UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"IMPACTOS ECONÓMICOS PARA EMPRESAS GENERADORAS POR RETRASO EN LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEA CARDONES - POLPAICO"

Daniel Morales Tello

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2017

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

"IMPACTOS ECONÓMICOS PARA EMPRESAS GENERADORAS POR RETRASO EN LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEA CARDONES - POLPAICO"

Tesina de grado presentada por

Daniel Enrique Morales Tello

Como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño

Profesor Correferente
MBA, Ing. Juan Carlos Olmedo

Profesor Correferente Externo
MEE, Ing. Rodrigo Rozas

Julio 2017

TITULO DE LA TESINA:

IMPACTOS ECONÓMICOS PARA EMPRESAS GENERADORAS POR RETRASO EN LA PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEA CARDONES - POLPAICO

AUTOR:

Daniel Enrique Morales Tello

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para optar al Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr.Ing. Alejandro Sáez Carreño.....

MBA, Ing. Juan Carlos Olmedo…….....

MEE, Ing. Rodrigo Rozas……..…….....

Santiago, Chile. Julio de 2017

DEDICATORIA

A KAROL

Por ser mi hermosa esposa y quien me motivo a tomar este desafío

Y su apoyo incondicional para realizar este MEE

Daniel Morales Tello

RESUMEN

Actualmente, el Sistema Interconectado Central se encuentra con fuertes restricciones en la transmisión, específicamente en su extremo Norte. Estas restricciones crean desacoples en los costos marginales, generando grandes perjuicios económicos sobre todo para las empresas generadoras que poseen activos de generación en la zona, además de la imposibilidad de evacuar esta energía de bajo costo a los grandes centros de consumo.

Durante gran parte del día, cuando el recurso solar es abundante, se tienen costos marginales de 0 USD/MWh, provocando que las inyecciones de energía en varios puntos tengan valorización nula.

El presente estudio busca cuantificar de una forma aproximada, los impactos económicos que deben sobrellevar las empresas generadoras. Para esto se analizan los efectos de inyección y retiros de energía, debido a que existen empresas que retiran energía en zonas congestionadas y otras que retiran en zonas no afectas a congestión, por lo que podrían inyectar a costos marginales muy bajos y retirar a costos marginales más altos.

Además, se analiza el efecto en Potencia de Suficiencia, ya que actualmente se tienen dos subsistemas en el SIC con demandas de punta distintas y por lo tanto el aporte a la suficiencia del sistema es distinto en el caso de un sistema desacoplado o un sistema sin desacoples.

Por último, se analiza el efecto que tiene la compensación a la central Guacolda por efecto de mínimos técnicos sobre el resto de generadores analizados y que además realizan retiros en zonas congestionadas.

En orden de relevancia, los efectos que resultan más negativos son los de inyección y retiros, seguido por la compensación a Guacolda por sus mínimos técnicos y finalmente el efecto en potencia de suficiencia que estaría aportando menos de un 1% de aumento en los ingresos en el caso que el sistema no tuviera congestión.

ABSTRACT

Currently, the Central Interconnected System has strong restrictions related to transmission, specifically in its North side. These restrictions cause uncoupling in marginal costs, producing great economical prejudices, especially for generating companies that possess generating assets in the area, besides the inability to evacuate this low cost energy to big consumption centers.

During great part of the day, when the solar resource is abundant, marginal costs of 0 USD/MWh are obtained, which cause that the energy injections have null valorization in several points and during most part of the day

The current study, seeks to quantify, in an approximately way, the economic impact that generating companies must to endure. In order to do this, injections effects and energy evacuation will be analysis, due to the existence of certain companies that evacuate energy in congested areas and others that not, therefore, the injection energy can be done at very low marginal costs and the evacuation at higher.

Besides, Sufficiency Power effect will be analysis, because of currently having two subsystems with different peak requirements in the SIC. Therefore, the contribution to the system sufficiency is different whether it is use an uncoupling or no uncoupling system.

Finally, the effect of the compensation to Guacolda Plant by technical minimum over the rest of the analysis generators and the fact that they carry out evacuations in congested areas will be analysis.

In relevance order, the effects that resulted more negative are injection and evacuation, follow it by Guacolda compensation by technical minimum, lastly, the effect in Sufficiency Power that will give an income increase of less than 1%, when the system is not congested.

GLOSARIO

ERNC:	Energías Renovables no Convencionales.
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
SIC:	Sistema Interconectado Central.
GNL:	Gas Natural Licuado.
PMG:	Pequeño Medio de Generación.
PMGD:	Pequeño Medio de Generación Distribuido.
PPA:	Power Purchase Agreement.
S/E:	Sub Estación.
CMg:	Costo Marginal.
kV:	Kilo Volt.
MW:	Mega Watt.
kWh:	Kilo Watt Hora.
MWh:	Mega Watt Hora.
GWh:	Giga Watt Hora.
USD:	Dólar de Estados Unidos de Norteamérica.
M$:	Miles de Pesos.
MM$:	Millones de Pesos.

INDICE

RESUMEN……...5
ABSTRACT……..6
GLOSARIO…….....7
INDICE……..8
DEDICATORIA.....4
1 INTRODUCCION 10
2 OBJETIVOS 13
2.1 OBJETIVO GENERAL.....13
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS 13
3 ESTADO DEL ARTE SITUACIÓN ACTUAL.....14
3.1 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL 14
3.2 ORIENTACIÓN A LAS ERNC EN EL MERCADO.....17
3.3 PROBLEMAS INHERENTES A LAS ERNC EN EL SIC.....19
3.4 DESARROLLO DE ERNC EN CHILE 20
3.5 CONGESTIÓN EN EL NORTE CHICO (SITUACIÓN ACTUAL) 22
3.6 SITUACIÓN FUTURA (CORTO PLAZO) 26
4 CATASTRO DE UNIDADES GENERADORAS QUE INYECTAN ENERGÍA EN EL SUBSISTEMA SIC NORTE Y QUE SE ENCUENTRAN AFECTAS A CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN 28
5 IMPACTOS ECONÓMICOS POSITIVOS Y NEGATIVOS A GENERADORES AFECTOS A CONGESTIÓN EN SU INYECCIÓN 31
5.1 EFECTO INYECCIÓN, RETIROS Y CONTRATOS 31
5.1.1 ACCIONA ENERGÍA 32
5.1.2 JAVIERA.....35
5.1.3 LUZ DEL NORTE 37
5.1.4 AMANECER SOLAR 39
5.1.5 ENEL GENERACIÓN 40
5.1.6 EÓLICA ARRAYAN 44
5.1.7 PANGUIPULLI.....47
5.1.8 LOS CURUROS 50
5.1.9 CONEJO SOLAR 52
5.1.10 BARRICK GENERACIÓN.....56
5.1.11 EÓLICA MONTE REDONDO 58
5.1.12 NORVIND (CENTRAL EÓLICA TOTORAL) 61

5.1.13 CENTRAL CARDONES 62
5.1.14 GUACOLDA 64
5.1.15 EÓLICA TALINAY 68
5.1.16 RIO HUASCO 70
5.1.17 SAN ANDRES 74
5.1.18 ALMEYDA SOLAR 75
5.1.19 PUNTA PALMERAS 77
5.1.20 EÓLICA TALTAL 79
5.1.21 PV SALVADOR 81
5.1.22 LOS LOROS 82
5.1.23 EÓLICA SAN JUAN 84
5.2 RESULTADOS GLOBALES DE IMPACTOS ECONÓMICOS POR EFECTO INYECCIÓN Y CONTRATOS 86
5.2.1 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN 87
5.2.2 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN EXCLUYENDO A ENEL GENERACIÓN 88
5.2.3 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN EXCLUYENDO A ENEL GENERACIÓN Y GUACOLDA 89
5.2.4 CENTRALES CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 91
5.2.5 CENTRALES CON TECNOLOGÍA EÓLICA 93
5.2.6 EMPRESAS CON CONTRATOS EXCEPTUANDO ENEL GENERACIÓN Y GUACOLDA 95
5.2.7 EMPRESAS SIN CONTRATOS 96
5.2.8 POR ZONAS O PUNTOS DE INYECCIÓN 97
5.2.9 COMPARACIÓN DE TODOS LOS CASOS VISTOS ANTERIORMENTE 100
5.3 EFECTO POTENCIA DE SUFICIENCIA 104
5.4 EFECTO MÍNIMOS TÉCNICOS DE GUACOLDA 107
6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES 112
7 REFERENCIAS 117

1 INTRODUCCION

Actualmente, la Colombiana ISA se encuentra construyendo la línea de transmisión Cardones-Polpaico (2 x 500 kV), que permitirá reforzar el Sistema de Transmisión Nacional del actual SIC entre la Subestación Cardones ubicada al sur de Copiapó y la Subestación Polpaico ubicada al Norte de Santiago y así suplir una carencia de transmisión eléctrica en la parte norte del SIC, debido a la congestión que presentan hoy las líneas de transmisión en esa zona, y además, es vital para viabilizar la interconexión SING – SIC. Este proyecto ha manifestado algunos retrasos debido al destrabe de concesiones eléctricas ante la SEC, permisos ambientales pendientes y la probabilidad de tener que repetir el trámite de aprobación ambiental para una parte del trazado.

