proyectos que se informan a través de la prensa especializada. Con esto se logró formar un catastro de proyectos que se encontraban en construcción, aprobados, en proceso de aprobación y los ya en operación.

A continuación se presenta un resumen de los proyectos censados en el SIC a Marzo de 2013:

Estado	Operación [MW]	Construcción [MW]	Aprobado SEIA [MW]	En calificación SEIA [MW]	Total SEIA [MW]
Minihidro	194.9	125.5	291.9	117.2	409.1
Eólica	202.9	422.8	2454.5	1605.7	4060.2
Biomasa	368.8	0.0	205.0	32.0	237.0
Solar	1.2	0.0	260.5	597.5	858.0
Geotermia	0.0	0.0	0.0	70.0	70.0
Total	767.9	548.25	3211.7	2422.4	6950.4

Tabla 6: Resumen proyectos SIC

En consideración que el estudio tiene por objetivo analizar el impacto en la zona norte del SIC, se procedió a realizar un filtro de los proyectos disponibles, quedando sólo con los que se ubicarían en dicha zona y que se encontrarán en la condición de “aprobado” y “en construcción”. Dichos proyectos se resumen en:

Estado	Operación [MW]	Construcción [MW]	Aprobado SEIA [MW]	En calificación SEIA [MW]	Total SEIA [MW]
Minihidro	10.2	4.0	11.0	0.0	11.0
Eólica	192.2	314.0	1571.5	740.0	2311.5
Biomasa	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Solar	1.2	0.0	260.5	597.5	858.0
Geotermia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	215.4	318.0	1843.0	1337.5	3713.9

Tabla 7: Resumen proyectos SIC - Norte

Para efectos del estudio, el catastro se cerró con la información disponible a Marzo de 2013, quedando así establecida la información base del estudio.

Del análisis anterior se determinó que en la zona norte del SIC existe una gran cantidad de proyectos con una potencia total instalada del orden de 3714MW, que a priori resulta imposible ingresen todos en servicio, por cuanto no existe sistema de transmisión que los soporte, por cuanto las capacidades nominales de los sistemas de transmisión de la zona norte del SIC son menores a esta potencia factible de transferir. Por ende resulta razonable suponer que una parte de dichos proyectos no llegará a concretarse. De esta manera se constituyó un segundo filtro, donde sólo se consideraron los proyectos que tengan la calidad de “en construcción” y con “EIA aprobados”, descartando aquellos en proceso de acreditación. De este subconjunto, se consideraron aquellos proyectos con mayor probabilidad de ejecución, basado en la información disponible aportada por el CDEC SIC y notas de prensa, con lo que se llegó a los proyectos considerados, descritos en la siguiente tabla:

Proyecto	Empresa	Tipo	P [MW]	Estado
Talinay Oriente	Vestas	Eólica	100	En construcción
Taltal	Enel Green Power	Eólica	99	En construcción
El Arrayán	Pattern Chile	Eólica	115	En construcción
Denersol II	Denersol	Solar	7,5	RCA Aprobado
Denersol III	Denersol	Solar	30	RCA Aprobado
Punta Palmeras	Acciona Energía Chile	Eólica	66	RCA Aprobado
Punta Sierra	Pacific Hydro	Eólica	108	RCA Aprobado
La Cebada	Eolic Partners	Eólica	38	RCA Aprobado
El Pacífico	Eolic Partners	Eólica	72	RCA Aprobado
Cabo Leones I	Ibereólica	Eólica	170	RCA Aprobado
PV Salvador	Solventus Chile	Solar	40	RCA Aprobado
San Juan de Chañaral de Aceituno	Focus Energy	Eólica	186	RCA Aprobado
Canto del Agua	Canto Del Agua	Solar	21	RCA Aprobado

Tabla 8: Proyectos considerados en estudio

Con esta información se construyeron dos escenarios, los cuales se denominaron:

- **Pesimista:** en el sentido que del total de proyectos ERNC, se llegan a concretar un conjunto mínimo de éstos.
- **Optimista:** en el sentido que del total de proyectos ERNC, se llegan a concretar un mayor conjunto de éstos.

Además se consideró un escenario Base que sirve para contrastar resultados, el cual constituye una línea base y cumple con los requerimientos de la ley 20.257 en relación a la energía mínima que se debe generar mediante recursos no convencionales.

El detalle de los escenarios se muestra en la siguiente tabla:

Escenario	Central	Tecnología	Entrada en Servicio	P [MW]
Base 299 MW de ERNC instalada	Tambo Real	Solar	En Operación	1.08
	Totalal	Eólica	En Operación	44.55
	P Colorada	Eólica	En Operación	20.00
	Ucuquer	Eólica	En Operación	7.20
	Canela I	Eólica	En Operación	18.15
	Canela II	Eólica	En Operación	60.00
	Monte Redondo	Eólica	En Operación	48.00
	Talinay Oriente	Eólica	01/04/2013	100.00
Pesimista 840 MW de ERNC instalada	Canto Del Agua	Solar	01/09/2013	21.00
	Tal Tal	Eólica	01/01/2014	99.00
	El Pacifico	Eólica	01/01/2014	72.00
	La Cebada	Eólica	01/01/2014	37.80
	El Arrayan	Eólica	01/03/2014	101.20
	Cabo Leones I	Eólica	01/05/2014	170.00
	PV Salvador	Solar	01/07/2014	40.00
Optimista 1238 MW de ERNC instalada	Denersol II	Solar	01/10/2013	7.50
	Denersol III	Solar	01/11/2013	30.00
	P Palmeras	Eólica	01/06/2014	66.00
	P Sierra	Eólica	01/08/2014	108.00
	San Juan de Ch. de Aceituno	Eólica	01/07/2015	186.00

Tabla 9: Escenarios de estudio

4.3. Modelación ERNC

Previo a la modelación de las centrales solares y eólicas en el programa de planificación, se inició una investigación acerca de los recursos y los datos estadísticos disponibles para este tipo de centrales. Para este efecto se utilizó la información de radiación y de vientos que proporcionan dos sitios web:

- Explorador Solar
<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>
- Explorador Eólico
<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

En estas dos herramientas, elaboradas por la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, el GIZ y el Ministerio de Energía, se encuentran datos de radiación y viento para un año completo con periodicidad de media hora.

La fuente de información para modelar la variabilidad estacional del recurso solar, se obtuvo a través del Explorador Solar. Para usar esta herramienta es necesario proveer las coordenadas geográficas del lugar de interés a partir de lo cual se genera un informe con datos meteorológicos. Esta herramienta entrega resultados de manera gráfica en un informe y además se puede tener acceso a los datos utilizados por el modelo en la evaluación preliminar del recurso. Con ellos se estimó la producción de las centrales fotovoltaicas para el período de estudio [21].

En el Explorador Eólico, al igual que en el Explorador Solar, se proporcionan las coordenadas geográficas y se pueden obtener datos de viento para un año. Adicionalmente, se puede indicar un modelo de aerogenerador y la herramienta proporciona una predicción de la operación de éste en cuanto a los MW generados, lo que multiplicado por el número de aerogeneradores de cada central en investigación resulta en una estimación de la operación que tendrá en el período de estudio, con datos con periodicidad horaria.

Con esto, se elaboró un perfil de generación para cada central considerada, el cual incorpora la variabilidad del recurso al modelo, considerando una potencia diferente para cada “etapa” de la modelación en el caso de la modelación de largo plazo y un perfil horario para el caso de la modelación de corto plazo. Esto constituye una mejora a la proyección de la operación, ya que en la actualidad se utiliza un perfil de potencia fija mensual a las centrales ERNC, que están basados en promedios de generación del pasado y proyecciones estacionales.

4.4. Aumento en la capacidad de Transmisión

En esta etapa se incluye la modelación de los sistemas de control/protección considerados por el CDEC SIC para intentar superar los problemas generados por congestiones en el sistema de transmisión. A la fecha, ya se ha implementado en algunas líneas de la zona y se tiene en estudio seguir incorporando otros adicionales [8]. En el estudio mencionado ([22]) se recomienda no superar el 90% del límite de la línea en “criterio N”, con esta información los límites de transmisión de la zona quedan como se muestra a continuación:

Línea [200 kV]	Límite inicial [MW]	Límite impuesto [MW]
Maitencillo – Cardones	394	532
Maitencillo – P. Colorada	244	439
P. Colorada – Pan de Azúcar	244	439
Pan de Azúcar – Las Palmas	224	403
Las Palmas – Los Vilos	224	403
Los Vilos – Nogales	320	576

Tabla 10: Variación del límite máximo de transmisión

Para los análisis, las demás condiciones operativas del resto del sistema de transmisión del SIC, se mantuvieron sin modificaciones.

Con esta ampliación de los sistemas de transmisión se pretende registrar lo que acontecerá con la operación conjunta del complejo Guacolda y las ERNC. Para este caso particular se verifica la operación de la central Guacolda, por cuanto corresponde al centro de generación térmica de mayor tamaño en la zona y que opera en la base del despacho de generación. En los análisis se revisará si es que estos recursos EDAC/EDAG ayudan a que esta central térmica no quede expuesta a las variaciones que se registraron en la operación de los casos anteriores y que tiene su origen en la entrada de los proyectos ERNC, dado que el sistema de transmisión se encuentra imposibilitado de evacuar la energía producida en el norte hacia el sur.

Los diversos casos modelados servirán para comparar diferentes efectos técnico-económicos en el sistema, entre ellos, los producidos por la entrada en servicio de Guacolda 5, nueva central del complejo que se encuentra en proceso de construcción y que incrementará la oferta de generación en la zona. Los análisis considerarán los efectos al imponer restricciones operacionales en las centrales vapor carbón, como mínimo técnico en Guacolda, entrada de diferentes volúmenes de ERNC y aumentos de la demanda por medio de los proyectos mineros nuevos en la zona.

4.5. Casos analizados con el modelo de largo y corto plazo

Para mejor entendimiento de los diferentes casos que se consideró en este estudio, a continuación se muestran, mediante diagramas, los casos modelados en el largo plazo.

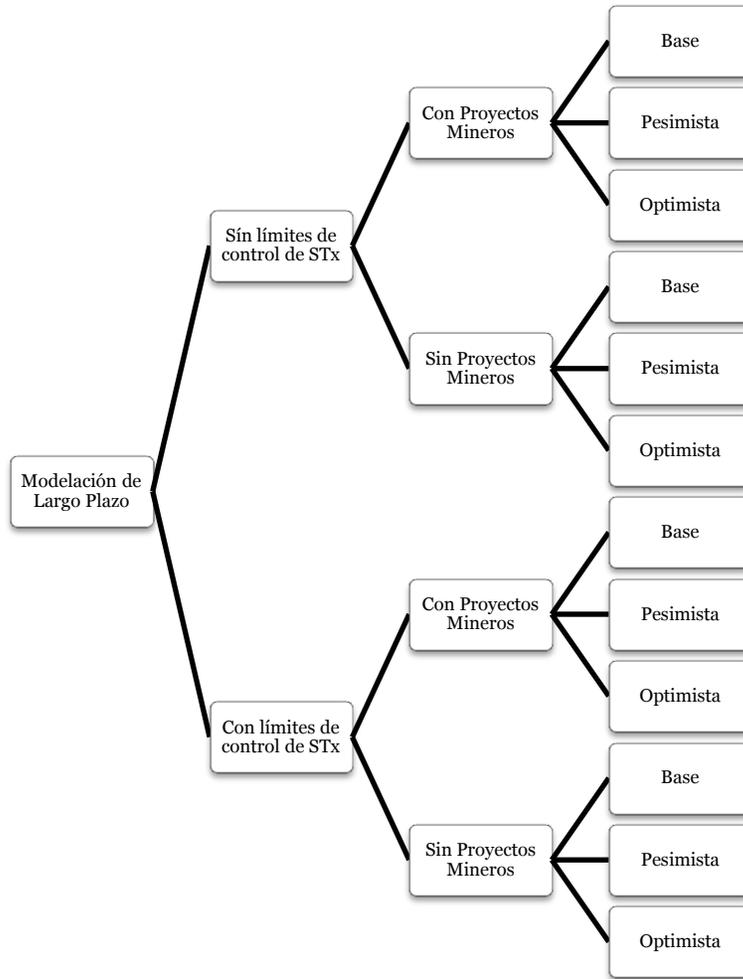


Figura 16: Esquema de escenarios en modelación de largo plazo

De igual manera con los casos modelados en el corto plazo.

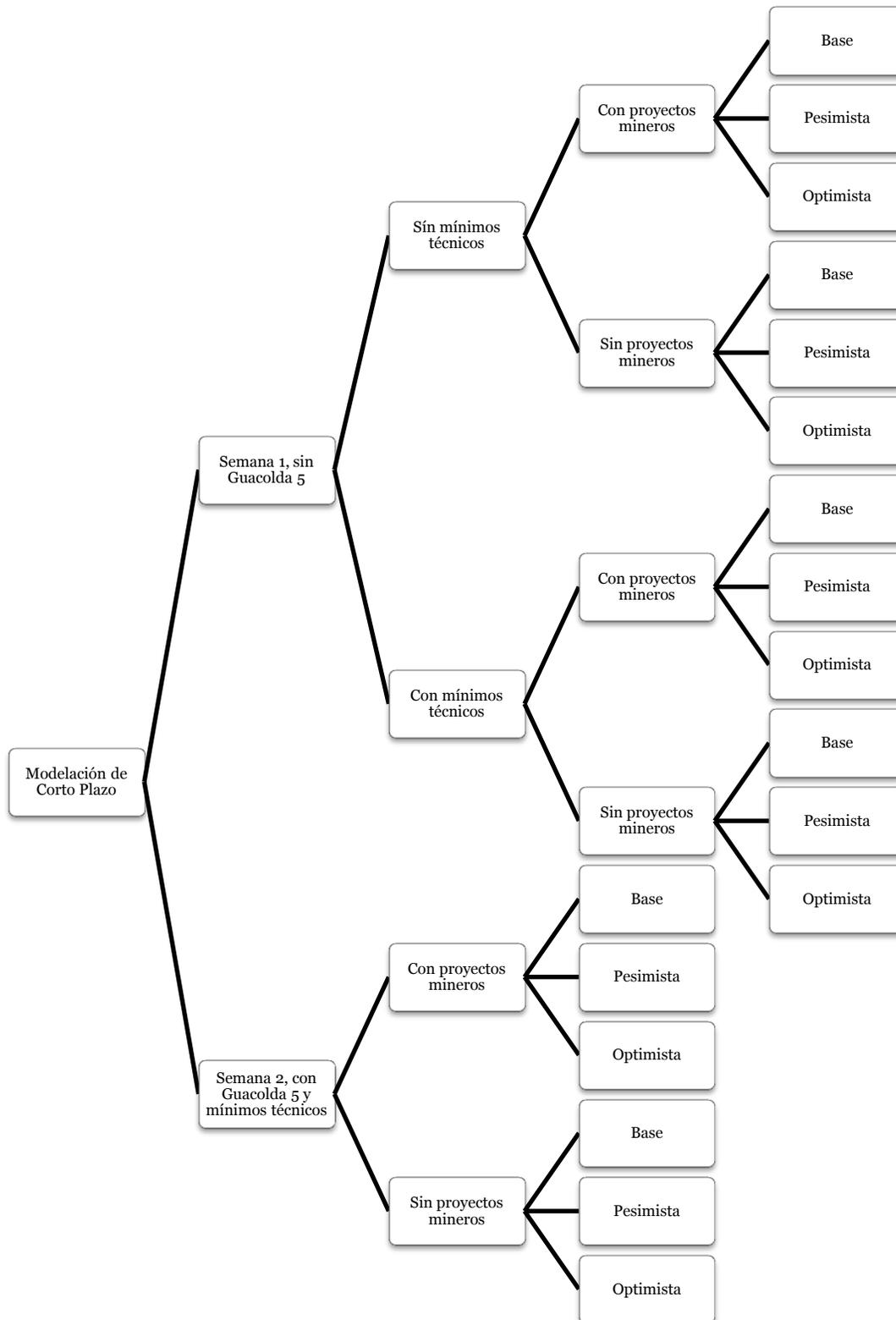


Figura 17: Esquema de escenarios en modelación de corto plazo

CAPÍTULO 5: Resultados de largo plazo y análisis

En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos en la modelación de largo plazo, la cual abarca desde enero de 2013 a diciembre de 2018.

5.1. Costos marginales

En esta sección se muestran resultados de los costos marginales anuales en las barras de interés del norte del SIC. Para una mejor comprensión de los resultados, se han agrupado en dos las barras de interés en el estudio, ya que presentan comportamientos similares. Por un lado se tiene las barras de Pan de Azúcar, Maitencillo y Punta Colorada y por otro Las Palmas y Los Vilos. Estos resultados se pueden ver en más detalle en el Anexo A.1.

Se mostrarán en esta sección los resultados de las barras Maitencillo y Las Palmas, de modo que éstas representan a sus respectivos grupos.

Escenarios con proyectos mineros

En este caso, se muestran los costos marginales resultantes de aquellos escenarios que cuentan con los nuevos proyectos mineros en el horizonte de estudio.

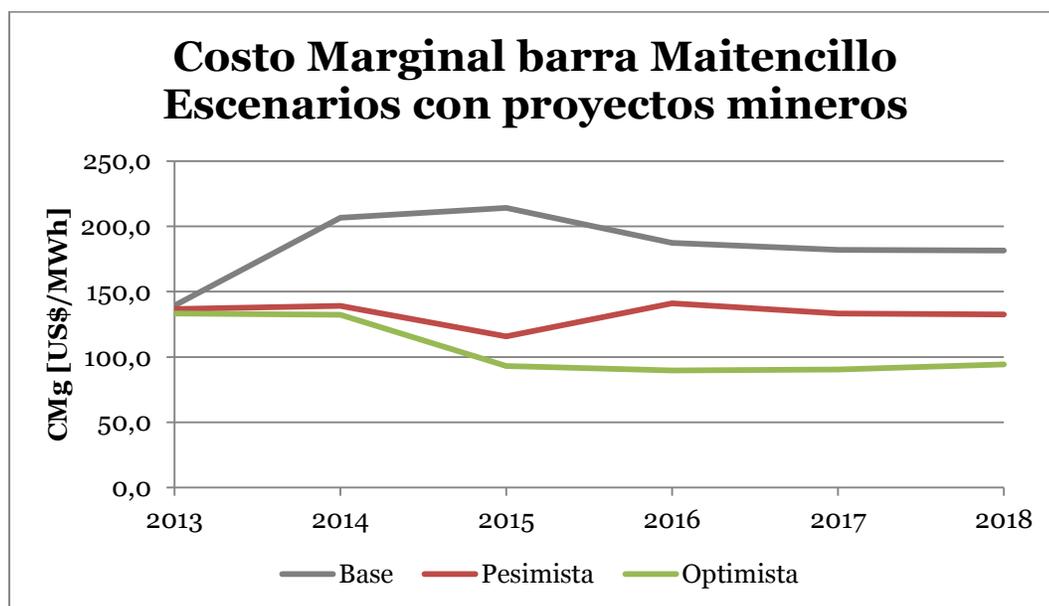


Gráfico 1: Costo marginal en barra Maitencillo, escenarios con proyectos mineros.

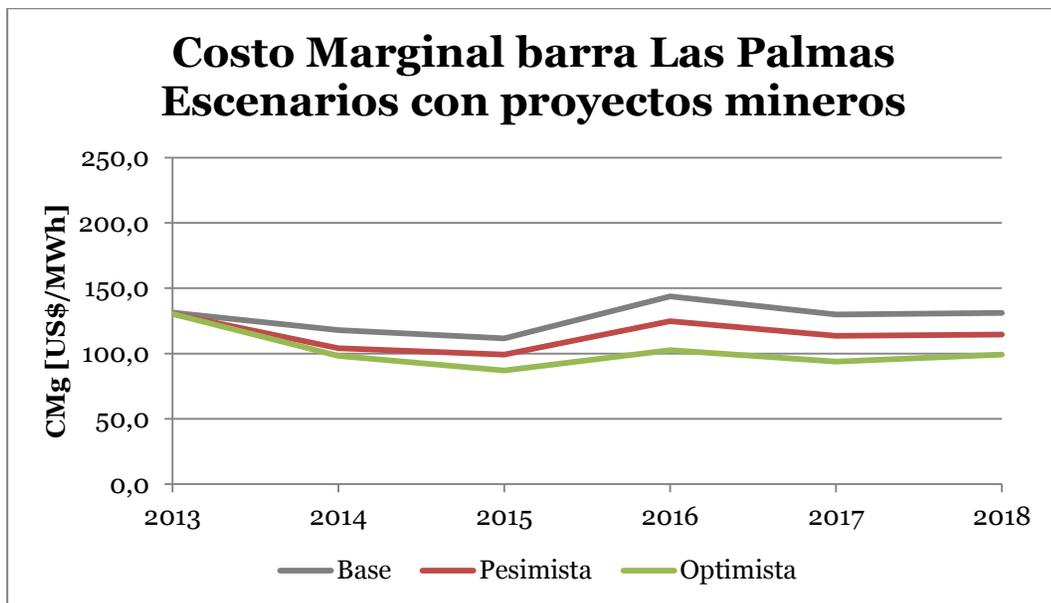


Gráfico 2: Costo marginal en barra Las Palmas, escenarios con proyectos mineros

Escenarios sin proyectos mineros

Análogo al punto anterior, esta vez se muestran los mismos escenarios sin los proyectos mineros.



Gráfico 3: Costo marginal en barra Maitencillo, escenarios sin proyectos mineros.

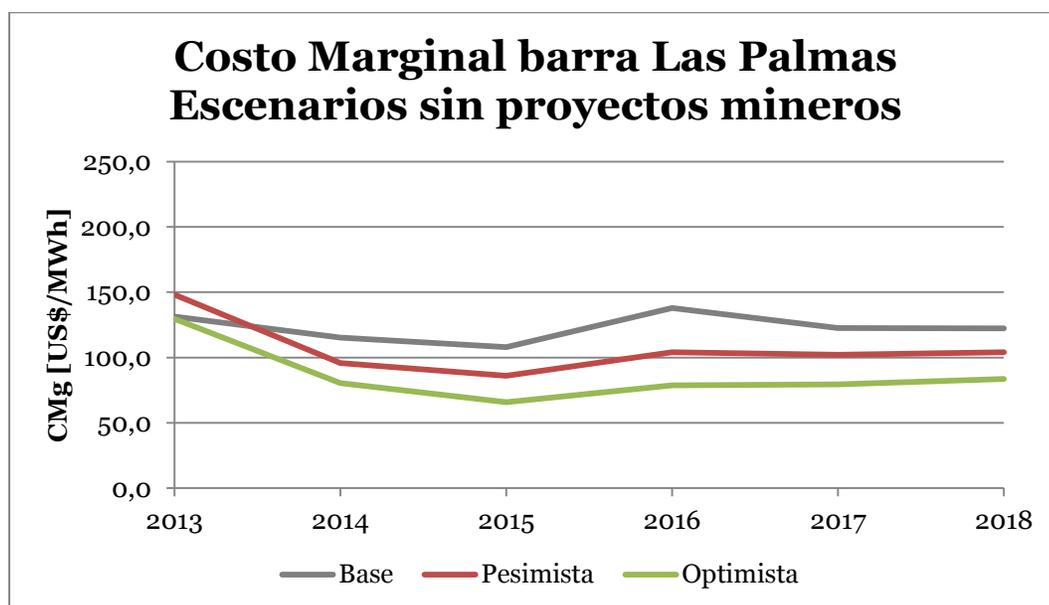


Gráfico 4: Costo marginal en barra Las Palmas, escenarios sin proyectos mineros.

Si se observan los grupos de gráficos con y sin proyectos mineros, se puede notar que al aumentar el aporte de potencia ERNC al sistema, los costos marginales bajan, sobre todo en aquellas barras donde son conectados estos nuevos proyectos (Ver Tabla 9 y Anexo A.1.).

El comportamiento de los CMg en las distintas barras guarda mucha relación con las capacidades del sistema de transmisión, por cuanto si éste se encuentra congestionado se producen desacoples entre los sistemas.

El hecho de que bajen los costos marginales es consecuencia directa del aumento de inyección de bajo costo y los altos niveles de congestión del sistema de transmisión. Esto puede resultar positivo para el consumidor final que podría percibir, una baja en la cuenta de electricidad. Sin embargo, al analizar esto desde el punto de vista del inversionista, podría dificultar la realización de proyectos ERNC. Esto porque al dueño de la central se le pagará el MWh inyectado al costo marginal de la barra de inyección, si es que vende en el mercado spot. Si bien, las centrales ERNC poseen bajos costos de operación, tienen un alto costo de inversión, el cual podría no ser recuperado dada la situación descrita, lo que desincentivaría el financiamiento de parte de privados a estos proyectos.

5.2. Sistema de transmisión

5.2.1. Niveles de uso de líneas de transmisión

En los siguientes gráficos se muestran los flujos por las líneas de Maitencillo – Punta Colorada y Las Palmas – Los Vilos. Se decidió mostrar estos gráficos ya que son los que mejor representan el comportamiento general de las líneas del norte del SIC.

En cada imagen, se muestran los flujos por las líneas correspondientes, según escenario de penetración ERNC. Además se muestran los límites de transferencia asociados a cada tramo. Los resultados para el resto de las líneas del norte del SIC se muestran en el Anexo A.2.

Escenarios con proyectos mineros

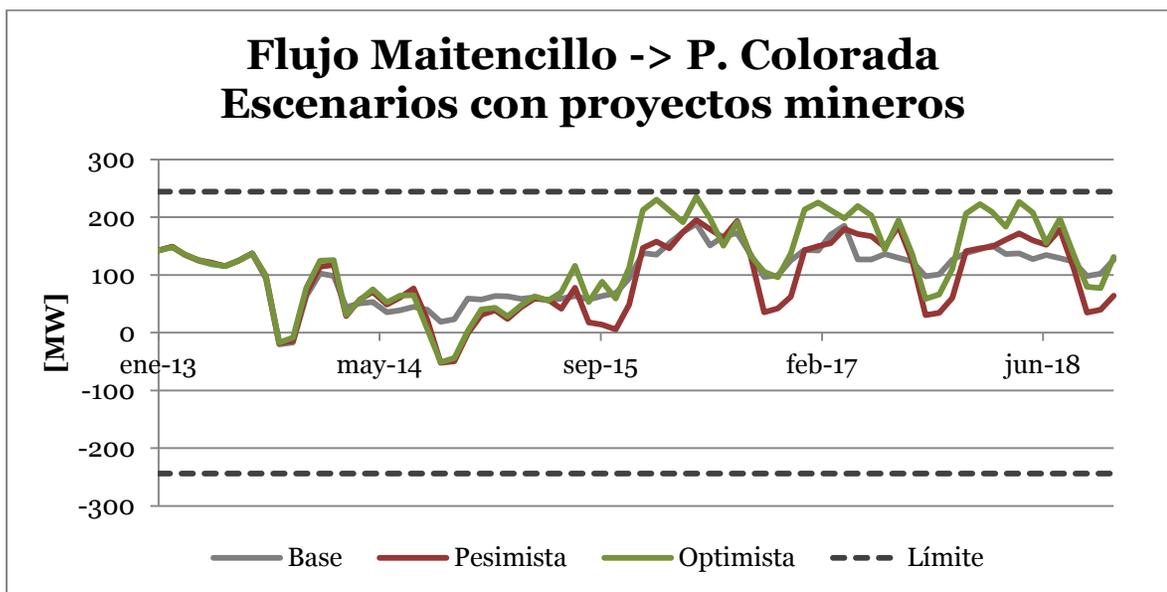


Gráfico 5: Flujo por línea Maitencillo -> P. Colorada, escenarios con proyectos mineros.

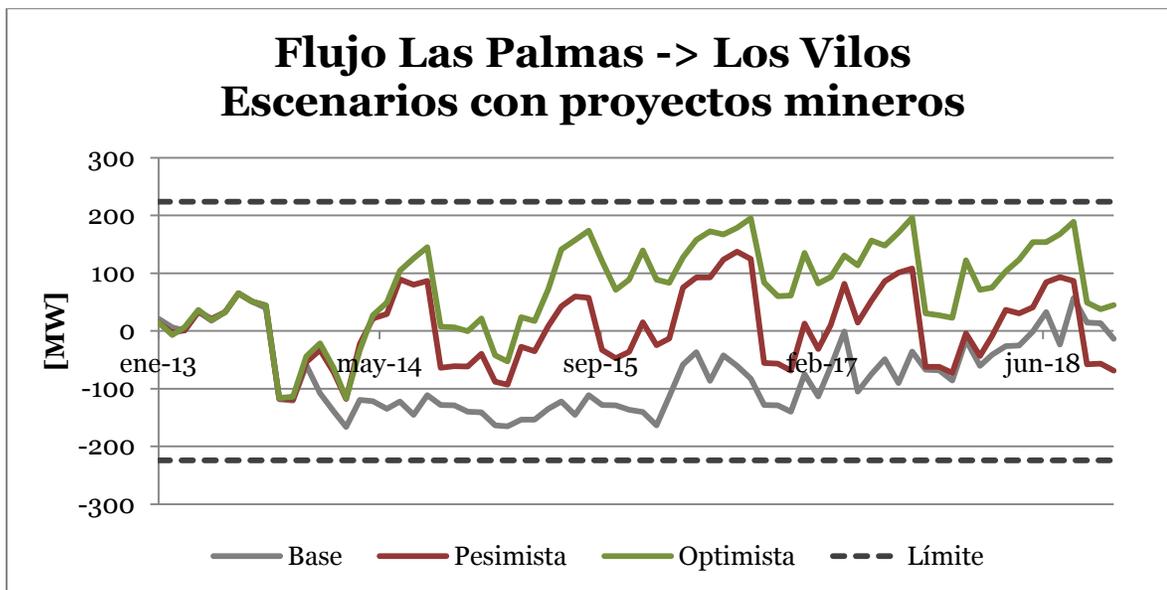


Gráfico 6: Flujo por línea Las Palmas -> Los Vilos, escenarios con proyectos mineros.

Al agregar ERNC en el norte del SIC, las líneas que inicialmente estaban saturadas, reducen su congestión. Entre estas líneas se encuentran Pan de Azúcar – Las Palmas y Maitencillo – Cardones. Naturalmente existen otras líneas que aumentan su nivel de uso, debido a que perciben aportes provenientes de estas nuevas centrales, entre ellas

está P. Colorada – Pan de Azúcar. Se debe tener en cuenta además que en octubre de 2015 entra en operación la quinta unidad de Guacolda, lo que provoca un aumento de la energía que sale de la barra Maitencillo.

Si se efectúa un análisis desde la zona norte al centro, se tiene que:

Comparando el escenario pesimista con el base, antes de la entrada en servicio de las centrales eólica Taltal (ubicada en Paposo) y fotovoltaica Salvador (ubicada en Diego de Almagro), las líneas Cardones – Carrera Pinto – Diego de Almagro operaban con una alta transferencia abasteciendo los altos consumos en Diego de Almagro, dicha energía provenía principalmente de la central Guacolda. Ahora, con la entrada de estas centrales ERNC que operan en la base, la transferencia por dichos tramos disminuye. En general, esta zona se mantiene con flujos menores al 100%, con costos marginales muy similares entre sí, los que se mantienen entre 200 y 250 [US\$/MWh] en el largo plazo en el escenario base y disminuyen y fluctúan entre 100 y 250 [US\$/MWh] en el escenario pesimista según la época del año.

Siguiendo el análisis hacia el sur, en la línea Maitencillo – Cardones, que se encontraba inicialmente muy colapsada, se registra ahora una reducción de los flujos, sin embargo aún se registran valores que alcanzan la capacidad máxima de la línea. Esta baja se atribuye a las centrales nuevas antes mencionadas. La congestión en esta línea provoca el desacople del sistema, donde los costos marginales al norte de ella son mayores. Al sur, los flujos en las líneas entre Maitencillo y Pan de Azúcar son similares entre los escenarios, sin desacoples, y aumentan con la entrada de Guacolda 5 (Gráfico 5). Los costos marginales en esta zona son similares y menores a los de la zona anterior. En el escenario base se encuentran entre 150 y 250 [US\$/MWh] en el largo plazo y en el pesimista disminuyen encontrándose entre 60 y 200 [US\$/MWh] según la época del año.

Siguiendo el análisis hacia el centro del país, la línea Pan de Azúcar – Las Palmas es la que más congestionada se encuentra en el escenario base, bajando su saturación levemente con la entrada de Guacolda 5. Esta alta congestión es atribuible a los proyectos mineros que están instalados entre Punta Colorada y Cardones, lo cual se analizará más adelante. En el escenario pesimista se provoca una baja en el flujo de este sector, que se puede adjudicar a la mayor presencia de generación ERNC al norte de ella. Esta línea provoca otro desacople en el sistema y los costos al sur de ella son menores y similares a los registrados en Alto Jahuel, variando entre 50 y 200 [US\$/MWh], según la época del año.

En el escenario optimista, el nuevo aumento de centrales ERNC se concentra en las barras Maitencillo y Las Palmas. Esto hace que aumente el flujo nuevamente por Maitencillo – Cardones hacia el norte por el nuevo aporte de bajo costo. De la misma forma, aumenta levemente el flujo por Las Palmas – Pan de Azúcar y Las Palmas – Los Vilos (Gráfico 6). Los costos marginales en este escenario son menores que en el base,

tendiendo a hacerse cíclicos, variando con la época del año. Estos se encuentran entre 50 y 250 [US\$/MWh].

Bajar el nivel de congestión del sistema de transmisión es esencial si se busca mejorar el desempeño del sistema completo, y el aumento de focos de generación tiene un efecto positivo con respecto a esto. Si se lograra tener un sistema sin desacoples, se podría evacuar la energía de base (de bajo costo, siempre despachada) al resto del sistema, lo que implicaría que los costos marginales no bajasen tan drásticamente de forma concentrada en ciertos puntos, perjudicando finalmente a los inversionistas de estos proyectos como se explicó en 5.1. Es posible que al evaluar un proyecto ERNC de las características discutidas, se determine que se logra recuperar la inversión, sin embargo se debe tener en cuenta el efecto producido por el conjunto de nuevas centrales, las cuales como se verifica en este estudio, provocan la caída de los costos marginales, incluso llegando a valores nulos.