Este retraso generará impactos económicos negativos a las empresas generadoras que hoy se encuentran inyectando energía en esta parte del SIC sobre todo a las ERNC que actualmente se encuentran vertiendo energía de bajo costo de producción debido a la actual congestión que se produce en el día y vendiendo a precios Spot de 0 USD/MWh en ciertas horas, restricciones en unidades térmicas que no pueden salir fuera de servicio debido a que son absolutamente necesarias en el horario nocturno cuando las ERNC no presentan generación, inviabilidad de interconexión SING-SIC lo que impide el ingreso de actores que se encuentran geográficamente en el SING pero con compromisos con clientes en el SIC.

Por último, el ingreso de nuevas centrales a un sistema congestionado va empeorando aún más el escenario, las que también tendrán restricciones de operación.

Sin embargo, la línea TEN junto con las obras Kapatur – Los Changos y los tramos de ISA desde Nueva Cardones hasta Nueva Pan de Azúcar, se espera

estén ya operativos a fines de 2017, aliviando con esto algunos de los impactos económicos a estas empresas generadoras.

Para poder cuantificar los impactos económicos a los diferentes generadores que se encuentran actualmente inyectando energía en el sub-sistema SIC Norte y que están afectos a costos marginales cero o muy bajos, se realizará primeramente el catastro de estas centrales para posteriormente revisar y analizar los distintos efectos que las están afectando positiva o negativamente, ya que hay grupos que solo tienen centrales en esta zona, otros que poseen un conjunto diversificado de tecnologías de generación y están presentes en gran parte del país, otros con clientes que retiran energía en zonas congestionadas y clientes en zonas que no están afectas a congestión de transmisión, etc.

Por lo tanto, al darse varios precios locales resulta relevante analizar los distintos efectos que provocan que un generador se vea favorecido o perjudicado con la congestión actual, por lo que se analizarán los siguientes efectos:

- Efecto inyección, magnitud y precios.
- Efecto contratos, costos de suministrar energía a los clientes, con énfasis en precios locales.
- Efecto en potencia de suficiencia, ya que se mantienen subsistemas.
- Efecto mínimos técnicos para Guacolda, ya que durante gran parte del día debe mantenerse al mínimo técnico con costos marginales inferiores a sus costos variables y estos sobrecostos se asignan a prorrata de los retiros.

Para comparar el análisis actual con el caso en que estuviera en servicio la línea Cardones-Polpaico, es que se realizó el supuesto que los costos marginales del sistema no diferirán mucho entre sí, ya que no se tendrían desacoples en el sistema y por lo tanto se valorizaron las inyecciones y retiros a CMg de Alto Jahuel 220 kV que es una barra representativa del sistema en el respectivo período analizado. También se tomó como referencia para los precios de los contratos el Precio Medio de Mercado correspondiente al registrado en marzo

2017 para el SIC, que promedio los 93,9 USD/MWh y su componente energía fue de 79,6 USD/MWh y que considera los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras.

Para el efecto de potencia de suficiencia se efectuó una nueva prorrata considerando un solo sistema (SIC) y no dos como es hasta ahora. Esto debido a que cuando la línea Cardones - Polpaico se encuentre en operación los sistemas nuevamente se acoplaran en los periodos de máxima oferta de energía. Con esta nueva prorrata se estimaron los nuevos valores de potencia de suficiencia definitiva para las centrales del sub-sistema SIC Norte, con lo que se realiza un estimativo del posible aumento de ingresos por este factor.

Para el efecto de mínimos técnicos, solo se analizó el efecto de Guacolda y no las centrales petroleras que también se encuentran en la zona, esto debido a que para el resto de las centrales del Sub-Sistema no resultan tan relevantes el efecto de estas petroleras.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el impacto económico que traería para las empresas generadoras el retraso en la puesta en servicio de la línea Cardones – Polpaico.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Para cada una de las centrales perjudicadas establecer los efectos inyección, retiros y contratos de forma tal de tener una imagen en un período de un año para poder comparar con el caso en que no hubiera congestión.

Efectuar una nueva prorrata suponiendo el acoplamiento de los sistemas, de manera de establecer aproximadamente con los datos que se tienen hoy de demanda, las nuevas potencias de suficiencia finales con las que se valoriza este ítem.

Documentar el impacto económico que tiene para este grupo de empresas el efecto de la compensación a Guacolda por sus mínimos técnicos.

Determinar el grado de afectación por tecnología de generación (solares fotovoltaicas versus eólicas), de acuerdo a si tienen o no contratos, y de acuerdo a punto de inyección o zonas geográficas.

3 ESTADO DEL ARTE SITUACIÓN ACTUAL

3.1 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

GENERACIÓN [1]

A febrero de 2017, el SIC tenía un parque generador cercano a los 16767 MW [2] de capacidad instalada, equivalente al 77% de la capacidad total disponible en Chile. La demanda máxima horaria en lo que va de 2017 fue de 8057 MW [3]. Esta capacidad correspondió a 39,5% de generación hidráulica, 49,2% de generación térmica, 5,7% de generación eólica y 5,7% de generación solar.

Tabla 3.1. Capacidad instalada SIC. Fuente: www.coordinadorelectrico.cl

Capacidad Instalada

Por Tecnología	2016 Cierre a Diciembre [MW]		2017 Cierre Febrero [MW]		2017 * Proyección a Diciembre [MW]	
Térmica	8.250,0	49,3%	8.250,0	49,2%	8.676,0	48,0%
Embalse	3.402,0	20,3%	3.402,0	20,3%	3.402,0	18,8%
Pasada	3.211,6	19,2%	3.211,6	19,2%	3.288,0	18,2%
Eólica	940,3	5,6%	956,0	5,7%	1.321,3	7,3%
Solar	938,4	5,6%	947,8	5,7%	1.382,7	7,7%
Total	**16.742,2**	100,0%	**16.767,4**	100,0%	**18.070,0**	100,0%
ERNC	2.703,3	16,2%	2.728,5	16,3%	3.605,1	20,0%

*En construcción según ficha Catastro de Nuevos Proyectos

A su vez la capacidad instalada de ERNC se observa en la tabla 3.2

Tabla 3.2. Capacidad instalada ERNC SIC. Fuente: www.coordinadorelectrico.cl

Capacidad Instalada ERNC

Por Tecnología	2016 Cierre a Diciembre [MW]		2017 Cierre a Febrero [MW]		2017 * Proyección a Diciembre [MW]	
Minihidro < 40 MW (MW)	441,6	16,3%	441,6	16,2%	518,0	14,4%
Eólica	940,3	34,8%	956,0	35,0%	1.321,3	36,7%
Solar	938,4	34,7%	947,8	34,7%	1.382,7	38,4%
Otras ERNC	383,1	14,2%	383,1	14,0%	383,1	10,6%
Total	**2.703,3**	100,0%	**2.728,5**	100,0%	**3.605,1**	100,0%

*En construcción según ficha Catastro de Nuevos Proyectos

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 termoeléctrica de centrales a carbón. A partir de 1998 y hasta el 2004, las inversiones en el sector generación del SIC se efectuaron principalmente con tecnología de gas natural debido a la oferta de gas barato proveniente desde Argentina, sin embargo, debido a la crisis del gas Argentino, el segmento generación debió cambiar el objetivo de sus inversiones, y a partir del 2006 se instalaron principalmente centrales termoeléctricas en base a petróleo diesel, se reconvirtieron centrales de gas natural a diesel, y posteriormente se instalaron centrales a carbón, hidroeléctricas pequeñas y medianas y se sustituyeron las de petróleo diesel por gas natural licuado importado por las diferencias de precio de los combustibles. Esta evolución se observa en la figura 3.1.