Escenarios sin proyectos mineros

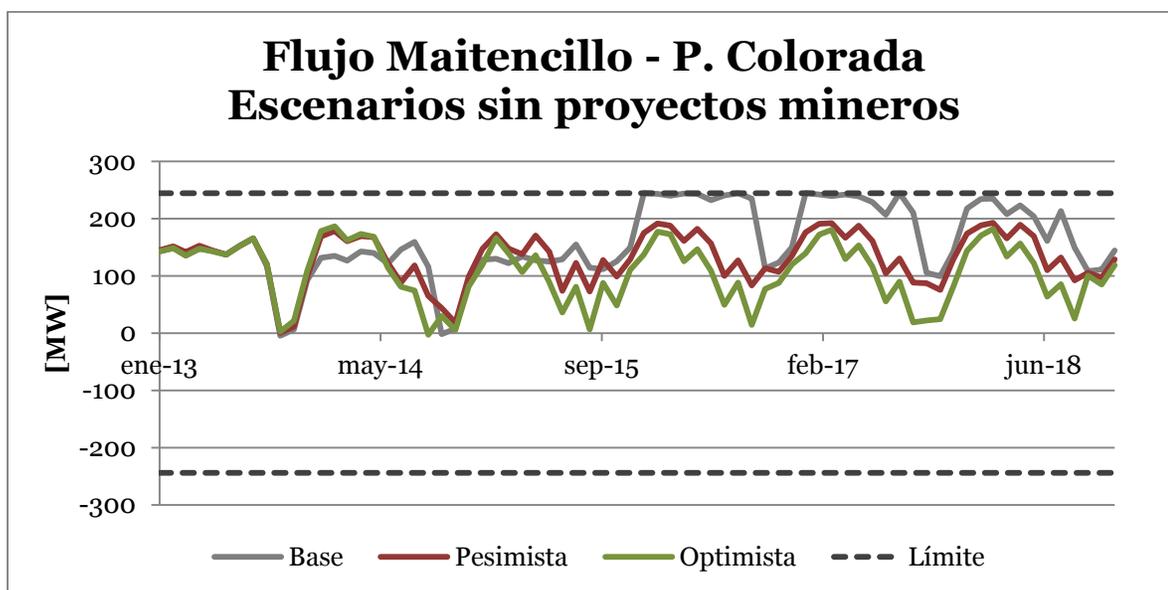


Gráfico 7: Flujo por línea Maitencillo -> P. Colorada, escenarios sin proyectos mineros.

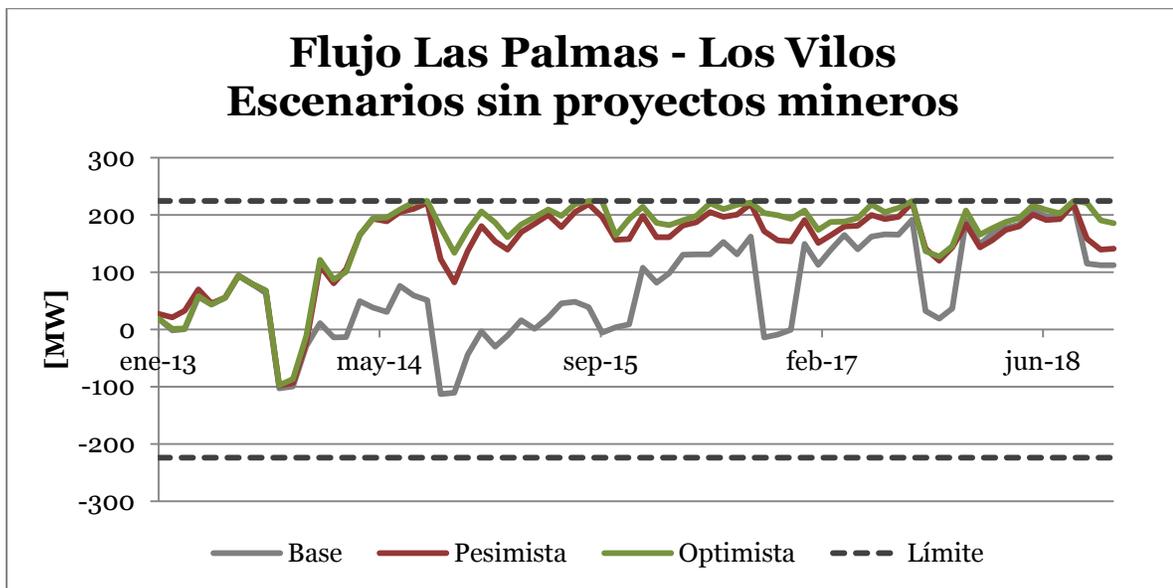


Gráfico 8: Flujo por línea Las Palmas -> Los Vilos, escenarios sin proyectos mineros.

Estos casos cuentan con menores niveles de demanda local, por lo que los nuevos aportes de ERNC que operan en la base, llevan a una disminución de la generación de las centrales térmicas convencionales de la zona, provocando un fuerte impacto en su comportamiento operacional. Esto debido a que las últimas son más caras que las ERNC. Esta disminución de generación térmica se atribuye a la existencia de ERNC debido a las limitaciones del sistema de transmisión, por cuanto no se permite la evacuación de toda la energía de bajo costo producida en el norte hacia el sur.

Evalutando el escenario pesimista versus el caso base, el comportamiento del sistema de transmisión en la primera zona entre Paposo y Cardones es muy similar a la registrada en el caso con proyectos mineros. Los flujos se dirigen sin provocar congestiones hacia la barra Diego de Almagro.

La línea entre Maitencillo y Cardones se encuentra muy congestionada en el escenario base, y aún más luego de la entrada en operación de Guacolda 5. Esta línea en el caso pesimista baja su saturación (sin embargo se mantiene presente) gracias al aporte de las centrales ERNC Taltal y Salvador ubicadas al norte de ella. Naturalmente se produce desacople y los costos marginales al norte son mayores en el caso base, entre 50 y 250 [US\$/MWh], dependiendo de la época del año, por otro lado en el caso pesimista los costos marginales disminuyen manteniéndose por largos períodos en torno a 50 [US\$/MWh].

Las líneas entre Maitencillo y Pan de Azúcar, se encuentran inicialmente (E. Base) congestionadas en las épocas donde está operando Guacolda 5. Al ingresar Cabo Leones (en PColorada220) y El Arrayán (en PAzucar220) en el escenario pesimista (271,2 MW) estos flujos cambian. Aquel que va desde Maitencillo a Punta Colorada baja considerablemente (los proyectos mencionados se encuentran al sur de este punto) y ya no saturan la línea (Gráfico 7). En el caso de Punta Colorada – Pan de Azúcar se produce

una baja en los flujos, sin embargo en algunas ocasiones llega a 100%, con menos reiteración que en el caso base y sólo cuando está el complejo Guacolda operando completamente.

Finalmente, se registran congestiones en las líneas de Las Palmas hacia el sur, lo que dificulta la evacuación de este aporte de energía de bajo costo (Gráfico 8).

En el escenario optimista, los nuevos aportes ERNC se concentran en las barras Maitencillo y Las Palmas. En general, se observan sutiles disminuciones en los flujos, siguiendo la tendencia de que al inyectar energía ERNC desde diferentes puntos se ayuda a descongestionar el sistema de transmisión. Sigue presente la dificultad de evacuar la energía hacia el sur del país (Gráfico 8)

5.2.2. Sensibilidad en sistema de transmisión

Como se explicó en la metodología, se emularon los recursos de control y protección que el CDEC implementará en el norte del SIC para aumentar la transmisión por las líneas mientras no se realicen expansiones mayores en el sistema.

En este set de simulaciones se observa que ninguna de las líneas en la Tabla 10 se encuentra saturada al revisar los promedios mensuales de flujo de cada una, con excepción de Pan de Azúcar – Las Palmas, que presenta algún grado de congestión en el escenario base con proyectos mineros (Gráfico 9). Por esta razón es que los costos marginales en las barras del norte son muy similares entre sí y se mantienen dentro de los niveles esperados y registrados hasta ahora en el SIC.

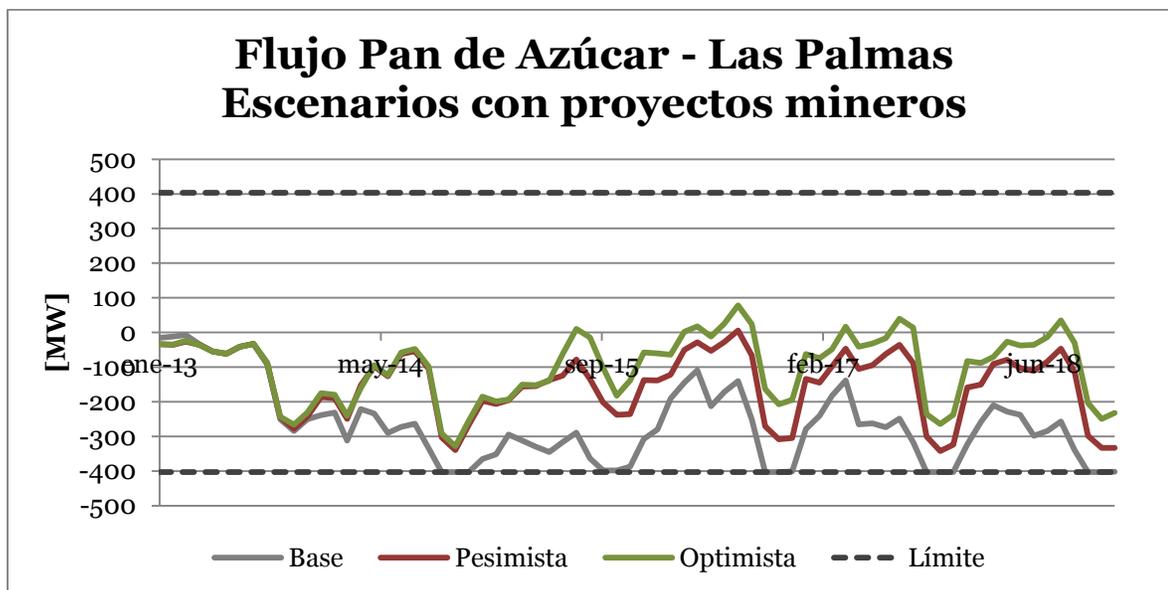


Gráfico 9: Flujo por línea Pan de Azúcar - Las Palmas, Caso con esquemas de control/protección, escenarios con proyectos mineros.

En el complejo Guacolda sí se notan diferencias en la operación al comparar el caso con sistemas de control y aquel sin ellos. Estos resultados se presentan y contrastan al final del punto 5.3.

5.3. Operación del complejo Guacolda

Caso sin recursos de control y protección

A continuación se muestra la operación promedio mensual del complejo Guacolda (la suma de todas sus unidades) para todo el horizonte del estudio.

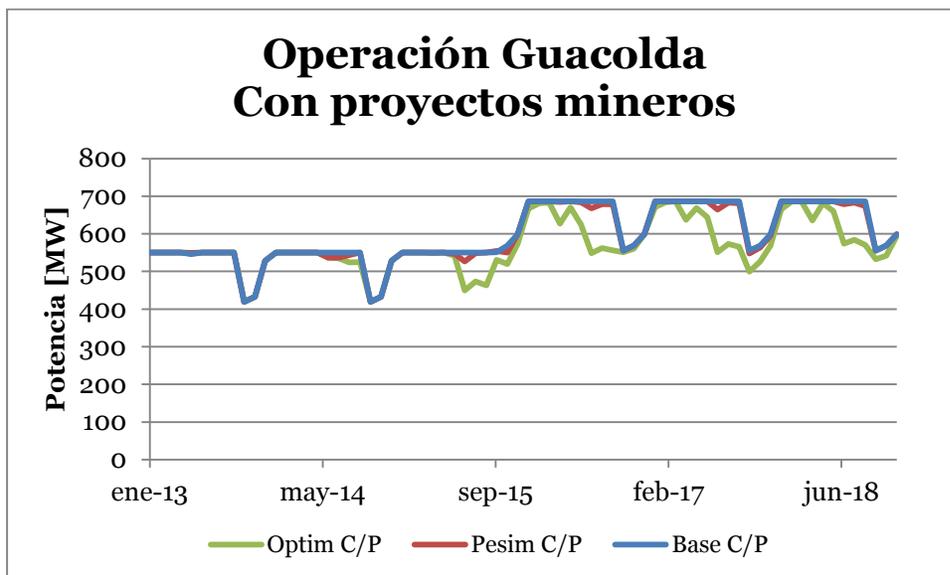


Gráfico 10: Operación complejo Guacolda en escenarios con proyectos mineros

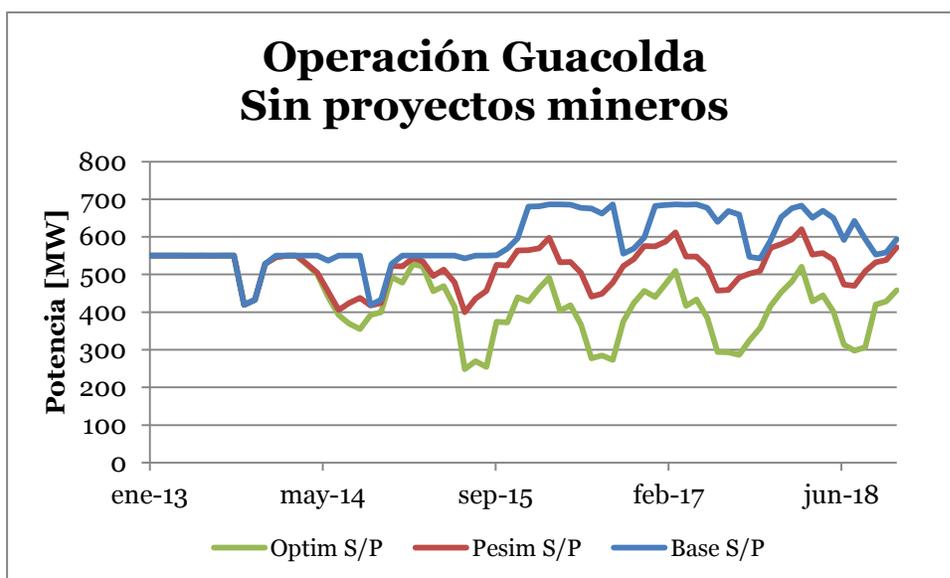


Gráfico 11: Operación complejo Guacolda en escenarios sin proyectos mineros

En el Gráfico 10, el escenario base representa una operación ideal del complejo Guacolda, en el que sus unidades operan sin perturbaciones. Las bajas de potencia que se observan periódicamente corresponden a períodos de mantenimiento, los cuales se programan de tal forma que no haya dos unidades fuera al mismo tiempo. La subida que se produce en 2015 corresponde a la entrada de la unidad 5, que entraría en octubre de ese año.

Este escenario en el caso sin proyectos (Gráfico 11) no se comporta de forma “ideal” debido a que no existe el mismo nivel de demanda, por lo que podría decirse que al entrar Guacolda 5, se registran períodos en que no se necesita tanta generación, por lo tanto se baja la consigna de Guacolda y el sistema de transmisión no permite evacuar la energía hacia el sur donde podría ser necesaria. Vale recordar que en esta modelación no se impone ninguna restricción con respecto a las condiciones técnicas que deben cumplir este tipo de centrales, por lo que la consigna variará en el modelo como sea necesario.

En ambos casos, con y sin proyectos mineros, se produce una alteración en la operación del complejo y a mayor potencia ERNC instalada, mayor es la caída y el desajuste de la operación de Guacolda. La magnitud de estas diferencias es mayor en el caso sin proyectos mineros por la misma razón explicada antes, existe menos demanda en el norte del SIC.

Caso con recursos de control y protección

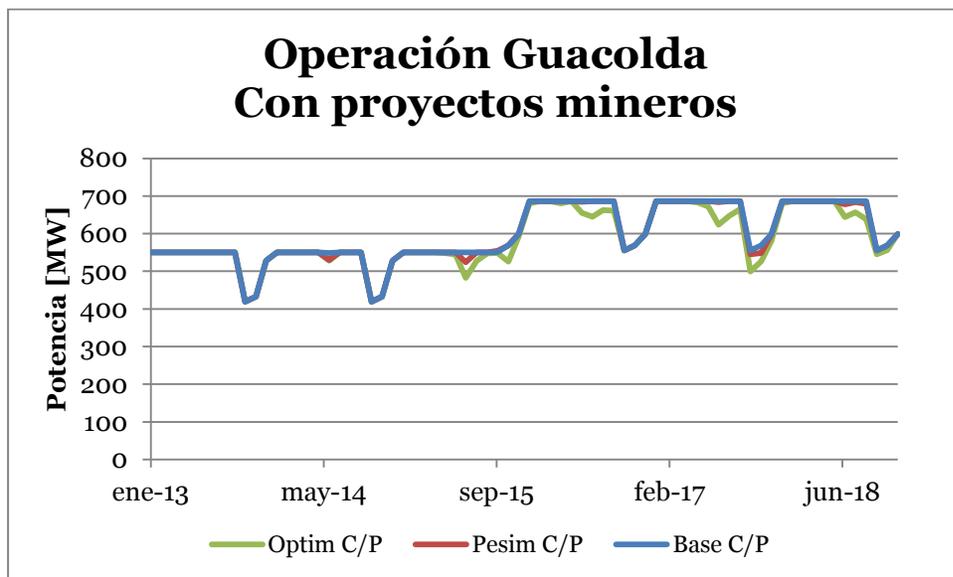


Gráfico 12: Operación complejo Guacolda bajo recursos de control, con proyectos mineros

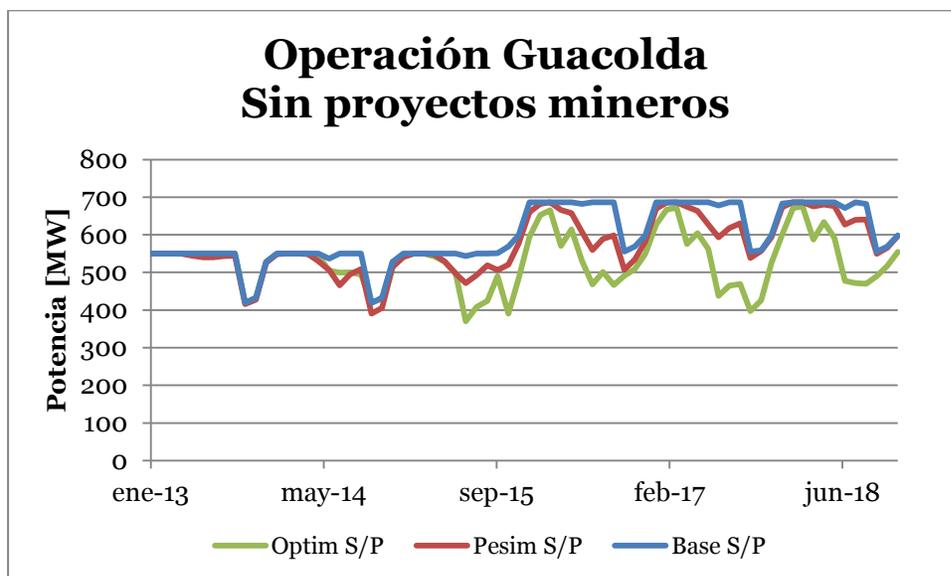


Gráfico 13: Operación complejo Guacolda bajo recursos de control, sin proyectos mineros

Al comparar el Gráfico 12 con el Gráfico 10 y el Gráfico 13 con el Gráfico 11, se nota que existe una disminución del cambio en la operación del complejo en el caso con recursos de control y protección.