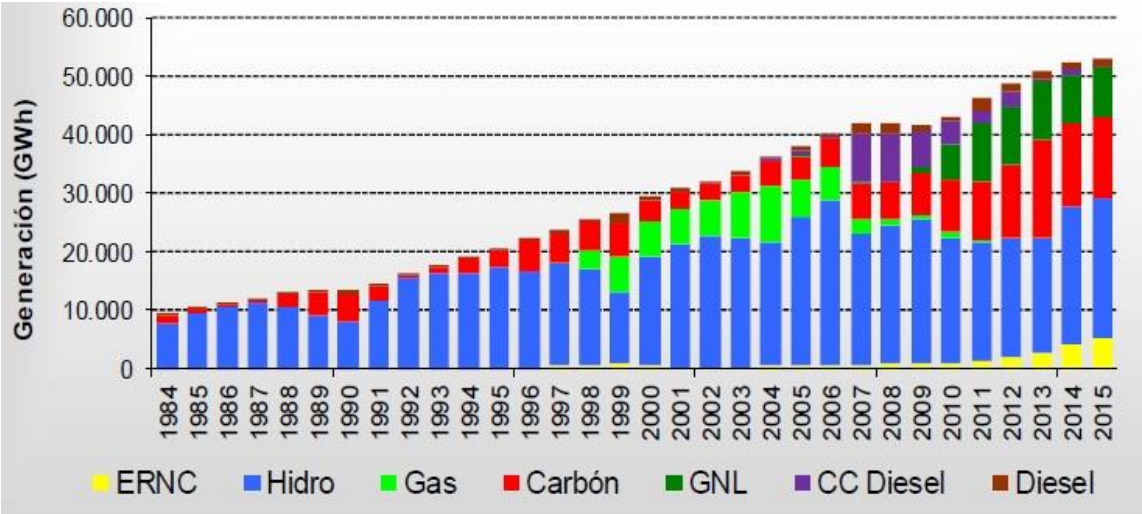

Figura 3.1. Generación bruta anual SIC. Fuente: Datos Coordinador Eléctrico Nacional.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN [1]

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 actualmente pagan peaje por el uso de las líneas, pero posteriormente, desde el 2019 ira bajando el pago hasta que en 2034 se eliminen completamente los peajes de inyección, dando lugar un sistema de estampillado a la demanda) y se considera en este sistema toda línea y subestación con una tensión mayor a 23 kV.

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

El problema de congestiones en la red eléctrica provoca aumentos de precios al limitar la transferencia de energía de costo más económico desde un sector a otro. Esto sumado al poco desarrollo de la transmisión, el retraso en la entrada de líneas de transmisión relevantes como la estudiada en esta tesina, el aumento

de la demanda y la fuerte entrada de generación (en mayor medida ERNC), hace necesario buscar soluciones alternativas para superar estas limitaciones

Como se observa en la figura 3.2, se prevé que la demanda siga creciendo y por lo tanto el problema de las congestiones descrito anteriormente continuará estando presente a no ser que se tomen medidas para mantener el sistema acoplado en cuanto a sus costos marginales y económicamente adaptado.

Figura 3.2. Proyección desagregada de consumo eléctrico en el SIC (GWh) 2015 – 2035. Fuente: Estudio de previsión de demanda 2015 – 2035. Dirección de Planificación y Desarrollo, Coordinador Eléctrico Nacional [4].

3.2 ORIENTACIÓN A LAS ERNC EN EL MERCADO [1]

La disponibilidad de gas natural proveniente de Argentina, provocó que el mercado se desarrollase en torno a esta tecnología en la década del 90' y principios del 2000, adquiriendo una gran importancia en el sistema nacional (SING y SIC).

Sin embargo, el año 2004 se impusieron restricciones en los envíos del energético desde Argentina, debido a falta de inversión en infraestructura y nuevos pozos, esto llevó a alzas de precios de la energía, llegando a superar los 300 USD/MWh al reemplazarse el gas natural por diesel. Ver figura 3.3 en donde

se observa que a partir de 1996 empezó a crecer la cantidad de centrales a gas natural parando su crecimiento el 2004.

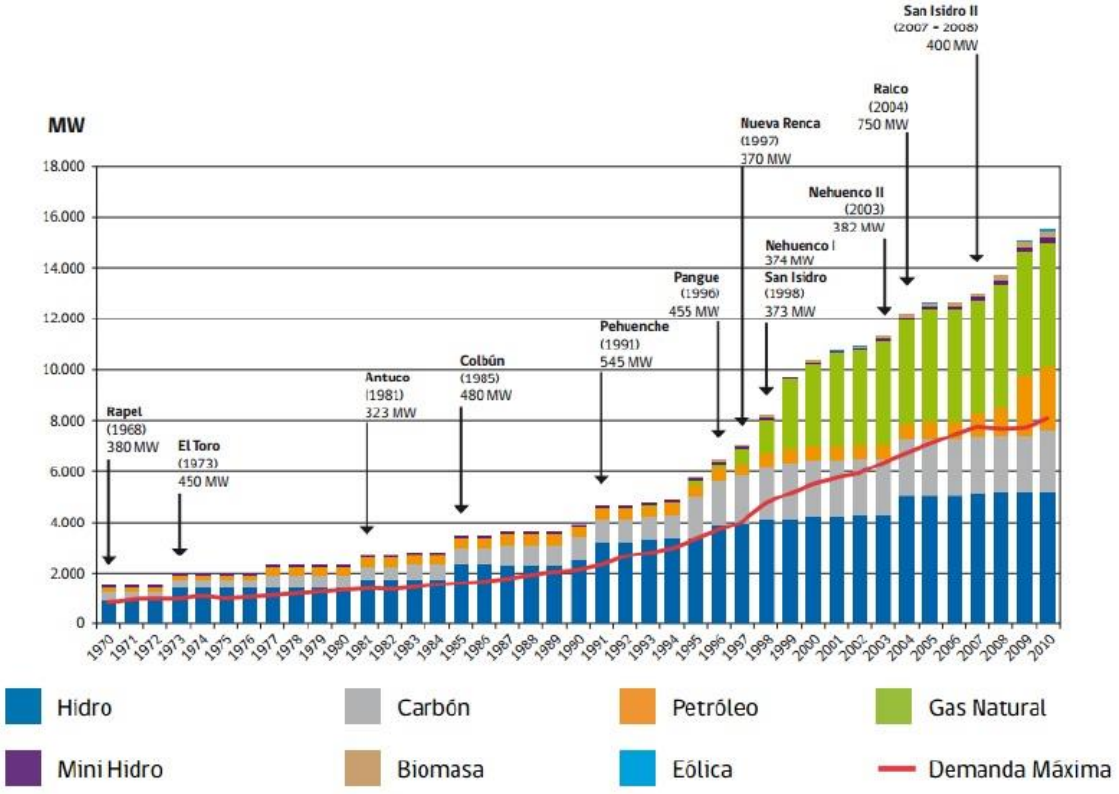

Figura 3.3. Potencia instalada en el SIC 1970 – 2010. Fuente: Antecedentes sobre la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro, CNE 2011 [5].

Esta crisis energética fue una de las detonantes que impulsaron una serie de medidas que buscaban diversificar la matriz, promoviendo el uso del carbón, GNL y las ERNC que ayudarían a no depender en tan alta medida de las energías convencionales.

Se efectuaron algunas modificaciones en la ley eléctrica pero la más significativa fue la promulgación de la ley 20/25 [6]. En el año 2008 se creó la ley de energías renovables no convencionales que consistió en que todas las empresas eléctricas que comercializaban energía debían hacerlo con un porcentaje de ERNC. Así, cada empresa eléctrica que efectuara retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (el SING y el SIC)

para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, debía acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales.

La ley 20.257, y luego modificada por la ley 20.698 dice que la obligación será del 5% para los años 2010 al 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio del 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar a 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% ese año.

3.3 PROBLEMAS INHERENTES A LAS ERNC EN EL SIC

Este tipo de tecnologías como la solar fotovoltaica y eólica principalmente, presentan problemas y desafíos al sistema ya establecido, esto debido a la intermitencia en su generación, producto de que el recurso solo se encuentra presente en el día para el caso de la energía solar y las fluctuaciones intempestivas en el caso de la energía eólica, además, de la disminución del recurso eólico durante la noche. También un factor importante son sus factores de planta bajos que llevan a sobre instalar zonas como lo es el caso del norte chico en la actualidad.

Generan externalidades negativas para los generadores convencionales ya que para poder ingresar energía a sistemas colapsados o en equilibrio, los

convencionales deben operar más tiempo en cargas menores que hacen menos eficientes sus procesos.

3.4 DESARROLLO DE ERNC EN CHILE

Al año 2015 el aporte en capacidad instalada a través de ERNC en el SIC se puede apreciar en la figura 3.4 [7].