A pesar de las medidas tomadas, Guacolda sigue presentando problemas en la operación ya que la consigna de las unidades varía de una forma que en la realidad no puede replicarse debido a las restricciones técnicas de las centrales térmicas. Esto hace que sea imperante buscar otra solución que permita la integración viable de las nuevas tecnologías ERNC con las existentes, la cual tendría que ver con la ampliación del sistema de transmisión.

CAPÍTULO 6: Resultados y análisis de corto plazo

En este capítulo se presentan los resultados que se obtienen al analizar en detalle, con periodicidad horaria, la operación de la zona norte del SIC. La finalidad de esta etapa es revisar en un periodo menor el impacto que se produce en la operación del sistema, en especial en la operación del complejo Guacolda. Además se quiere determinar en función de esto, si la operación resulta técnicamente viable. Para tal efecto se modelaron dos semanas en particular, como se explicó anteriormente, que a continuación se indican:

- Semana 1: 01/07/14 – 07/07/14 (Sin Guacolda 5)
- Semana 2: 01/07/16 – 07/07/16 (Con Guacolda 5)

El objetivo principal de la modelación a corto plazo es observar los efectos de incluir mínimos técnicos y costos de partida en el complejo Guacolda. Es por esto que además, en la semana 1 se hará una comparación entre un escenario incluyendo esas características y otro sin ellas; revisando en cada caso lo que sucede con la generación ERNC.

6.1. Generación norte: ERNC y Guacolda

A continuación se muestran los resultados más relevantes con respecto a la generación del norte del SIC en los diferentes escenarios, obtenidos a partir de la modelación de corto plazo. Se expone en cada gráfico, la generación total del norte, el aporte ERNC y la operación del complejo Guacolda, de forma horaria para cada semana de interés.

Semana 1

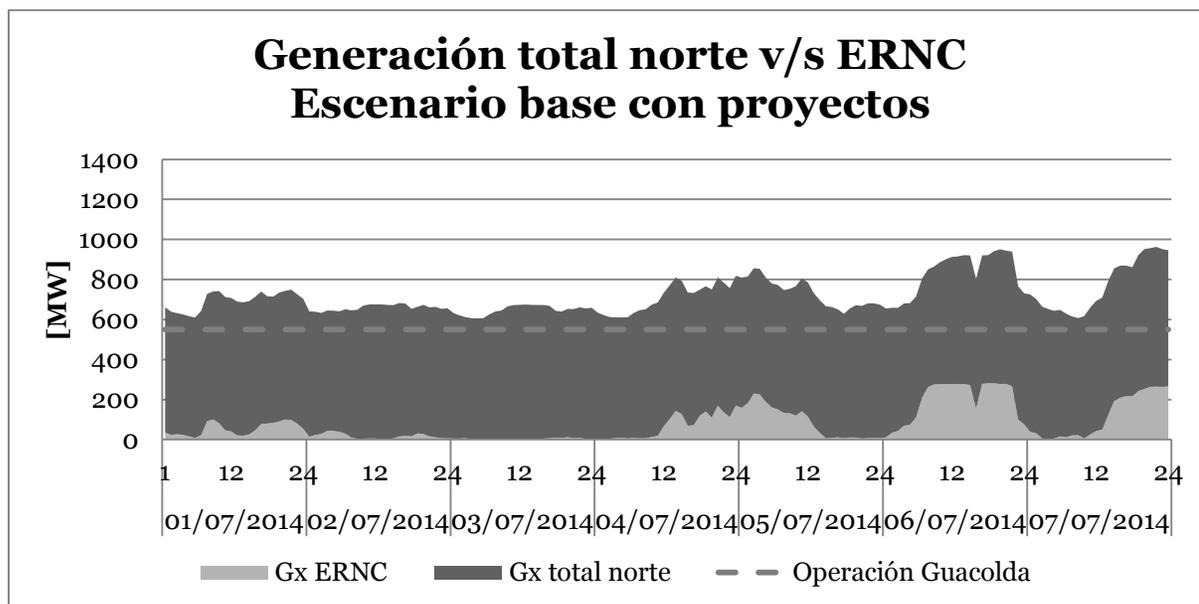


Gráfico 14: Generación norte del SIC semana 1, escenario base con proyectos

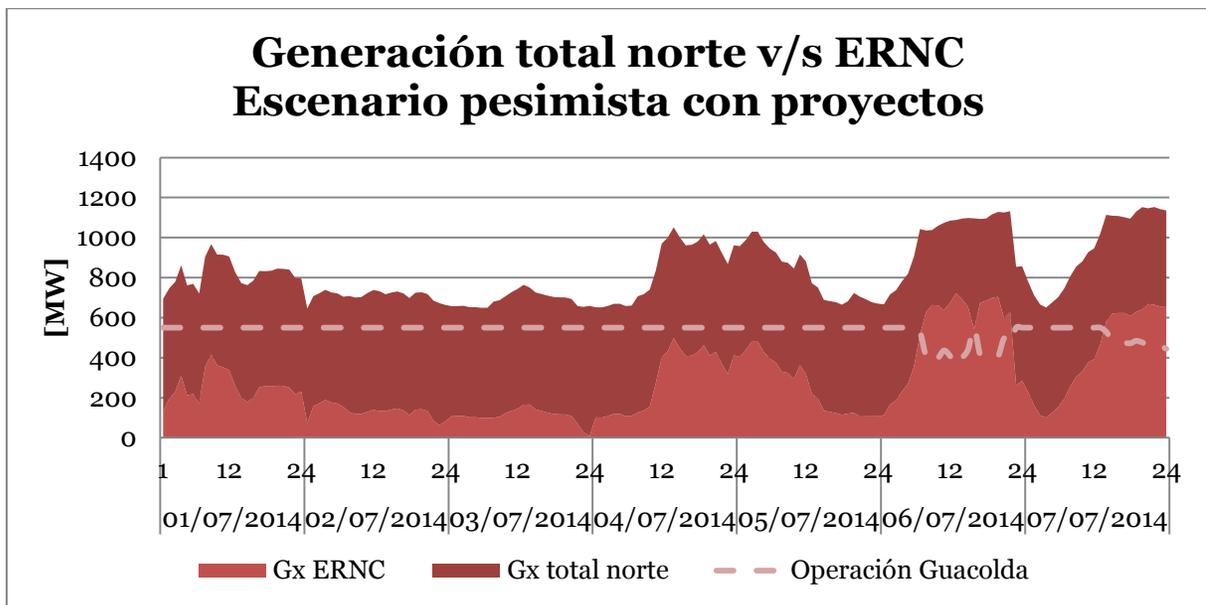


Gráfico 15: Generación norte del SIC semana 1, escenario pesimista con proyectos

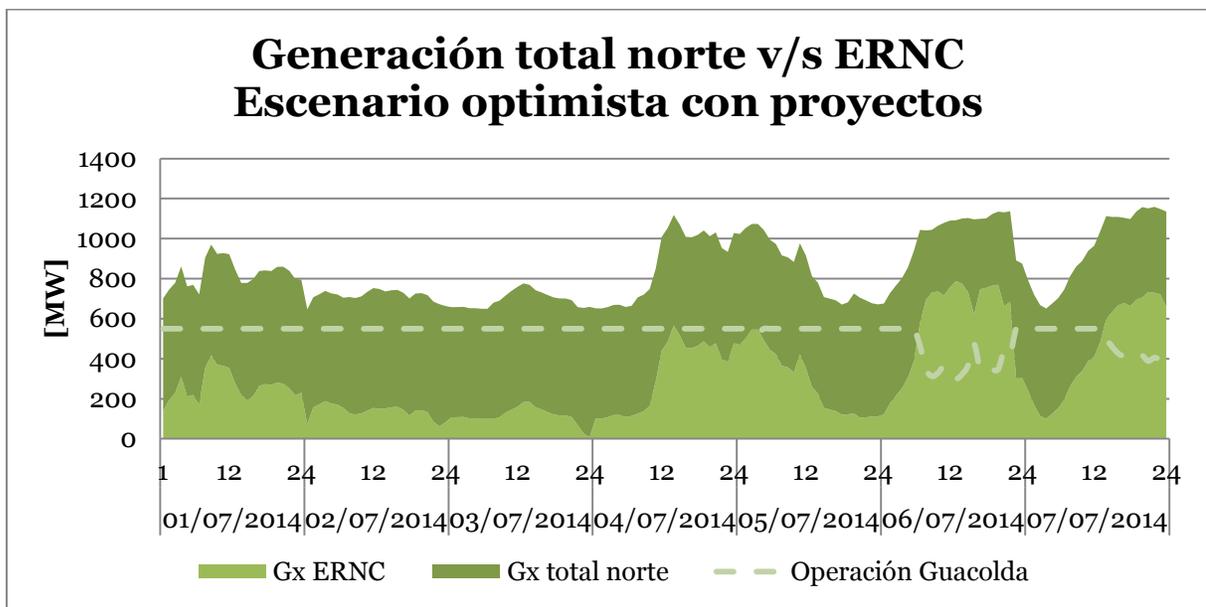


Gráfico 16: Generación norte del SIC semana 1, escenario optimista con proyectos

Para los gráficos anteriores, se observa que a medida que aumenta el aporte de generación ERNC, el aporte de Guacolda se ve disminuido, dadas las limitaciones de algunos tramos de transmisión. No obstante, el impacto no se registra en términos permanentes, sino que sólo en los casos donde el aporte ERNC es máximo. Lo anterior tiene directa relación con los consumos mineros locales, que utilizan una parte importante de la generación local que se produce y por ende no afectan fuertemente los tramos de transmisión.

A continuación se muestra el impacto, para los mismos análisis, sin incluir la demanda local asociadas a los proyectos mineros adicionales.

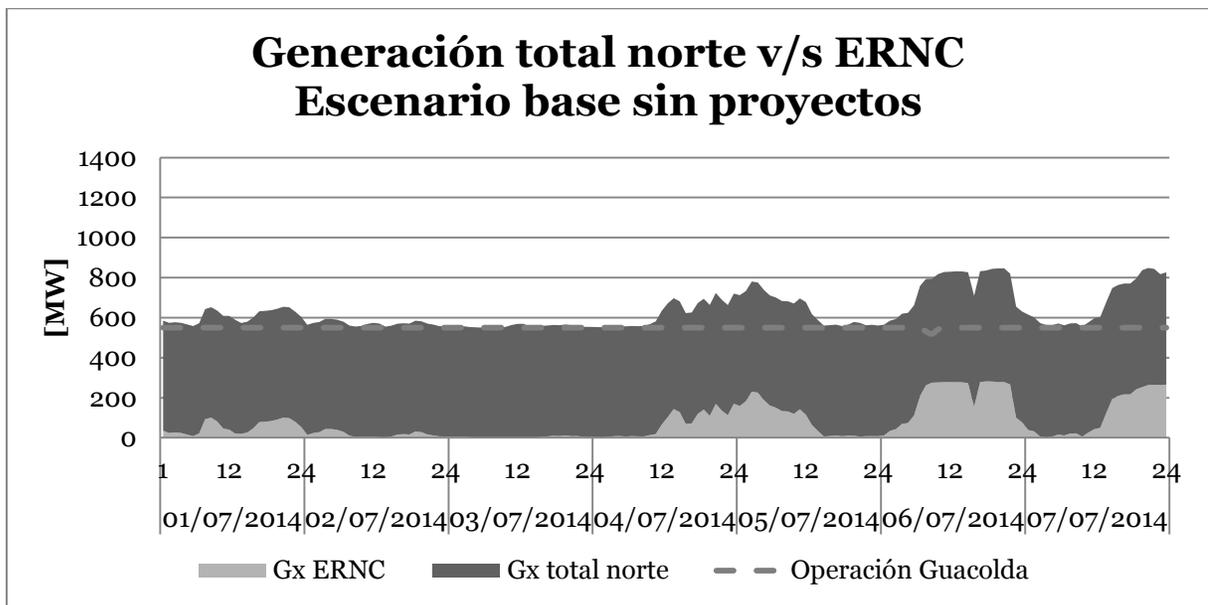


Gráfico 17: Generación norte del SIC semana 1, escenario base sin proyectos

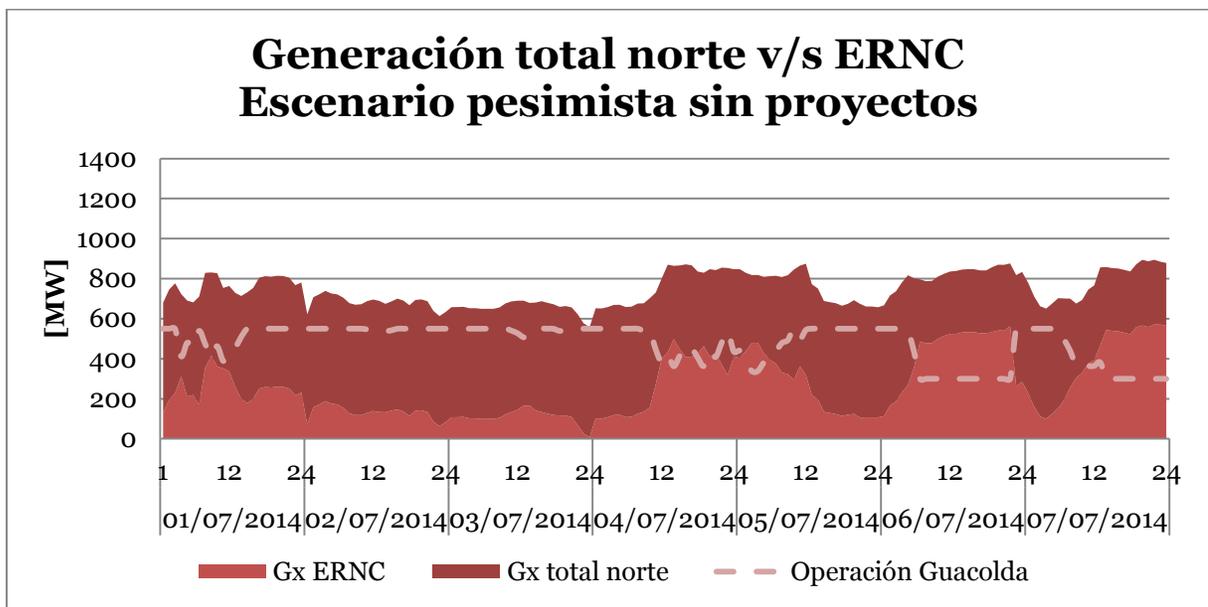


Gráfico 18: Generación norte del SIC semana 1, escenario pesimista sin proyectos

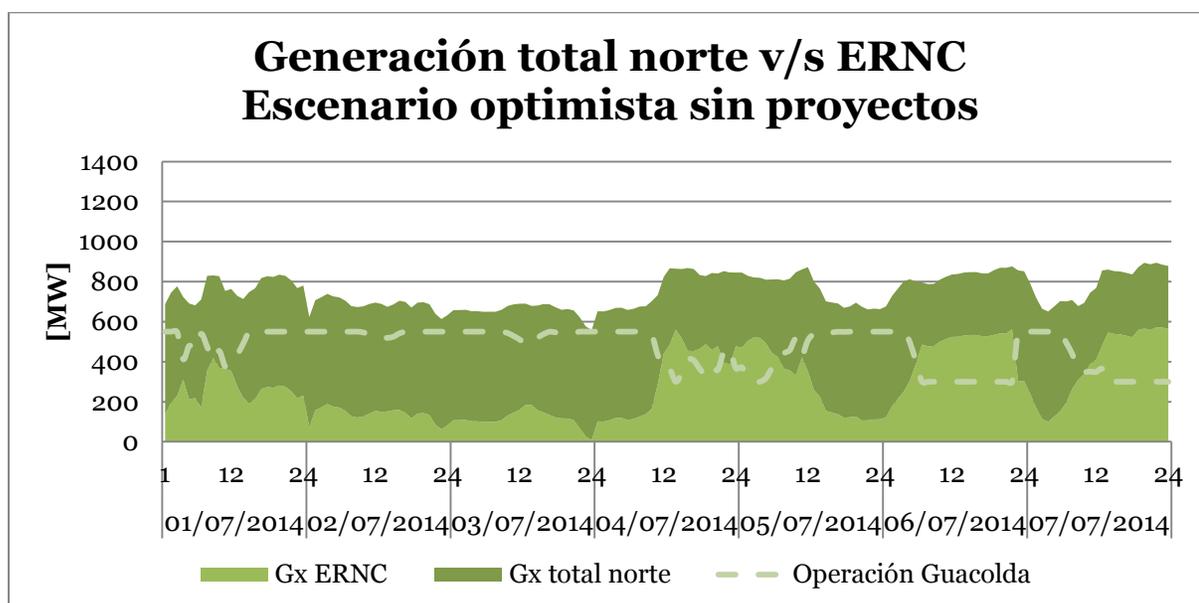


Gráfico 19: Generación norte del SIC semana 1, escenario optimista sin proyectos

Como era de esperar, al quitar los proyectos mineros, se registra primero un menor consumo local, y dada las capacidades del sistema de transmisión, que se mantienen, provoca una disminución de la generación total de la zona norte (convencional + ERNC). En estos casos se registra que, cuando el aporte de ERNC es bajo, la operación de Guacolda no se ve modificada. Sin embargo, para aportes mayores (últimos tres días de la semana), se distingue un aumento considerable de ERNC, que lleva a Guacolda a su mínimo técnico en los escenarios pesimista y optimista. Además, se puede observar que cuando esto sucede, la generación ERNC también baja con respecto a lo registrado en los casos con proyectos. Esto se analizará más adelante en el punto 6.2.

Semana 2

En este set de resultados, la generación norte disponible es mayor que en la semana 1 por la presencia de la quinta unidad de Guacolda. Además entran en servicio 40 MW de energía solar y 294 MW de eólica que no existían en la semana 1.

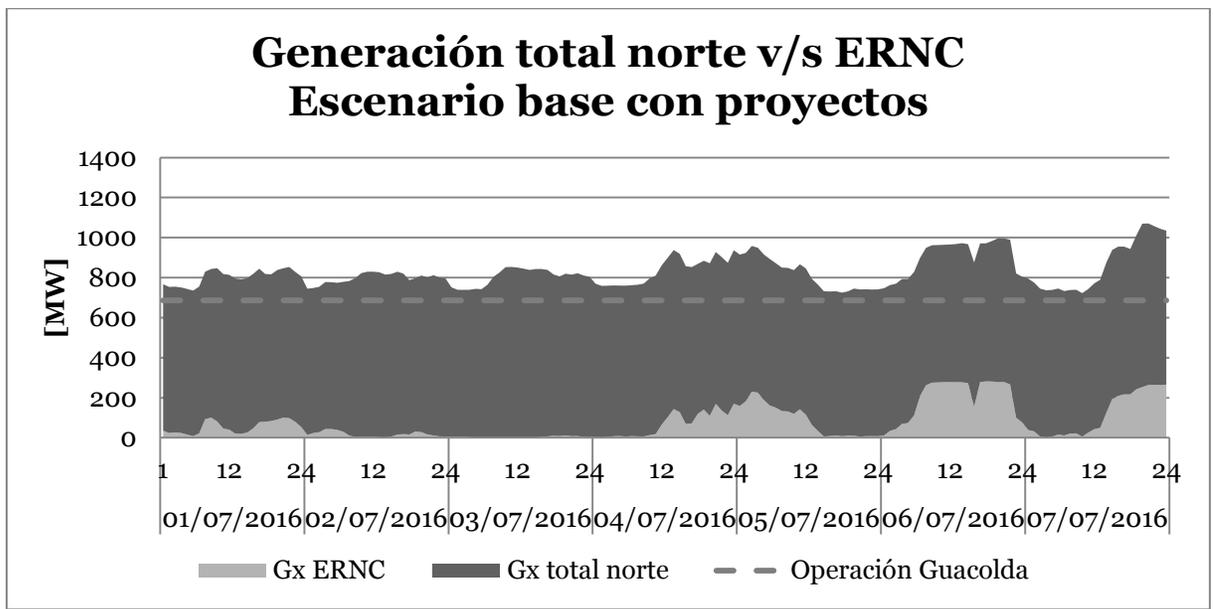


Gráfico 20: Generación norte del SIC semana 2, escenario base con proyectos

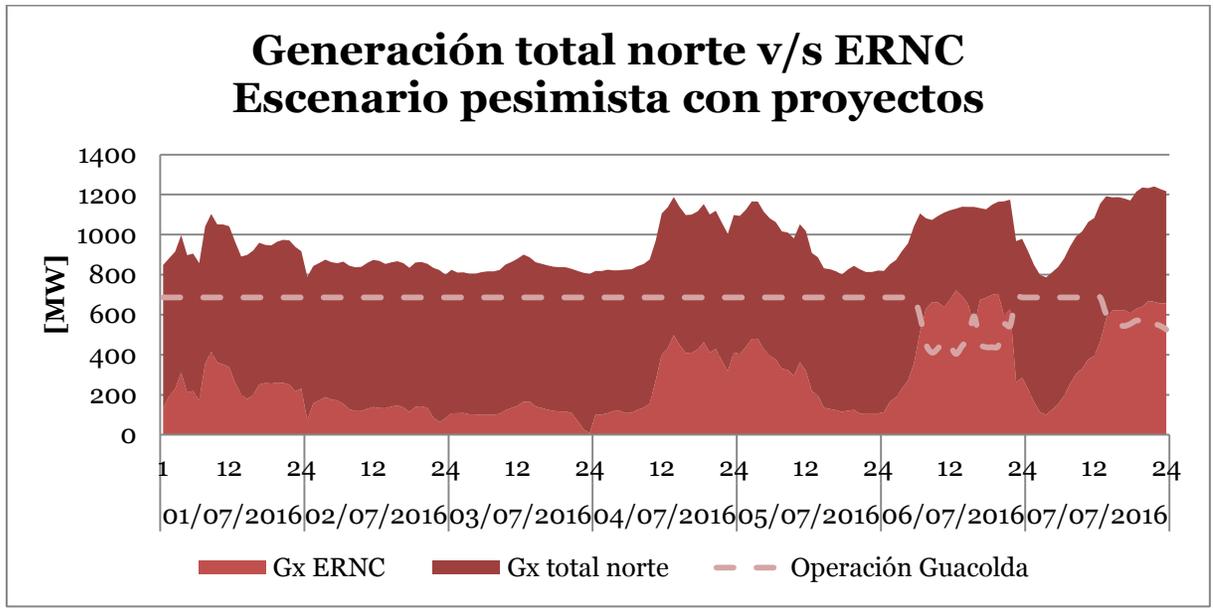


Gráfico 21: Generación norte del SIC semana 2, escenario pesimista con proyectos

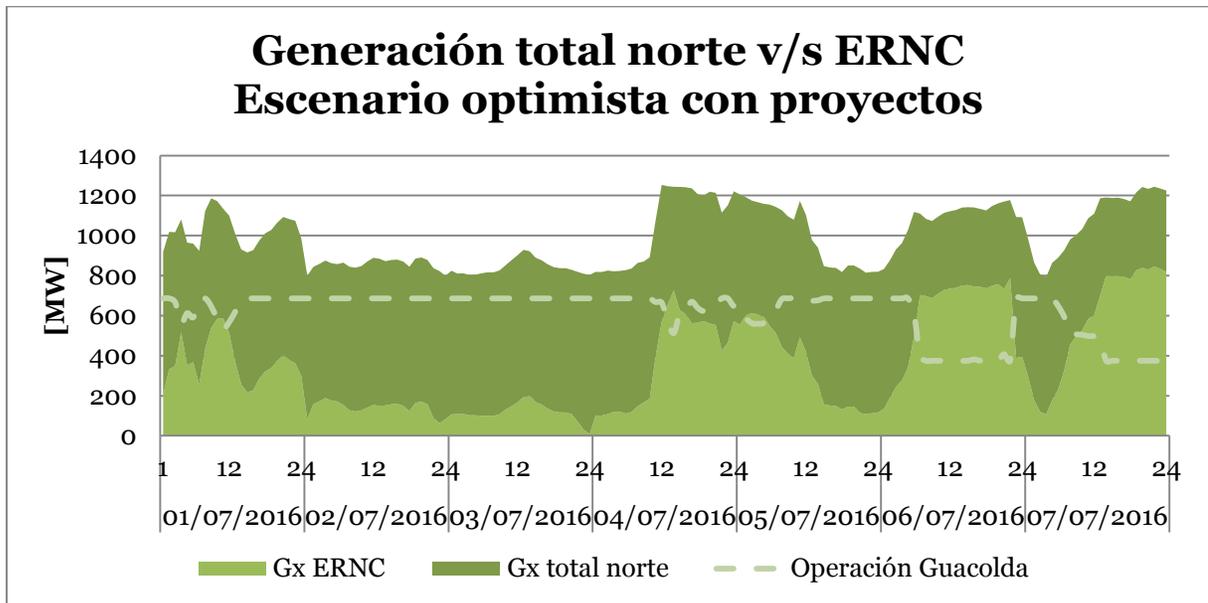


Gráfico 22: Generación norte del SIC semana 2, escenario optimista con proyectos

A continuación se muestra el impacto, para los mismos análisis, sin incluir la demanda local asociadas a los proyectos mineros adicionales.

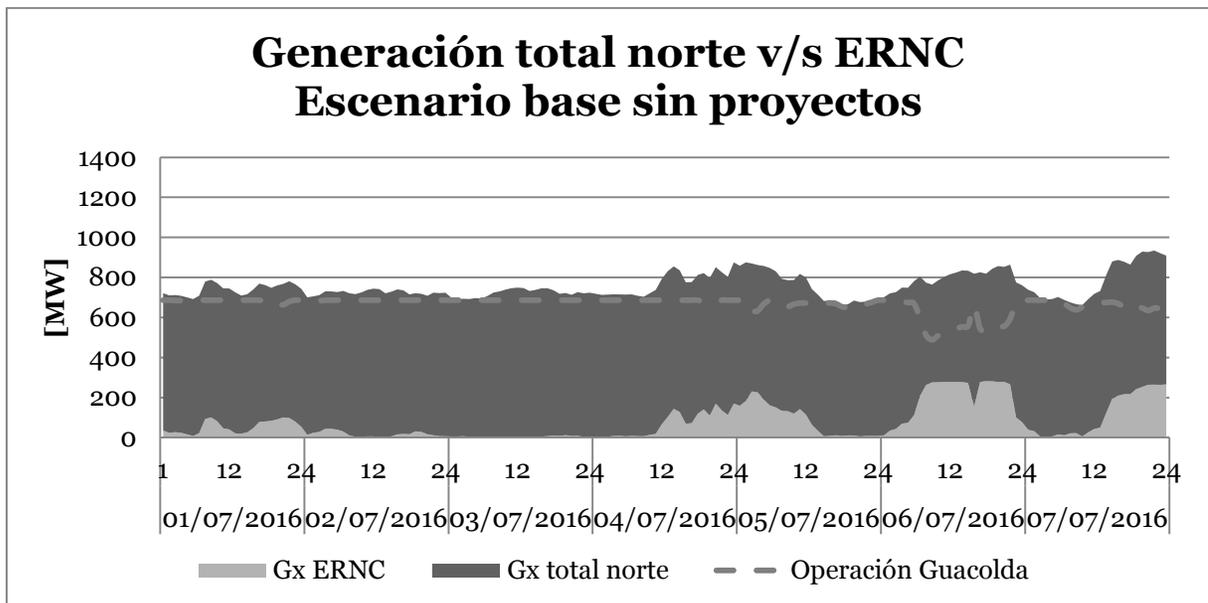


Gráfico 23: Generación norte del SIC semana 2, escenario base sin proyectos

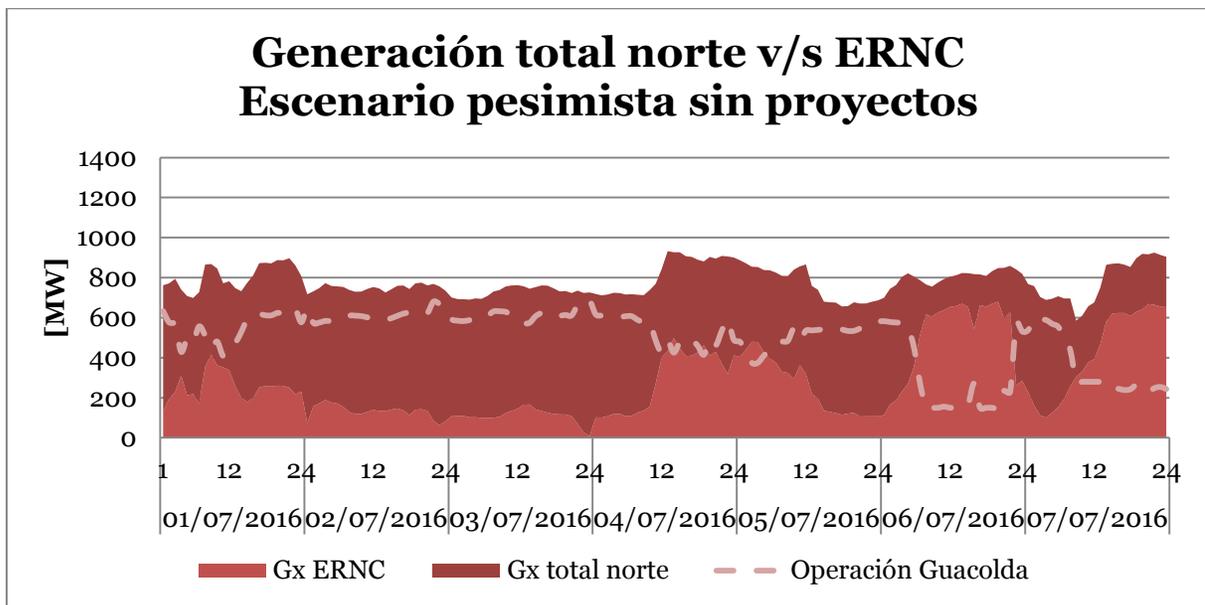


Gráfico 24: Generación norte del SIC semana 2, escenario pesimista sin proyectos

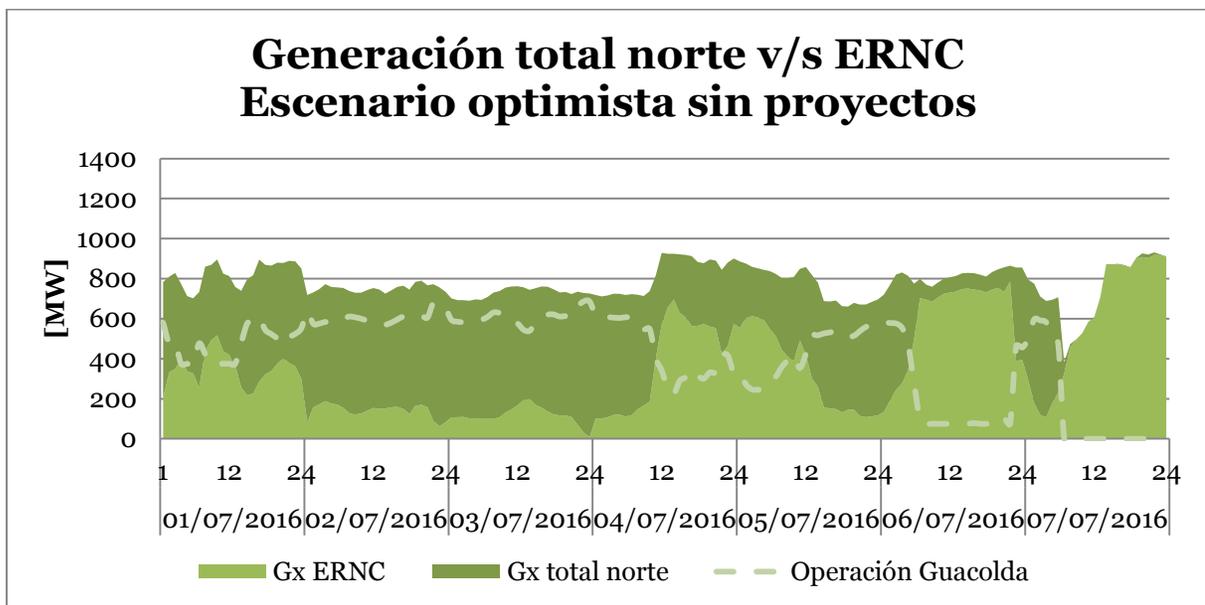


Gráfico 25: Generación norte del SIC semana 2, escenario optimista sin proyectos

En el escenario optimista sin proyectos, Gráfico 25, se observa que la generación ERNC logra desplazar completamente el resto, donde colabora el hecho de que existe una menor demanda en la zona comparado con el caso que sí cuenta con los proyectos mineros adicionales. En aquellas barras donde se encuentran conectados proyectos ERNC, se registran bajas importantes en costos marginales, llegando incluso a cero. En las barras de referencia, como Alto Jahuel y Quillota, se producen leves disminuciones, las que pueden observarse con mayor detalle en el Anexo B.1

Operación del complejo Guacolda

Sin duda, se aprecia que el hecho de incluir cada vez más generación ERNC perturba significativamente la operación del complejo generador térmico más grande del norte.

Cuando más se hacen sentir estos efectos es en la semana 2, debido a que existen más proyectos ERNC en servicio y además está Guacolda 5 en operación y la demanda no ha cambiado en forma considerable. En ciertos periodos se sacan de operación las unidades más caras de Guacolda; en otros, el complejo completo es desplazado.

Estos gráficos muestran los resultados horarios de operación del complejo completo, sin embargo, si se observa cada unidad por separado se podrá ver que tienen un perfil que en la realidad es imposible de replicar, debido a restricciones técnicas que no se incluyen en el modelamiento a corto plazo utilizado, pero que necesariamente deben ser considerados por los encargados de la programación diaria. Algunas de estas limitaciones incluyen tiempos de partida y detención, tasa de toma de carga, tiempo mínimo de operación etc. Esto lleva a que la operación que resulta por el modelo, es una solución que en la realidad sería imposible de aplicar.

6.2. Caso especial: Efectos de mínimo técnico en Guacolda sobre ERNC

Como se observó en el punto anterior, existen ocasiones en que se alcanza el mínimo técnico de las unidades de Guacolda. En este punto, no se puede bajar más su consigna, siendo el paso siguiente retirar la unidad de operación. A continuación y a modo de ejemplo, se evalúa qué sucede, al encontrarse en dicho punto de operación con un nuevo aporte ERNC.