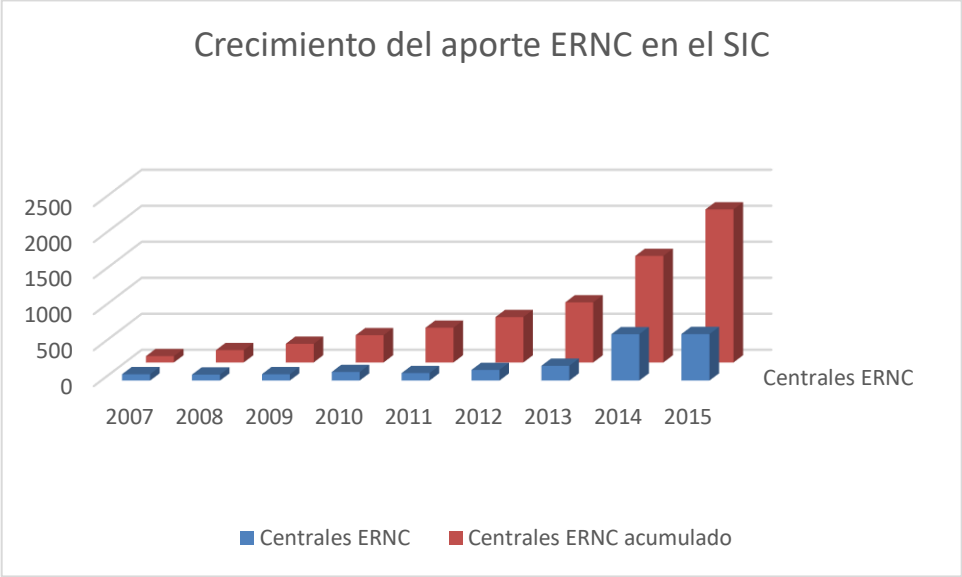

Figura 3.4. Crecimiento del aporte ERNC en el SIC. Fuente: Presentación "Experiencia en el SIC en la conexión y operación de centrales ERNC". Andrés Salgado, abril 2016.

GENERACIÓN DE ENERGÍA [8]

La generación de los sistemas eléctricos mayores fue de 6.286 GWh en mayo de 2017. De este valor, 897 GWh son atribuibles a la producción de las centrales ERNC.

Al analizar por tecnología, se observa que un 23,8% (214 GWh) de la energía sustentable fue solar, seguidos por 31,1% (279 GWh) de generación eólica. En tercer lugar, la inyección de centrales mini hidráulicas de pasada, correspondiente a 17,1% (153 GWh), luego un 27,2% (244 GWh) de inyección en base a centrales biomasa.

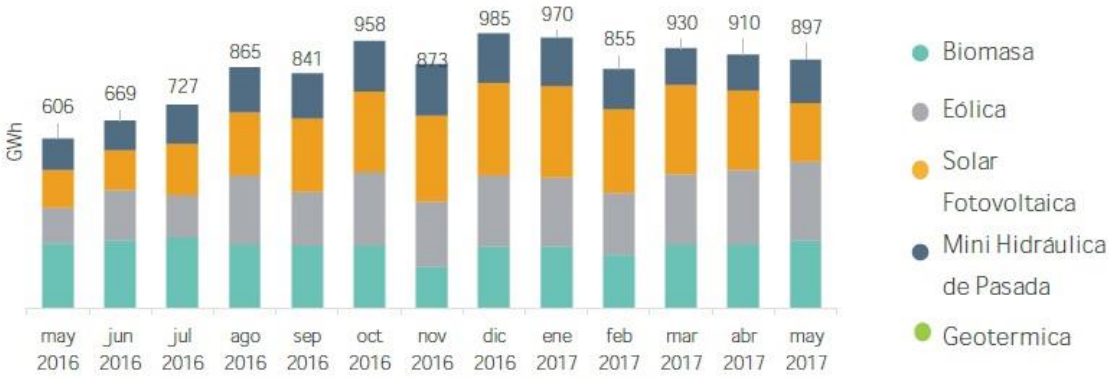

Figura 3.5. Evolución de la generación bruta de energía eléctrica ERNC. Fuente: Reporte ERNC sector energético, junio 2017, CNE [9].

CUMPLIMIENTO LEYES 20.257 Y 20.698

Según el balance ERNC emitido por los centros de despacho, correspondiente al mes de abril 2017, la obligación definida por las leyes 20.257 y 20.698 consistió en 285 GWh de generación de energía con origen ERNC. En tanto la inyección reconocida por ley ascendió a 803 GWh, lo que representa un 281,8% de cumplimiento. Que se dividen en 292 GWh solares, 269 GWh a partir de energía eólica, 105 GWh de centrales mini hidro, y 138 GWh de inyección de biomasa.

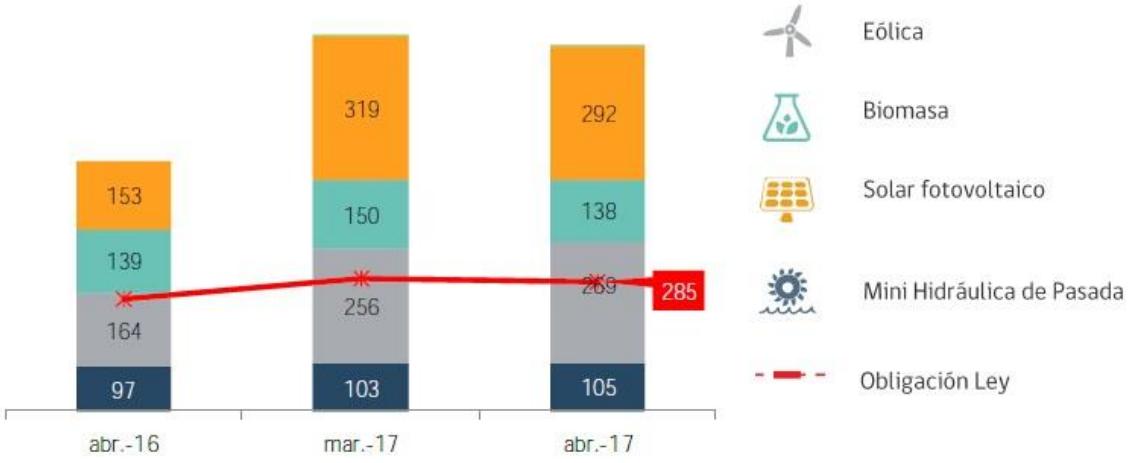

Figura 3.6. Cumplimiento de ley ERNC. Fuente: Reporte ERNC sector energético, junio 2017, CNE [9].

3.5 CONGESTIÓN EN EL NORTE CHICO (SITUACIÓN ACTUAL)

A raíz de todas las motivaciones expuestas anteriormente que dicen relación con la crisis del gas natural Argentino, la necesidad de depender cada vez menos de los combustibles fósiles, el impulso que se le ha dado a las ERNC y la notable baja en los precios de estas tecnologías es que en la zona Norte del SIC, más específicamente entre las Subestaciones Diego de Almagro y Pan de Azúcar, en donde abunda el recurso solar y que tiene uno de los índices de radiación solar más altos del mundo se empezaron a instalar una gran cantidad de generadores ERNC, específicamente de tecnología solar fotovoltaica, ver figuras 3.7 y 3.8.

Figura 3.7. Instalación de centrales ERNC PV en zona Norte SIC. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Figura 3.8. Instalación de centrales ERNC PV en zona Norte SIC. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Esto sumado a la instalación de tres unidades más en la Central Guacolda de 150 MW cada una después de la crisis del gas Argentino, ha provocado que el sistema hoy se encuentre congestionado, a tal punto de tener costos marginales de 0 USD/MWh en las horas donde se encuentra presente y en abundancia el recurso solar. Esto, está trayendo un gran perjuicio económico para todos los generadores que se encuentran en esa zona, sobre todo a los más pequeños que venden toda su energía a precio spot y carecen de contratos PPA que podrían de alguna forma mitigar el nulo pago por inyectar su energía al sistema. Algunos de los problemas son:

- Limitaciones en la transmisión.
- Reducciones de Generación Solar y Eólica.
- Limitación en la generación de Central Guacolda operando de forma ineficiente.