Para este caso se efectuó una modelación extra sin incluir el mínimo técnico de central Guacolda y se comparó la generación en ambos casos, con y sin mínimo técnico. Los resultados más importantes se muestran a continuación.

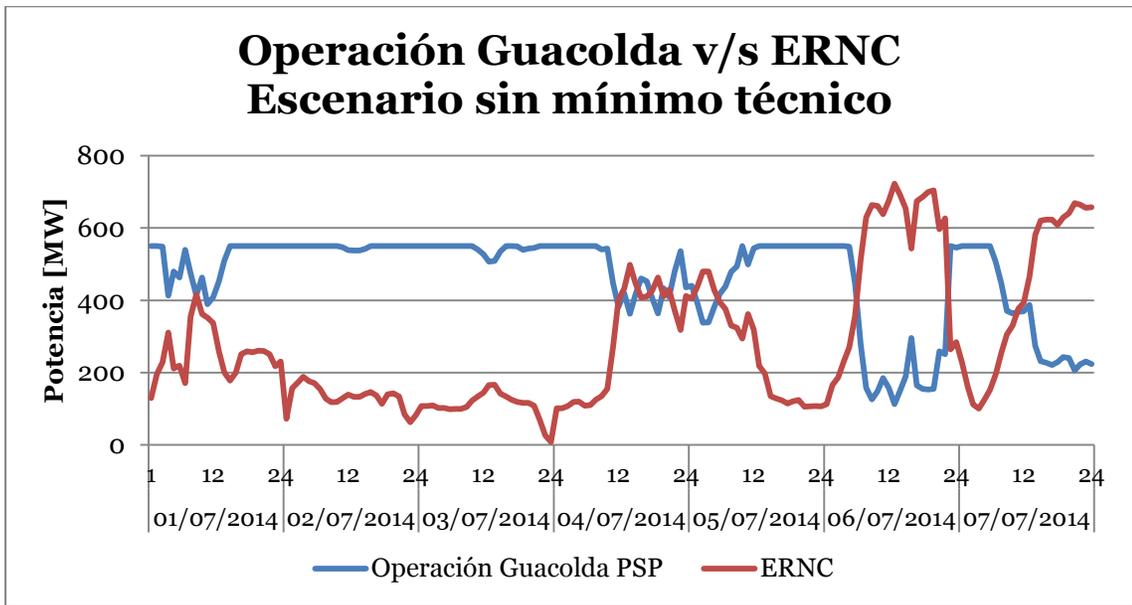


Gráfico 26: Operación Guacolda y ERNC, caso sin mínimo técnico. Escenario pesimista sin proyectos

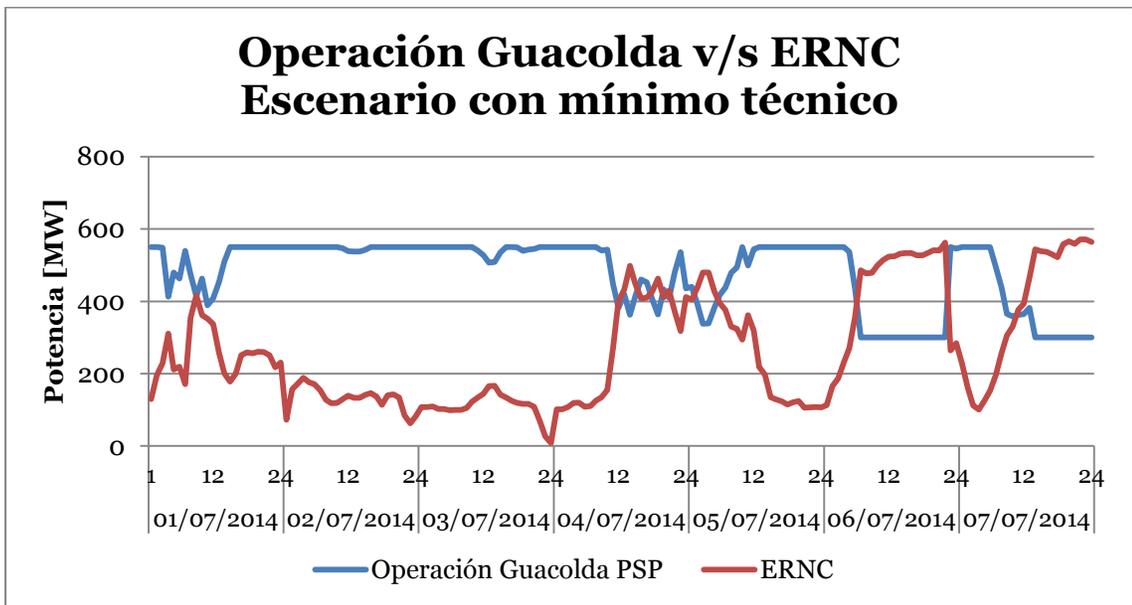


Gráfico 27: Operación Guacolda y ERNC, caso con mínimo técnico. Escenario pesimista sin proyectos

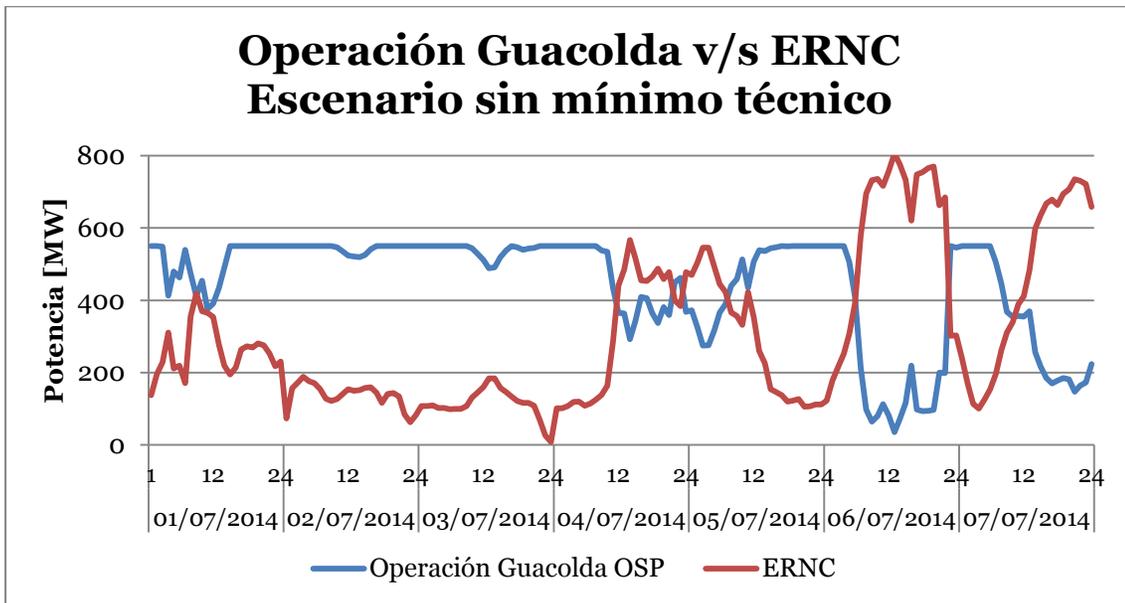


Gráfico 28: Operación Guacolda y ERNC, caso sin mínimo técnico. Escenario optimista sin proyectos

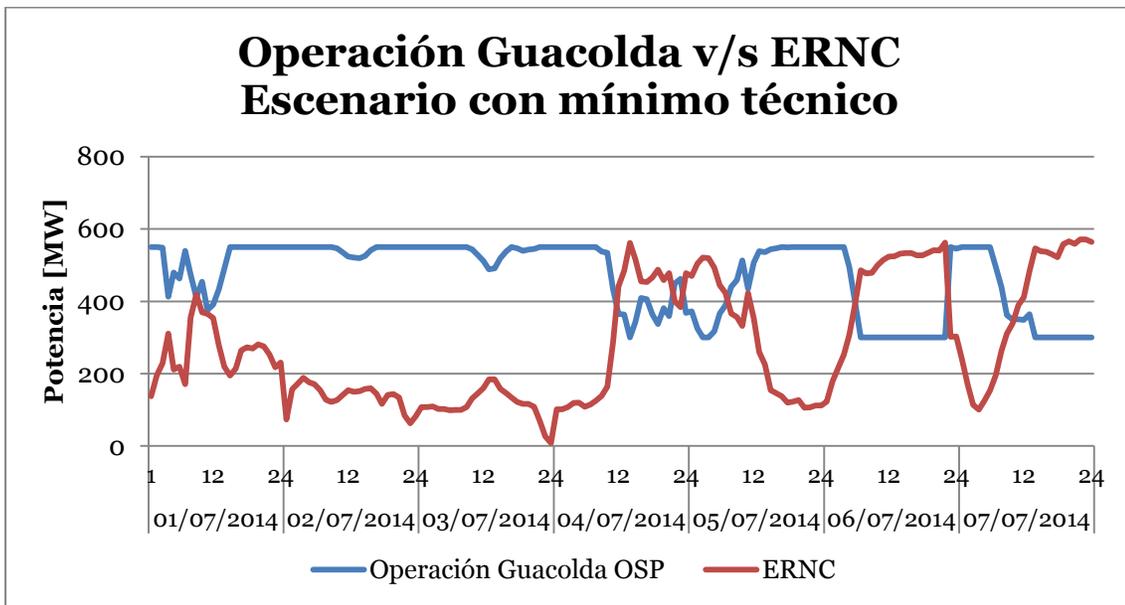


Gráfico 29: Operación Guacolda y ERNC, caso con mínimo técnico. Escenario optimista sin proyectos

El primer par de gráficos, corresponde al escenario pesimista y el segundo al optimista, ambos sin proyectos mineros. En aquellos casos sin los mínimos técnicos en Guacolda, a medida que aumenta la inyección por parte de ERNC, disminuye la generación de Guacolda y se podría decir que son complementarias por cuanto la capacidad de los tramos de transmisión permanece constante. Al observar lo que pasa con los casos que sí presentan el mínimo técnico, se produce un efecto de “vertimiento de ERNC”: al no poder bajar más la consigna a algún punto entre el mínimo técnico y cero, se mantiene el complejo operando al valor señalado y se suprime parte del aporte ERNC. A primera vista podría ser contradictorio el hecho de verter energía de costo cero, con el objetivo de operar el sistema a mínimo costo. Sin embargo se debe tener en consideración que

además de tener un mínimo técnico, cada unidad de Guacolda tiene asociado un costo de partida, lo que es evaluado por el modelo.

La operación de la central Guacolda, como seguimiento complementario del aporte ERNC, no es posible de llevar a cabo en la operación real, debido a las restricciones térmicas que poseen este tipo de centrales. Esto implica que en la operación real se registrará un mayor vertimiento de energía asociada a ERNC.

Los resultados anteriores se presentan en los casos sin proyectos mineros, por cuanto existe una menor demanda en la zona norte. En los demás escenarios no se presentó vertimiento de ERNC, ya que el aporte ERNC no alcanza por sí solo a abastecer toda la demanda de la zona.

CAPÍTULO 7: Conclusiones

El aumento de la participación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética del país resulta inevitable, tanto por la tendencia marcada internacionalmente como por cambios en la legislación chilena que lo favorecen. A raíz de este aumento se hace necesario conocer el impacto técnico y económico que dichos ingresos de energía provenientes de fuentes ERNC provocarán en el SIC. El presente trabajo evaluó dicho impacto, con la modelación del sistema entre los años 2013 y 2018, bajo diferentes niveles de penetración de ERNC. Particularmente, la investigación se enfoca en la zona norte del SIC, entre las barras de Paposo y Polpaico considerando proyectos ERNC reales. La zona de análisis se justificó por cuanto es la zona donde mayormente estarán concentrados los nuevos proyectos ERNC, tanto solares como eólicos.

Los casos estudiados, permiten concluir que:

En la modelación de largo plazo, se observa que a medida que aumenta el aporte ERNC según los casos analizados (300, 840 y 1240 MW respectivamente), se produce una disminución en los costos marginales, especialmente en aquellas barras donde se conectan los proyectos renovables.

En los escenarios donde no existen aumentos relevantes en la demanda, por ingreso de nuevos proyectos mineros, se produce una mayor disminución en los costos marginales, llegando a alcanzarlos 50 [US\$/MWh] y menores en barras como Maitencillo, Punta Colorada y Paposo, por cuanto la tecnología ERNC tiene una mayor participación en la generación del norte del SIC en dichas barras.

Inicialmente, ya con el aporte del complejo Guacolda se registran saturaciones en los sistemas de transmisión. Al agregar ERNC en distintos lugares de la zona, se descentraliza la generación, aliviando el transporte energético en algunos tramos, pero se afecta en forma relevante la colocación del complejo Guacolda, llegando a disminuir 200 MW en el caso donde la penetración ERNC es mayor. Esto implica, si existen restricciones térmicas en la centrales vapor-carbón, que una unidad de dicho complejo debe salir de servicio.

En la modelación de corto plazo, se observa que con la incorporación de nuevos proyectos mineros, y en el caso en que Guacolda 5 aún no ha ingresado al servicio (julio 2014), el aumento de la demanda permite contrarrestar el efecto en los sistemas de transmisión por mayor aporte de energía de los proyectos ERNC. En este caso el Complejo Guacolda no se observa afectado.

Sin embargo, en el caso sin los consumos extra, se registran periodos en que todas las unidades del complejo Guacolda llegan a mínimo técnico y se hace necesario “verter ERNC” para cumplir con las limitaciones del sistema de transmisión y de las

restricciones operacionales de las unidades térmicas. En otras palabras, se registra un superávit de energía en el norte del SIC que no puede ser evacuada al sur debido a las limitaciones del sistema de transmisión, que obliga incluso a disminuir el aporte de energía provenientes de fuentes ERNC.

En Julio de 2016, con el ingreso de la quinta unidad del complejo Guacolda en conjunto con los proyectos ERNC, se producen varios efectos relevantes, siendo los más importantes aquellos que tienen que ver con los costos marginales en barras de la zona. En efecto, los costos marginales en algunas barras del sistema, aquellas con alto aporte ERNC, llegan incluso a valores nulos. En este caso, la operación de la central Guacolda se ve fuertemente afectada, reduciendo su generación incluso hasta no despachar sus unidades por encontrarse toda la demanda del norte cubierta con energía renovable modelada con costo nulo, esto determina una condición extrema que no es factible técnicamente de realizar, por cuanto las centrales térmicas del tipo vapor carbón, poseen restricciones térmicas, como mínimos técnicos, tiempos de estabilización, que la hacen rígidas para el seguimiento de las variaciones del aporte de ERNC .

En todos los casos analizados en el corto plazo, se verifica que a medida que aumenta la generación ERNC, baja la operación de la central Guacolda, como también los costos marginales en las barras en que se conectan estos proyectos renovables.

Una forma de aliviar las transferencias en los sistemas de transmisión y por ende permitir una mayor colocación de las fuentes renovables, así como un menor impacto en la generación del complejo Guacolda, es aplicando recursos de control/protección en el sistema de transmisión del norte del SIC, a través de esquemas EDAC/EDAG. Los resultados simulados con estos esquemas así lo revelan.

De este estudio se observa que se afecta directamente la operación del parque térmico, el cual cuenta con restricciones técnicas difíciles de pasar por alto. Al operar a mínimo técnico se provocan pérdidas de eficiencia; si se varía bruscamente la consigna, se provoca un aumento en el costo de mantenimientos; ambas circunstancias disminuyen la vida útil de las máquinas. En el caso del sistema de transmisión, es fundamental el desarrollo a la par entre éste y la generación, ya que es lo que permitirá que esta nueva energía esté disponible para el resto del sistema.

En relación con los efectos económicos producidos, se concluye que dadas las limitaciones en la transferencia a la que están expuestos los sistemas de transmisión, el mayor aporte de las centrales ERNC provoca un descenso de los costos marginales, con mayor impacto en aquellas barras donde se conectan los nuevos proyectos, llegando incluso a valores nulos. Con dichas señales de precios, se provocará un efecto adverso en el interés de los inversionistas, por cuanto podrían no llegar a recuperar su inversión debido al bajo valor de cada MWh inyectado, en un caso donde se venda la energía en el mercado spot.

En concreto se observa que la generación ERNC que se incorpora en la zona norte del SIC, desplaza la generación vapor carbón y no a centrales de mayor costo variable ubicadas en el centro y sur del país, debido a las congestiones del sistema de transmisión.

La forma que los efectos comentados no resulten perjudiciales para los actores del sector y que se logre que las ERNC sean efectivamente una solución de desarrollo, es que la entrada de montos de inyecciones provenientes de fuentes ERNC ingresen al SIC de acuerdo con volúmenes previamente determinados y no como se ha estado registrando en la actualidad, que aparecen intenciones de incorporar en forma desordenada bloques de ERNC. Junto con lo anterior y ante la espera que se concrete la expansión de transmisión en dicha zona, se deberán aumentar las transferencias en varios tramos de la zona norte del SIC mediante la incorporación de esquemas EDAC/EDAG, camino, que como se comentó, ya inició el ente coordinador de dicho sistema y que se ha demostrado en este trabajo es una solución efectiva al problema, aunque parcial y transitoria.

En relación con trabajos futuros sobre el tema, se propone actualizar los proyectos ERNC considerados a medida que se cuente con mayor información sobre sus puestas en marcha, sin embargo, se prevé que los resultados globales no serán muy distintos de los reportados en este trabajo. Al respecto se propone analizar el periodo desde el año 2018 en adelante, por cuanto no se sabe si efectivamente la expansión de los sistemas de transmisión en 500 kV que ingresarían en dicha zona, aliviarán los problemas detectados en este estudio.

Se propone además, realizar una evaluación económica desde el punto de vista de los inversionistas involucrados, valorizando las posibles pérdidas o ganancias derivadas de la conexión de grandes bloques de ERNC, tanto para los generadores térmicos desplazados como para los de tecnología no convencional, evaluando posibles medidas tomadas por la autoridad para incentivar el ingreso de esta tecnología.

Otro aspecto relevante, es proponer alternativas para retribuciones económicas por los efectos adversos para las centrales afectadas y de “vertimiento” de ERNC.

CAPÍTULO 8: Referencias

- [1] Centro de Energías Renovables. (2013) Reporte CER Enero 2013. [Online]. <http://cer.gob.cl/boletin/enero2013/Reporte%20CER%20Ene13.pdf>
- [2] Dirección de Operación y Peajes, "Informe mensual de operación Octubre," CDEC - SIC, 2013.
- [3] CDEC-SIC, *Estadísticas de Operación 2003-2012.*, 2013. [Online]. <http://www.cne.cl/energias/electricidad/mercado>
- [4] Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, *Informe CADE*. Santiago, 2011.
- [5] CDEC - SIC. (2012) [Online]. https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=1&contenido_id=000001
- [6] Sebastian Mocarquer, Rodrigo Moreno, Hugh Rudnick y Juan C Araneda, "Challenges on integrating renewables into the Chilean grid," IEEE, 2010.
- [7] Hugh Rudnick y J. D. Molina, "Renewable energy integration: mechanism for investment on bulk power transmission.," IEEE, 2010.
- [8] CDEC-SIC. (2013) Crecimiento Demanda Anual SIC. [Online]. https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=4&contenido_id=000029
- [9] Comisión Nacional de Energía, *Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2012-2013*.
- [10] UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica. [Online]. <http://www.unesa.net/unesa/html/sabereinvestigar/esquemas/esquemas.htm>
- [11] Endesa España. (2012) Endesa Educa. [Online]. http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado
- [12] Comisión Nacional de Energía. (2012) Generación Térmica Convencional. [Online]. <http://www.cne.cl/component/content/article/79-archivos-generacion-electrica/538-generacion-termica-convencional2>
- [13] Comisión Nacional de Energía. (2012) Energías Renovables no Convencionales. [Online]. <http://www.cne.cl/component/content/article/43-renovables-no-convencionales/397-definiciones>
- [14] Wilfredo Jara Tirapegui, *Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)*. Santiago de Chile, 2006.

- [15] Comisión Nacional de Energía. (2011) Antecedentes Sobre la Matriz Energética en Chile y sus Desafíos para el Futuro. [Online]. http://www.cne.cl/images/stories/estadisticas/raiz/antecedentes_matriz_energetica_010611.pdf
- [16] Ministerio de Economía, *Ley 20.257*. Chile, Abril 2008.
- [17] Hugh Rudnick Sebastian Mocarquer, "The insertion of renewables into the Chilean electricity market," IEEE, 2010.
- [18] Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental. (2013) Descripción SEIA. [Online]. <http://www.sea.gob.cl/contenido/quienes-somos>
- [19] Revista Electricidad, *Compendio Energético de Chile.*, 2012, p. 112.
- [20] Dirección de Peajes - CDEC-SIC, "Expansión Sistema de Transmisión Troncal," 2012.
- [21] Universidad Politécnica de Madrid, Instituto de Energía Solar, "La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red,".
- [22] Estudios Eléctricos, "Capacidad de transmisión en la zona norte del SIC," CDEC-SIC, Informe Técnico 2013.
- [23] Comisión Nacional de Energía. (2012) Mercado Eléctrico Chileno. [Online]. <http://www.cne.cl/energias/electricidad/mercado>
- [24] Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, *Informe CADE*. Santiago, 2011. [Online]. <http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/informe-de-la-comision-asesora-para-el.html>
- [25] Walter Brokering, Rodrigo Palma, and Luis Vargas, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Santiago de Chile: Prentice Hall - Pearson Educación, 2008.
- [26] Ministerio de Energía. (2012, Febrero) Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2030. [Online]. <http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>
- [27] Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, "Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables, Apunte EL6000," Santiago, 2009.
- [28] Dirección de Operación CDEC-SIC, "Informe Final, Puesta en Marcha Modelo PLP," 2003.

Anexos

Anexo A. Resultados modelación largo plazo

A.1. Costo Marginal

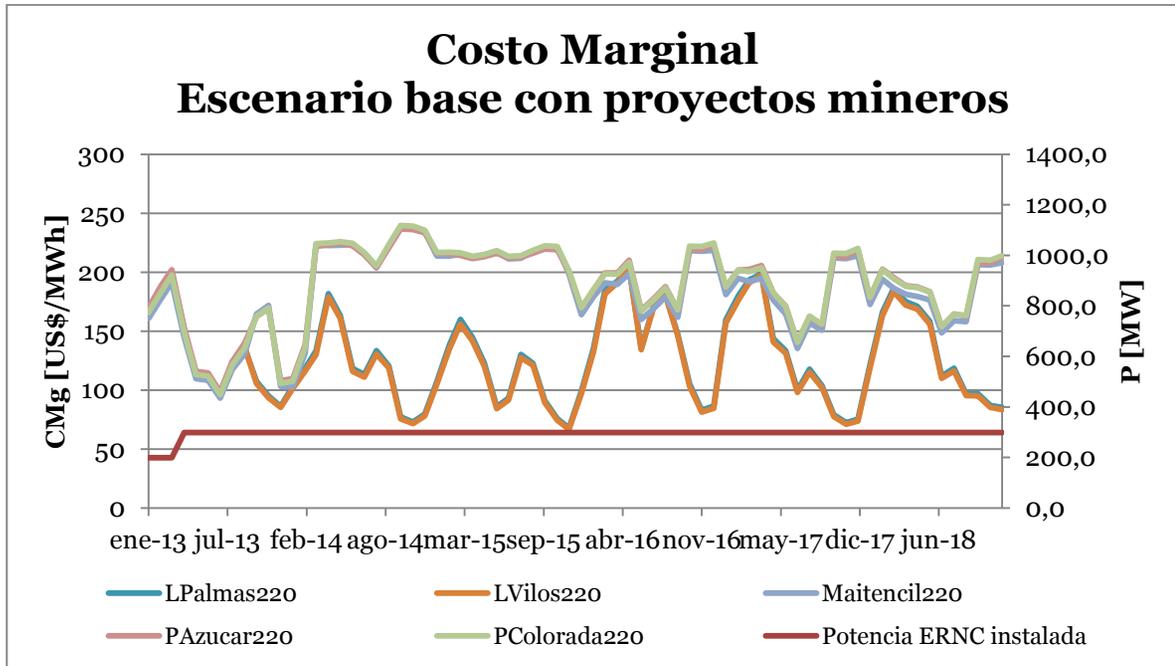


Grafico 1: Costo marginal en barras de interés, escenario base con proyectos mineros.

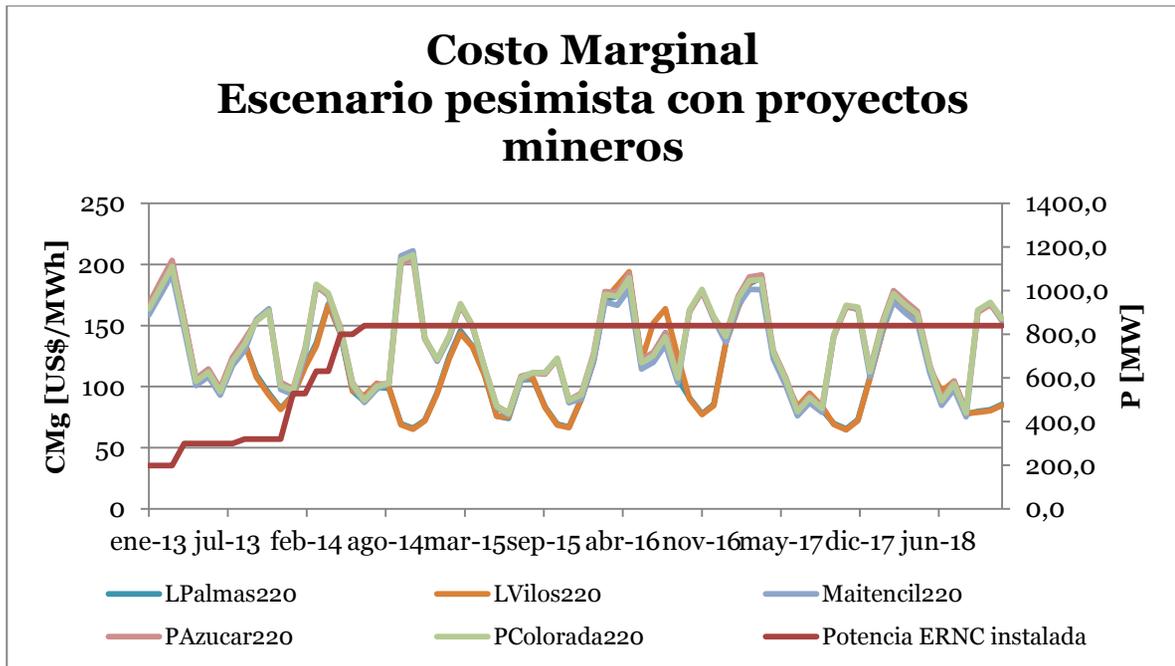


Grafico 2: Costo marginal en barras de interés, escenario pesimista con proyectos mineros.

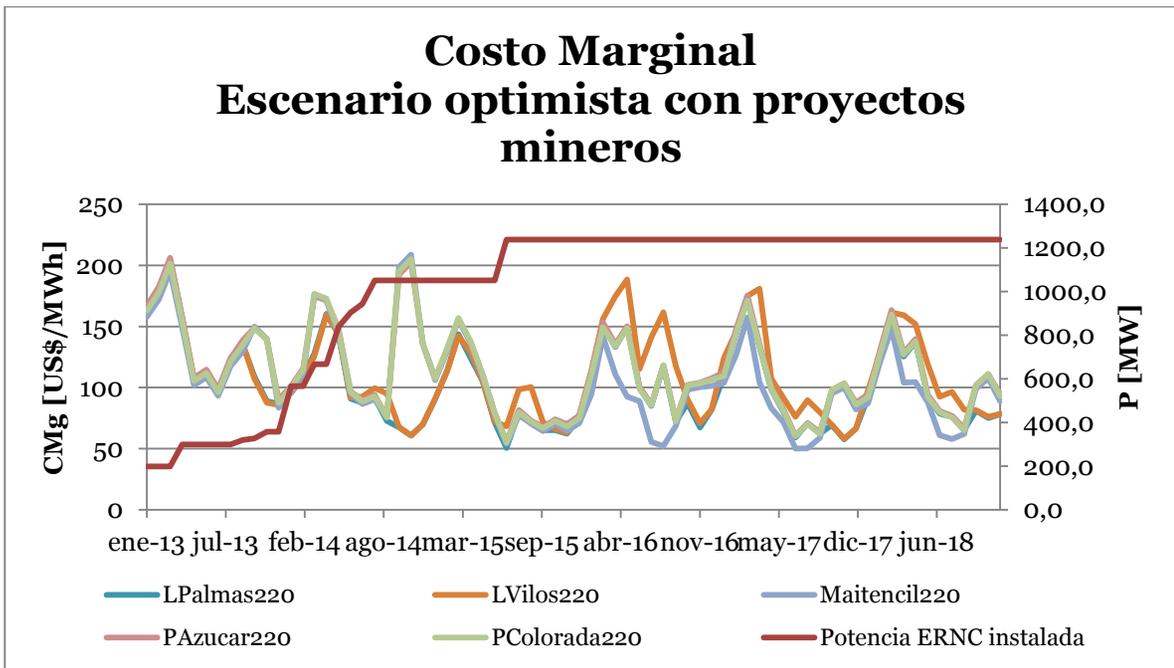


Grafico 3: Costo marginal en barras de interés, escenario optimista con proyectos mineros.

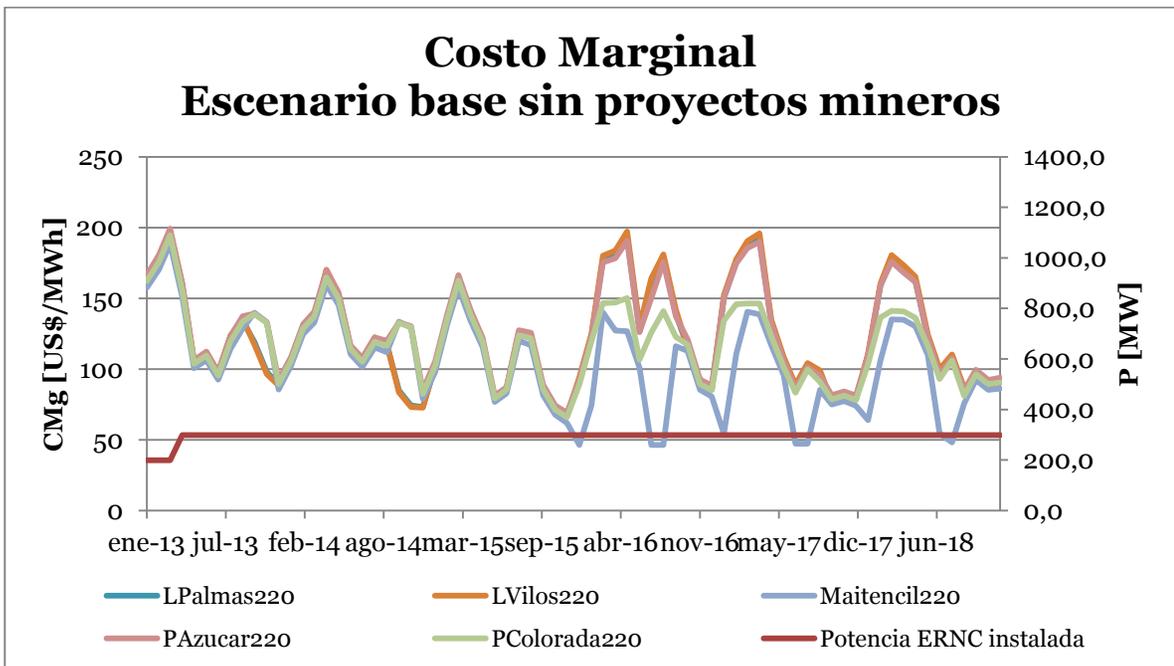


Grafico 4: Costo marginal en barras de interés, escenario base con proyectos mineros.

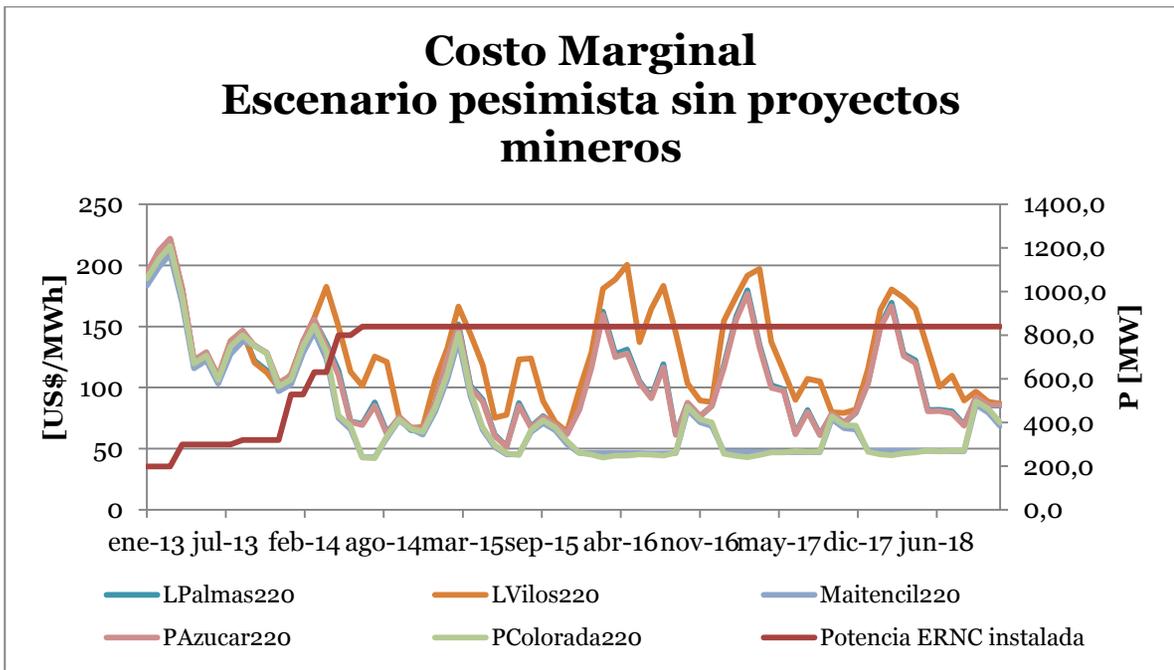


Grafico 5: Costo marginal en barras de interés, escenario pesimista sin proyectos mineros.