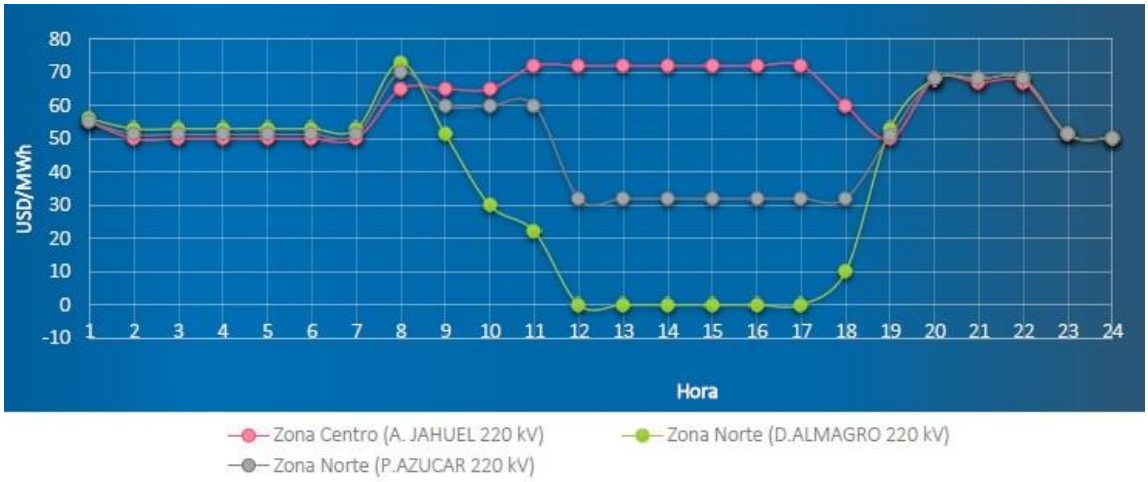

Figura 3.9. Diferencia entre costos marginales Alto Jahuel, Pan de Azúcar y Diego de Almagro, 12 de abril de 2016. Fuente: Presentación "Experiencia en el SIC en la conexión y operación de centrales ERNC" Andrés Salgado, Abril 2016 [7].

Como se observa en la figura 3.9, la congestión llega a tal punto de tener costos marginales de 0 USD/MWh en Diego de Almagro y muy bajos en Pan de Azúcar (correspondiente a los costos marginales del día 12 de abril de 2016).

En la figura 3.10 se puede observar como la entrada paulatina de centrales ERNC ha ido colapsando el sistema, haciendo disminuir los costos marginales promedios diarios.

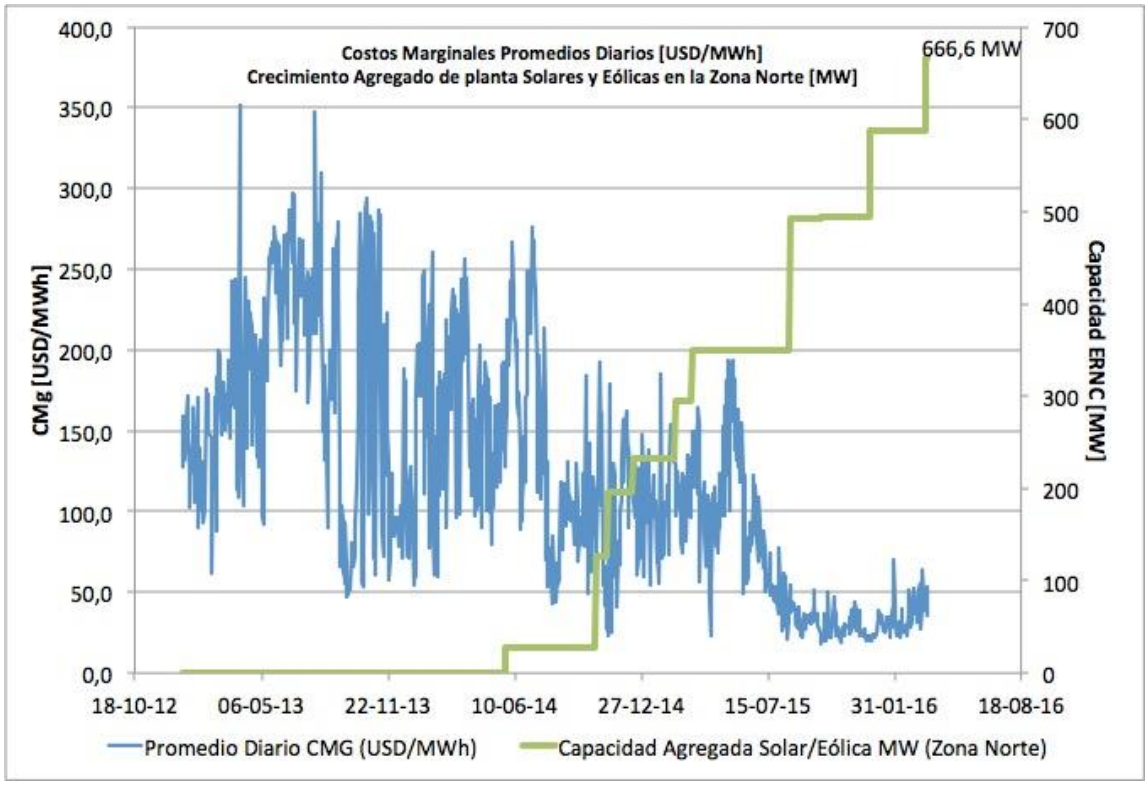

Figura 3.10. Costos Marginales Promedios diarios v/s crecimiento agregado de plantas solares y eólicas en la zona Norte del SIC.

Además, el hecho de que las centrales ERNC no puedan inyectar toda su energía, obliga a tener vertimientos de energía no deseados, ver figura 3.11.

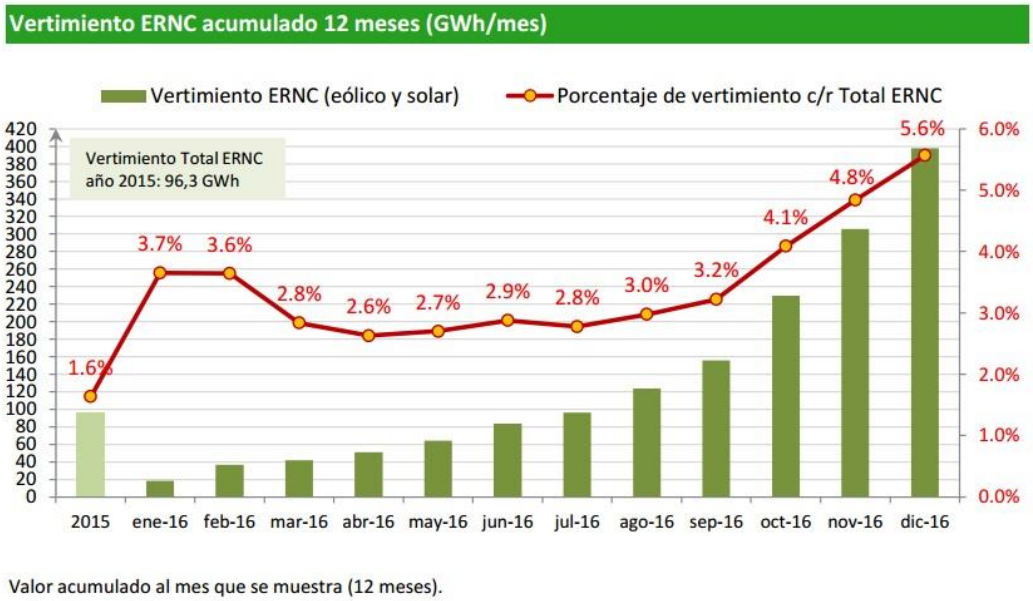

Figura 3.11. Vertimiento ERNC acumulado 12 meses. Fuente: Reportes Coordinador Eléctrico Nacional.

MITIGACIÓN

- Se generaron automatismos en la zona Norte del sistema que permitieron aumentar la capacidad de transmisión. Estos automatismos nacen el año 2013 a partir del "Estudio de Operaciones de la zona Norte del SIC en el período 2014-2017 Resumen y Recomendaciones" [10].
- Se realizaron auditorías a Centrales Térmicas 2014 – 2015 – 2016 que apuntaban a obtener mayor flexibilidad.

3.6 SITUACIÓN FUTURA (CORTO PLAZO)

La solución de corto plazo para el actual problema del Norte Chico es la puesta en servicio de la línea de transmisión Cardones - Polpaico, esta línea ha manifestado hasta el momento un retraso de unos 4 meses en su tramo Polpaico – Pan de Azúcar. Sin embargo, Interchile manifestó que entregará el primer tramo del lado más al Norte del SIC el 15 de Octubre (Nueva Cardones – Maitencillo) y el segundo tramo (Maitencillo – Pan de Azúcar) el 15 de Noviembre, con lo que ya se podría descongestionar la parte Norte del SIC, direccionando los flujos de

potencia hacia el SING. A la espera de la entrega del tramo en donde ISA ha tenido más problemas (Pan de Azúcar – Polpaico).

4 CATASTRO DE UNIDADES GENERADORAS QUE INYECTAN ENERGÍA EN EL SUBSISTEMA SIC NORTE Y QUE SE ENCUENTRAN AFECTAS A CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN

Tabla 4.1. Catastro de Centrales que inyectan energía en zonas afectas a congestión en la transmisión, parte 1. Elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Propietario	Tipo	Central	Potencia Bruta
ACCIONA ENERGÍA CHILE	Solar	EL ROMERO	196
ALMEYDA SOLAR	Solar	SOLAR DIEGO DE ALMAGRO	32
AMANECER SOLAR	Solar	SOLAR LLANO DE LLAMPOS	101,02
ANDES GENERACIÓN	Termo	ANDES GENERACIÓN	32,5
BARRICK GENERACIÓN	Termo	PUNTA COLORADA	17
	Eólica	EÓLICA PUNTA COLORADA	20
BELLAVISTA	Solar	BELLAVISTA	3
CENTRAL CARDONES	Termo	CARDONES	153,04
	Solar	PILOTO SOLAR CARDONES	0,4376
CENTRAL SOLAR DESIERTO I	Solar	CENTRAL SOLAR CHAKA	50
COMMONPLACE	Solar	SOLAR SANTA CECILIA	2,96
CONEJO SOLAR	Solar	CONEJO SOLAR	104
EBCO ENERGÍA	Solar	SOLAR LAS TERRAZAS	3
ELÉCTRICA CENIZAS	Termo	CENIZAS	14,5
ELÉCTRICA PANGUIPULLI	Solar	LALACKAMA	55
	Solar	CHAÑARES	36
	Eólica	EÓLICA TALINAY PONIENTE	60,6
	Solar	LALACKAMA 2	16,5
ELEKTRAGEN	Termo	MONTE PATRIA	9
	Termo	PUNITAQUI	9
EMELDA	Termo	EMELDA	69,25
EMR	Eólica	MONTE REDONDO	48
ENEL GENERACIÓN	Termo	DIEGO DE ALMAGRO	23,8
	Termo	HUASCO TG	58
	Hidro	LOS MOLLES	18
	Termo	TALTAL	244,9
	Eólica	CANELA	18,15
	Eólica	CANELA II	60

Tabla 4.2. Catastro de Centrales que inyectan energía en zonas afectas a congestión en la transmisión, parte 2. Elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Propietario	Tipo	Central	Potencia Bruta
ENLASA	Termo	EL PEÑÓN	81
	Termo	SAN LORENZO DE D. DE ALMAGRO	62,2
GENPAC	Termo	TERMOPACÍFICO	86,49
GR HUINGAN SpA	Solar	ALTURAS DE OVALLE	6
GR PAN DE AZÚCAR	Solar	PARQUE FOTOVOLTAICO LAGUNILLA	2,95
GUACOLDA	Termo	GUACOLDA	760
HIDROELÉCTRICA PUCLARO	Hidro	PUCLARO	5,6
HIDROELÉCTRICA RIO HUASCO	Hidro	RÍO HUASCO	5,12
HIDROPALOMA	Hidro	LA PALOMA	4,6
JAVIERA	Solar	SOLAR JAVIERA	65
KALTEMP	Solar	TAMBO REAL	2,94
LOS ESPINOS	Termo	LOS ESPINOS	124
LUNA	Solar	LUNA DEL NORTE	2,96
LUZ DEL NORTE	Solar	LUZ DEL NORTE	141
NORVIND	Eólica	EÓLICA TOTORAL	46
ORION POWER	Solar	EL DIVISADERO	3
PARQUE EÓLICO EL ARRAYÁN	Eólica	EÓLICA EL ARRAYÁN	115
PARQUE EÓLICO LOS CURUROS	Eólica	EÓLICA LOS CURUROS	109,6
PARQUE EÓLICO RENAICO	Solar	PAMPA SOLAR NORTE	69,3
	Solar	CARRERA PINTO	93
	Solar	SOLAR LA SILLA	1,53
PARQUE EÓLICO TALINAY	Eólica	EÓLICA TALINAY ORIENTE	90
PARQUE EÓLICO TALTAL	Eólica	EÓLICA TALTAL	99
PARQUE SOLAR CUZ CUZ	Solar	CUZ CUZ	3

Tabla 4.3. Catastro de Centrales que inyectan energía en zonas afectas a congestión en la transmisión, parte 3. Elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Propietario	Tipo	Central	Potencia Bruta
PARQUE SOLAR LOS LOROS	Solar	PARQUE FOTOVOLTAICO LOS LOROS	46
POTENCIA	Termo	OLIVOS	115,2
PSF LOMAS COLORADAS	Solar	SOLAR PSF LOMAS COLORADAS	2
PSF PAMA	Solar	SOLAR PSF CASAS BLANCAS	2
PUNTA PALMERAS	Eólica	EÓLICA PUNTA PALMERAS	45
PV SALVADOR	Solar	PV SALVADOR	68
RENOVALIA CHILE SEIS, SPA	Solar	LAS MOLLACAS	2,78
RENOVALIA CHILE SIETE, SPA	Solar	LA CHAPEANA	2,78
RTS ENERGY	Solar	PILAR LOS AMARILLOS	3
	Solar	SOLAR ESPERANZA	2,88
SAN ANDRÉS	Solar	SOLAR SAN ANDRÉS	50,6
SAN JUAN	Eólica	EÓLICA SAN JUAN	184,8
SDGx01	Solar	SDGx01	1,28
SOL	Solar	SOL DEL NORTE	2,96
SPV P4	Solar	SOLAR CHUCHIÑI	2,88
SUBSOLE	Solar	SOLAR HORNITOS	0,323
SWC	Termo	EL SALVADOR	23,8

5 IMPACTOS ECONÓMICOS POSITIVOS Y NEGATIVOS A GENERADORES AFECTOS A CONGESTIÓN EN SU INYECCIÓN

5.1 EFECTO INYECCIÓN, RETIROS Y CONTRATOS

En este punto se analizará el efecto inyección en conjunto con el efecto contratos, ya que la información contenida en los balances de facturación del Coordinador y que tienen que ver con estos efectos se encuentra consolidada y separada por empresa.

Para las inyecciones monetarias, estas se encuentran valorizadas al costo marginal horario en las barras de inyección respectivas y para los retiros monetarios, estos se encuentran valorizados al costo marginal horario en los puntos de retiro.

De las muchas centrales que hoy se encuentran inyectando en zonas congestionadas, hay varias figuras presentes;

- Empresas que son PMGD que solo inyectan en un punto, sin contratos y que solo reciben dinero por precio Spot o precio de nudo estabilizado.
- Empresas que solo venden al mercado spot pero con unidades generadoras repartidas a lo largo del país, que pueden minimizar los efectos negativos.
- Empresas que solo inyectan en zonas congestionadas pero con contratos con clientes libres que retiran energía en zonas que no tienen congestión.
- Empresas con una gran cantidad de unidades generadoras a lo largo del país y contratos con un sinnúmero de clientes libres y regulados también a lo largo del país, entre otras.

A continuación, se analizarán las empresas generadoras que se encuentran afectadas por la actual congestión, dejando fuera del análisis las centrales a petróleo diésel ya que no se encuentran mayormente perjudicadas por valorizaciones a bajo costo marginal.

5.1.1 ACCIONA ENERGÍA

Acciona posee en Chile la Central Solar Fotovoltaica más grande de América Latina con 196 MW de Potencia Bruta y cuyas inyecciones de energía presentan alrededor del 90 % del total de sus inyecciones, esta central (El Romero) comenzó su operación comercial en noviembre del 2016, el restante es de la PMG hidráulica de pasada Puleufu. Sin embargo, debido a los actuales CMg con los que inyecta El Romero no le permiten recibir los ingresos esperados. Acciona tiene contratos con un Data Center desde enero 2017 que realiza retiros en una zona no afecta por la congestión y recientemente en marzo comenzó a retirar energía en diversos puntos del país por un contrato con Cencosud. A continuación se observan las inyecciones y retiros de energía de Acciona.