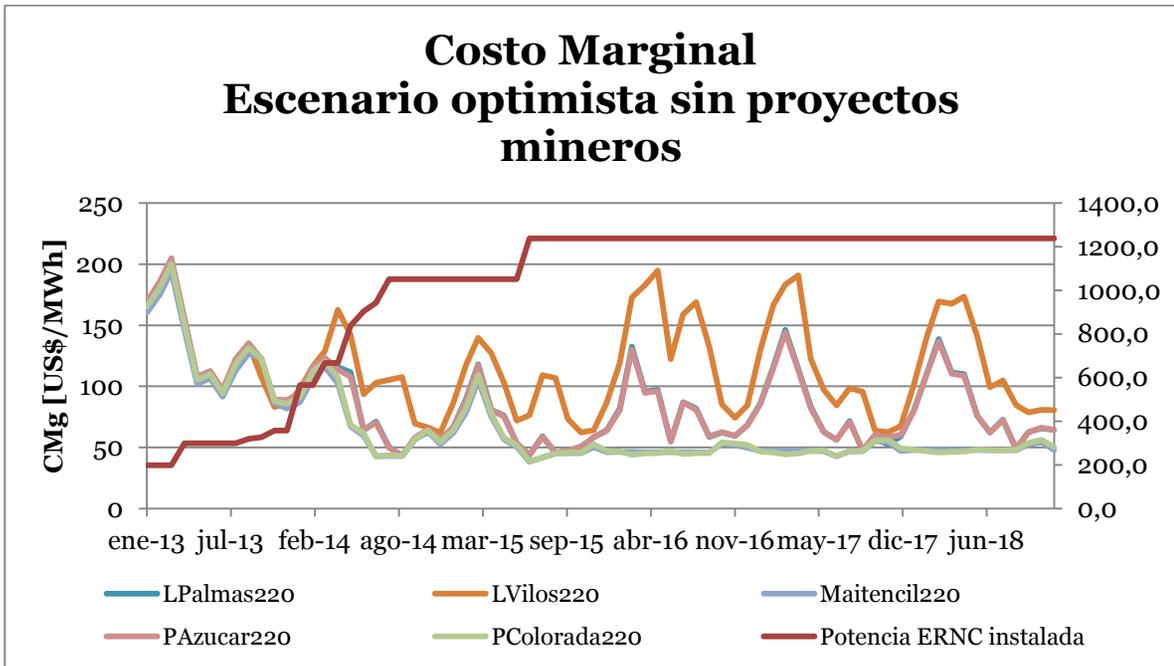


Grafico 6: Costo marginal en barras de interés, escenario optimista sin proyectos mineros.

A.2. Flujo por líneas del norte del SIC

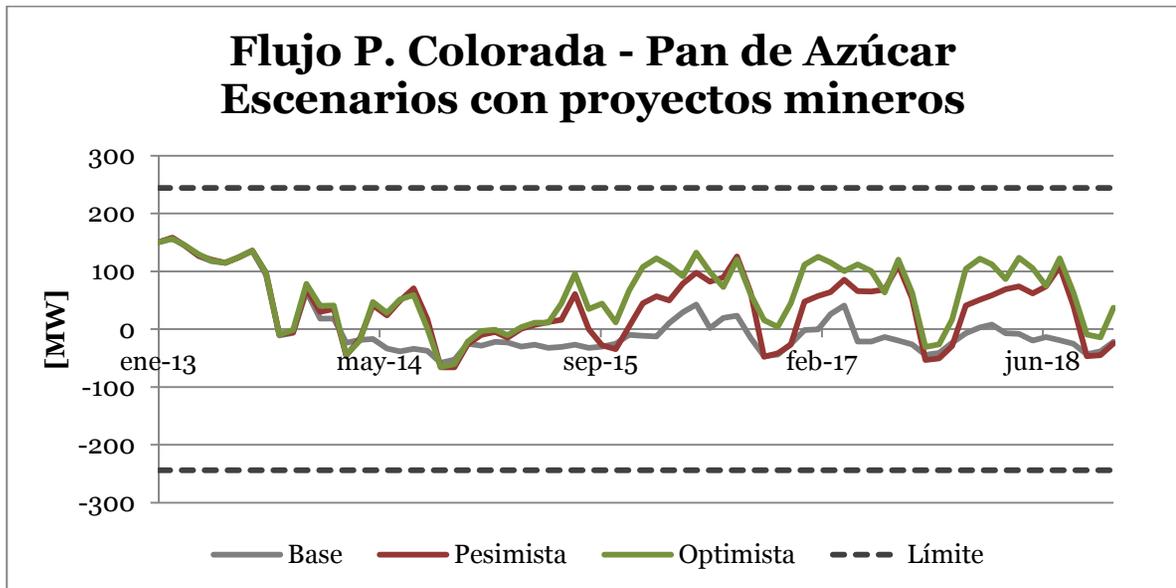


Grafico 7: Flujo por línea P. Colorada – Pan de Azúcar, escenarios con proyectos mineros

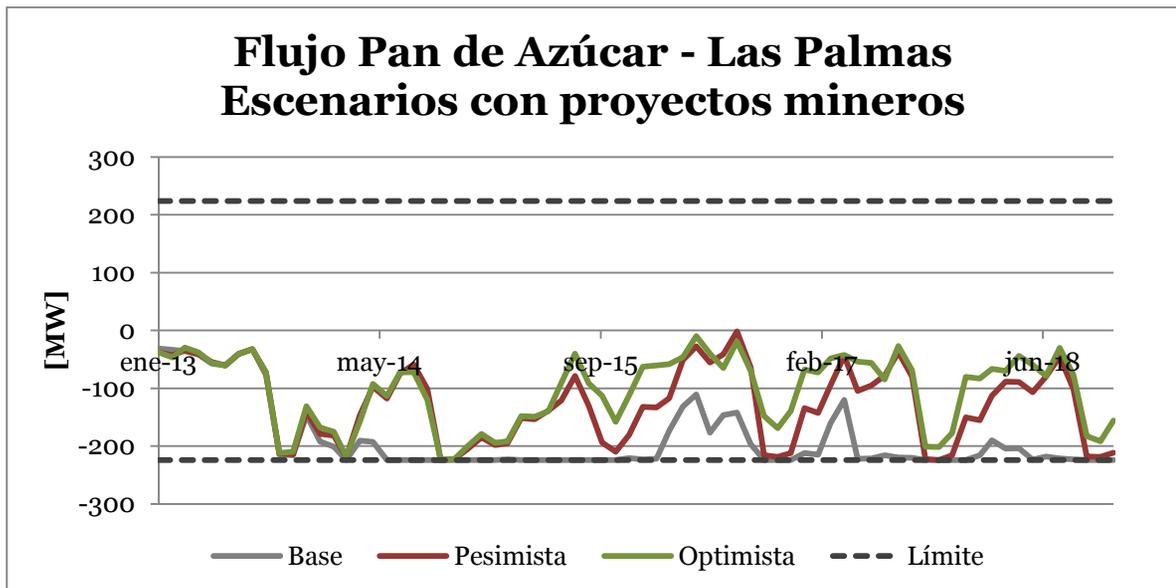


Grafico 8: Flujo por línea Pan de Azúcar – Las Palmas, escenarios con proyectos mineros

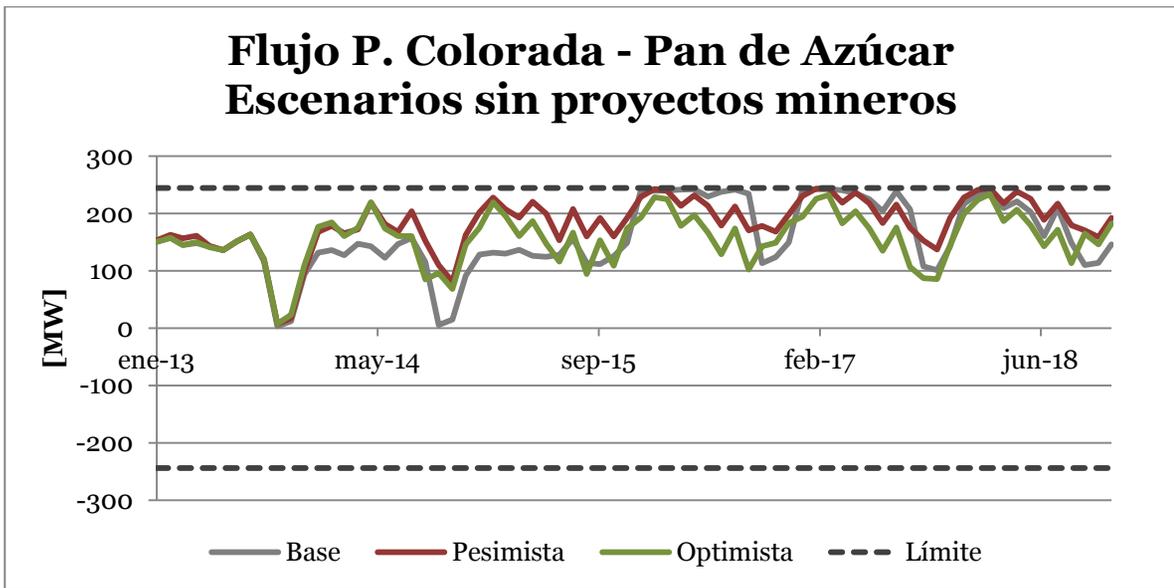


Grafico 9: Flujo por línea P. Colorada – Pan de Azúcar, escenarios sin proyectos mineros

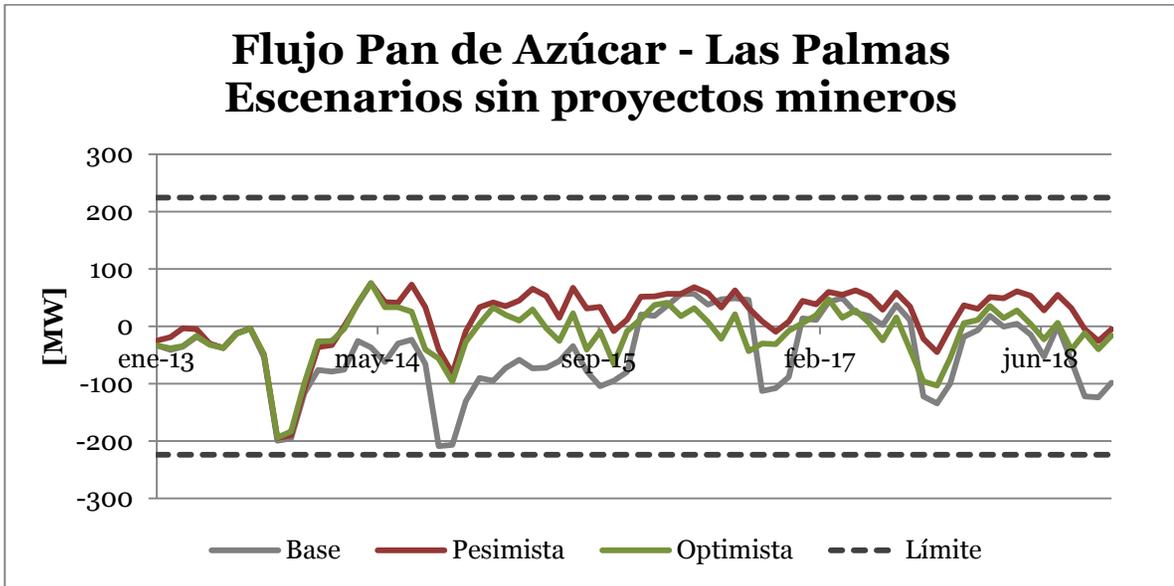
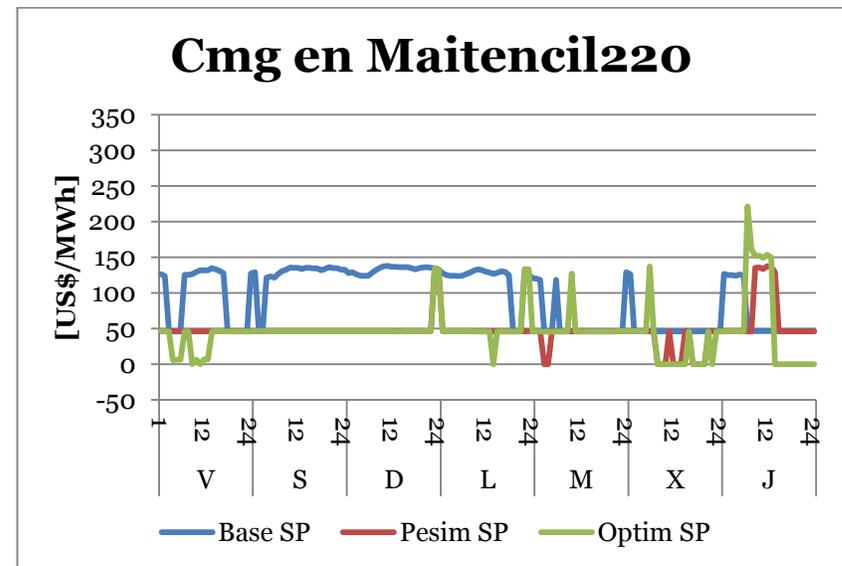
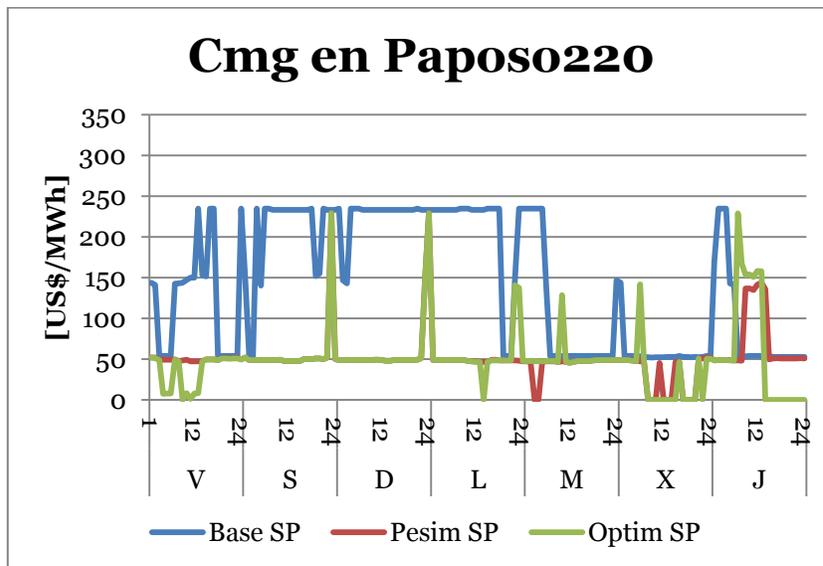


Grafico 10: Flujo por línea Pan de Azúcar – Las Palmas, escenarios sin proyectos mineros

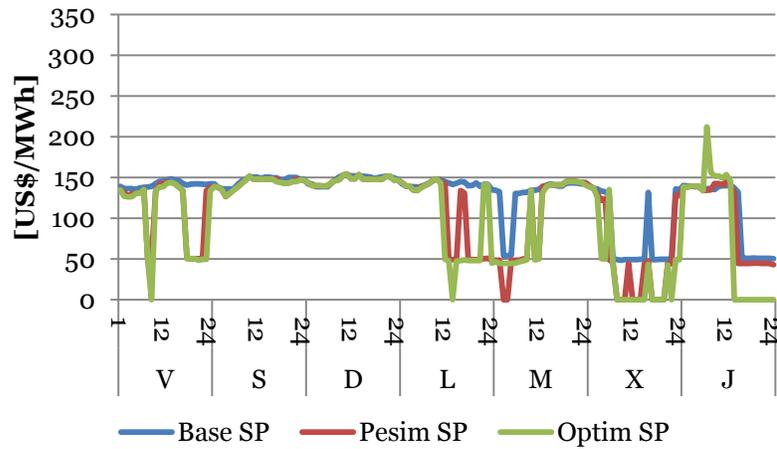
Anexo B. Resultados modelación de corto plazo

B.1.Semana 2, escenarios sin proyectos mineros

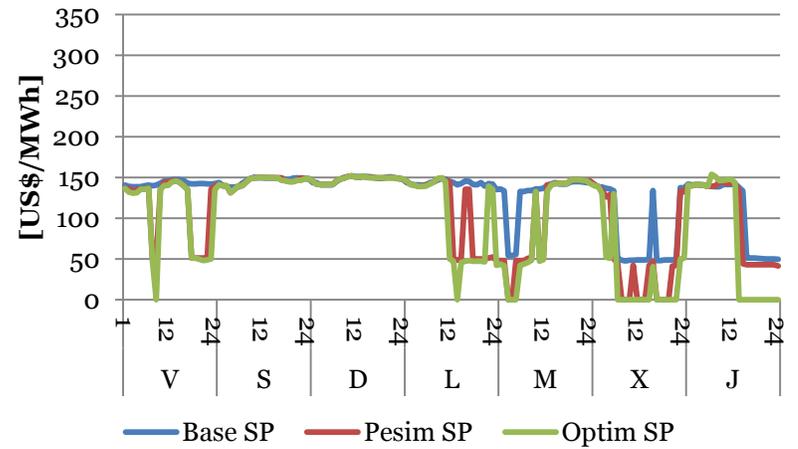
Costo marginal por barra



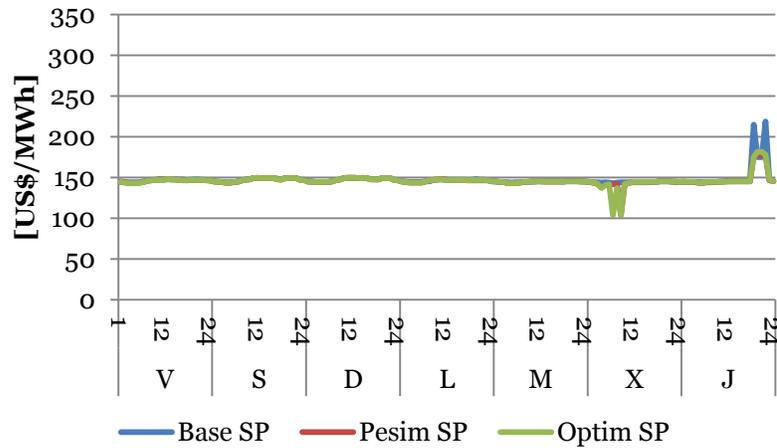
Cmg en PAzucar220



Cmg en LPalmas220



Cmg en Quillota220



Cmg en Ajahuel220