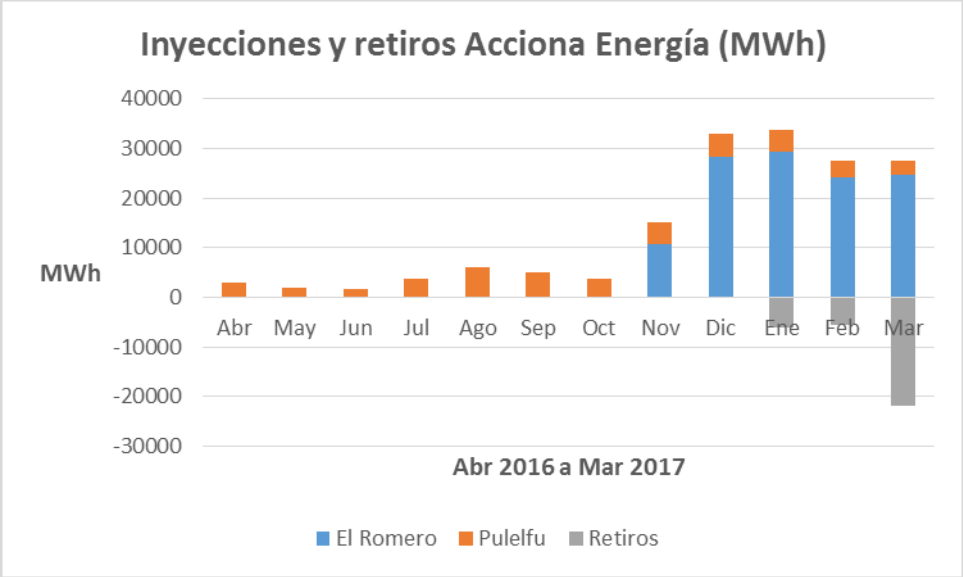

Figura 5.1. Inyecciones y retiros Acciona Energía. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

A pesar de las restricciones y el vertimiento de energía actual en el Norte Chico, El Romero representa la mayor cantidad de energía inyectada de Acciona. Sin embargo, esto no se refleja en la valorización, como se aprecia en la figura 5.2.

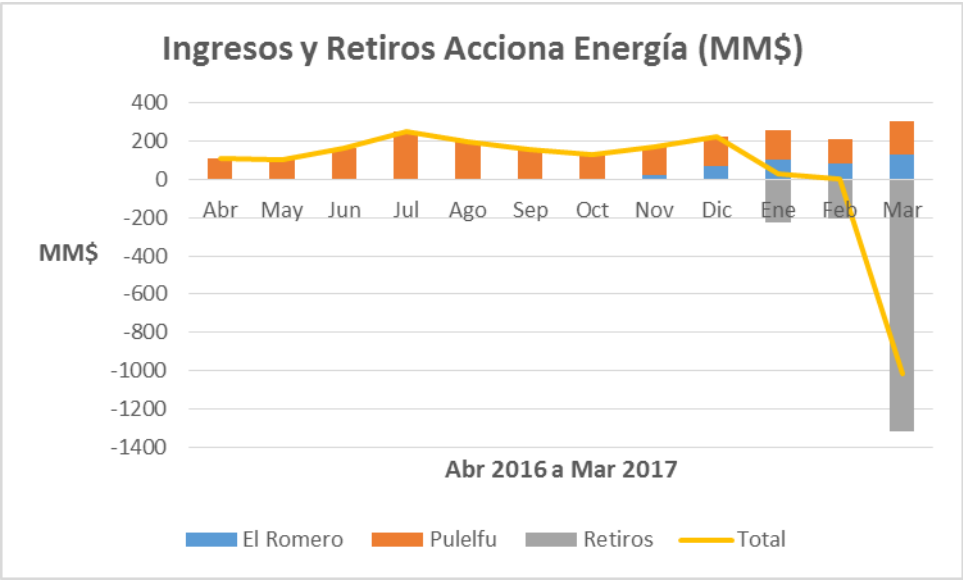

Figura 5.2. Ingresos y retiros Acciona Energía. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Claramente, antes de marzo (enero y febrero) los retiros valorizados eran equivalentes a los ingresos valorizados, sin embargo, a partir de marzo el ingreso de Cencosud al pool de contratos de Acciona afecto este balance, sin embargo, al agregar el efecto del pago debido a los contratos, esta situación se revierte como se ve en la siguiente figura;

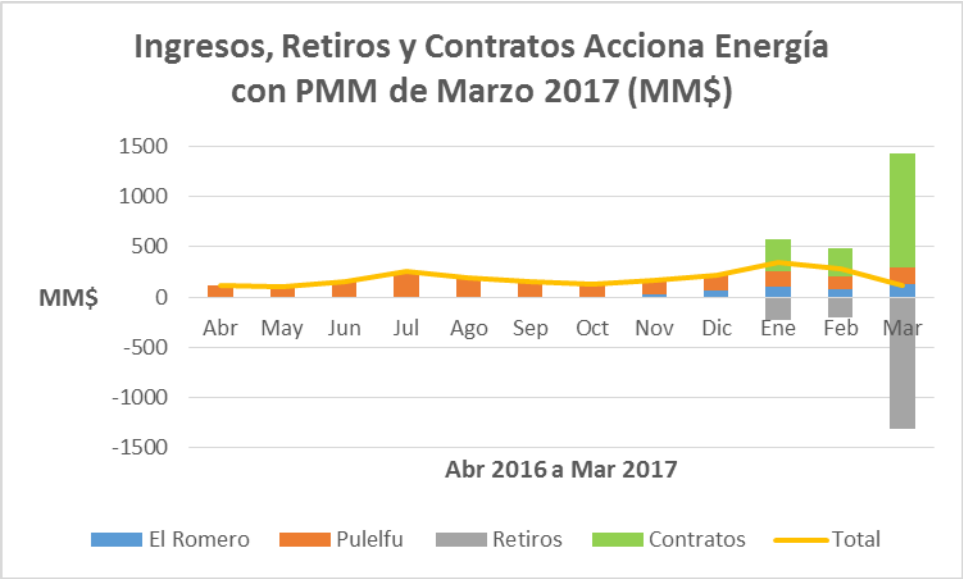

Figura 5.3. Ingresos, retiros y contratos Acciona Energía con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Logrando tener ingresos mayores a cero en los doce meses analizados. Ahora, si suponemos que El Romero pudiera inyectar a costos marginales de un sistema no congestionado usando para esto como referencia los CMg's de Alto Jahuel en esos mismos períodos, la situación sería la siguiente:

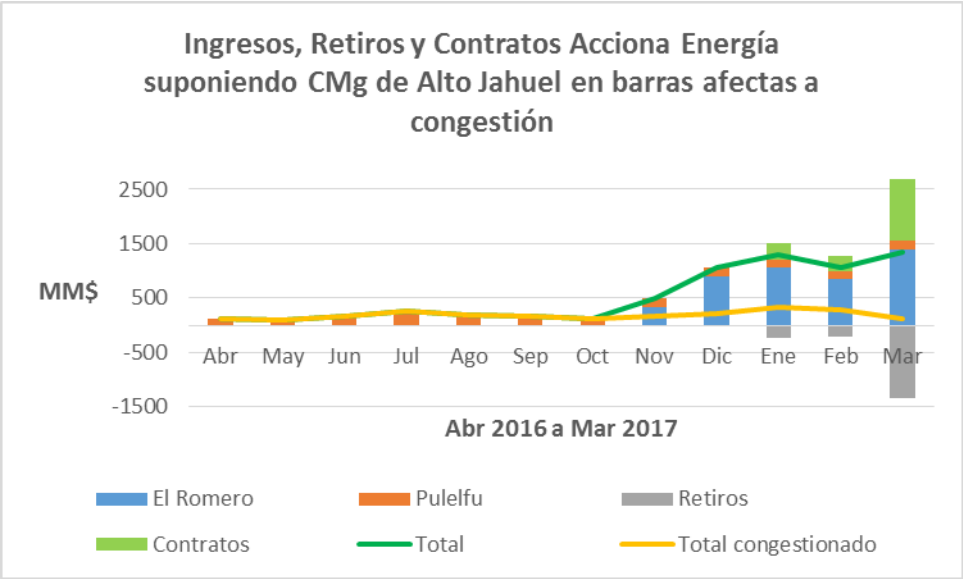

Figura 5.4. Ingresos, retiros y contratos Acciona Energía con PMM marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Claramente, la situación cambiaría bastante si El Romero pudiera valorizar sus inyecciones a costos marginales similares al resto del sistema.

Tabla 5.1. Aumento de ingresos de Acciona Energía si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
0	0	0	0	0	0	0	317	831	948	781	1236

Como se observa en la tabla 5.1, Acciona se encuentra afectado negativamente por la congestión actual, ya que sin congestión tendría aumentos en sus ingresos

que podrían variar entre 300 y 1300 MM$ dependiendo de los nuevos costos marginales y su magnitud de carga despachada.

5.1.2 JAVIERA

Javiera posee la Central Fotovoltaica del mismo nombre con 65 MW de potencia bruta y contrato vigente con Minera Los Pelambres que retira su energía en la barra Quillota 220 kV no afecta a congestión, a continuación su balance de inyección y retiro de energía:

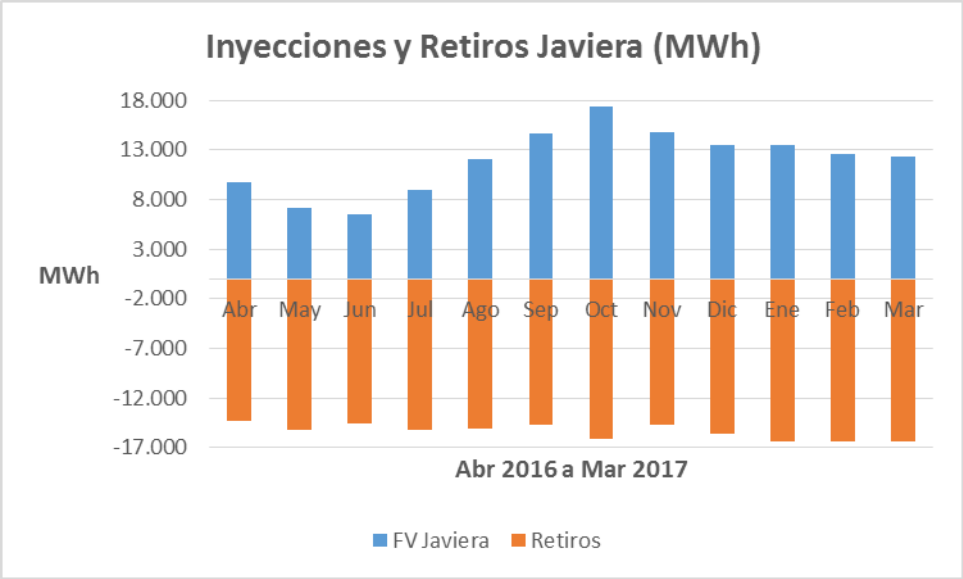

Figura 5.5. Inyecciones y retiros Javiera. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Pero al valorizar las inyecciones de Javiera, el resultado es negativo;

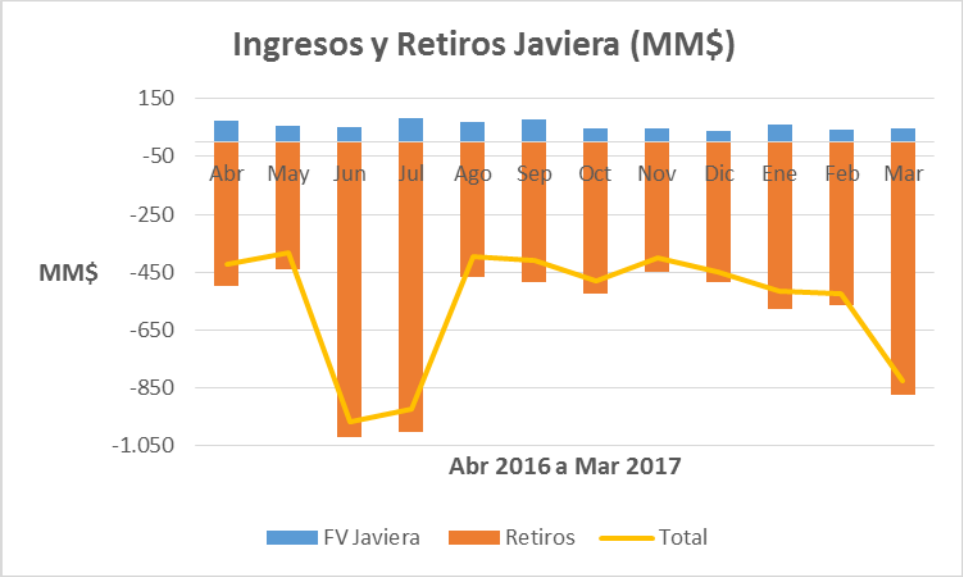

Figura 5.6. Ingresos y retiros Javiera. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Añadiendo los ingresos por el contrato la situación mejora a valores mayores a cero salvo los meses de junio y julio 2016, debido principalmente al aumento en los costos marginales por sequias y la indisponibilidad de la Central Nehuenco 2 por el incendio sufrido en su transformador principal a fines de junio 2016.

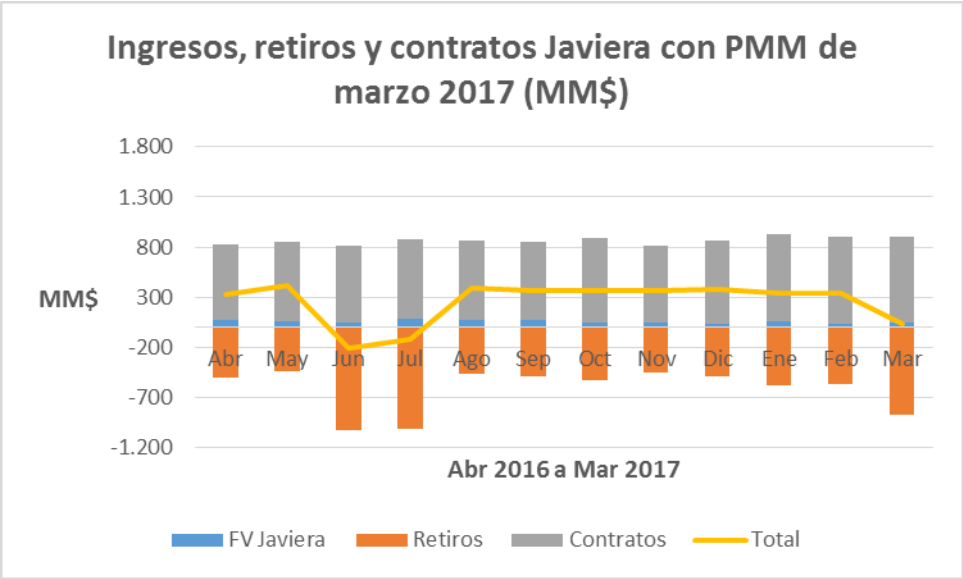

Figura 5.7. Ingresos, retiros y contratos Javiera con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al pensar en un sistema descongestionado y con CMg's acoplados los ingresos de Javiera aumentarían por el efecto de inyección tal como se observa en la siguiente figura;

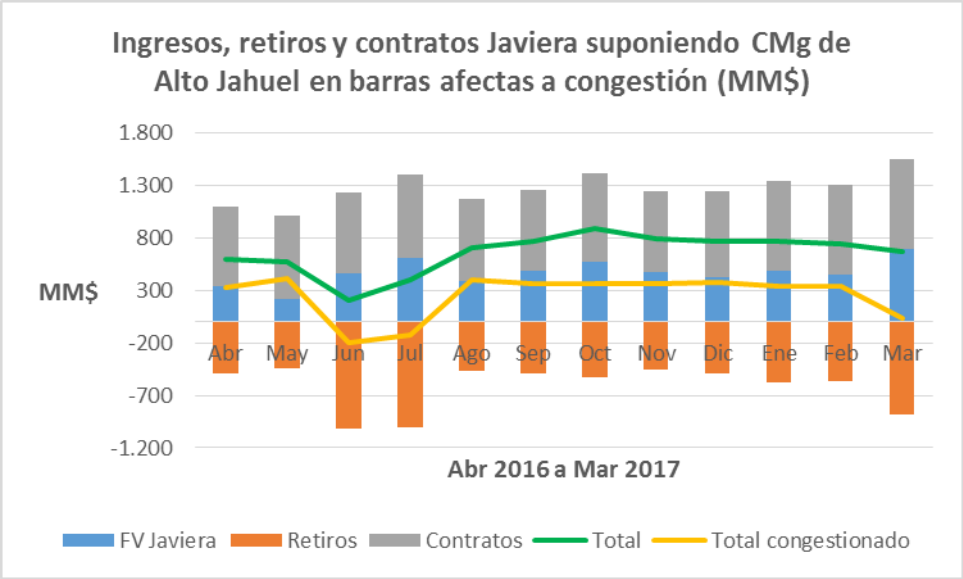

Figura 5.8. Ingresos, retiros y contratos Javiera con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, Javiera se encuentra actualmente afectada negativamente, y esto continuará así hasta que se pueda descongestionar el sistema.

Tabla 5.2. Aumento de ingresos de Javiera si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
267	158	412	525	314	408	525	425	390	425	408	645

5.1.3 LUZ DEL NORTE

Luz del Norte es una central solar fotovoltaica de 141 MW de potencia bruta que inyecta en la S/E Carrera Pinto que es una de las más congestionadas de la zona

y con costos marginales iguales a cero en gran parte del día, no posee contratos, por lo que todos sus ingresos dependen de la valorización que se haga de sus inyecciones, esto la hace una de las grandes perjudicadas por la situación actual.

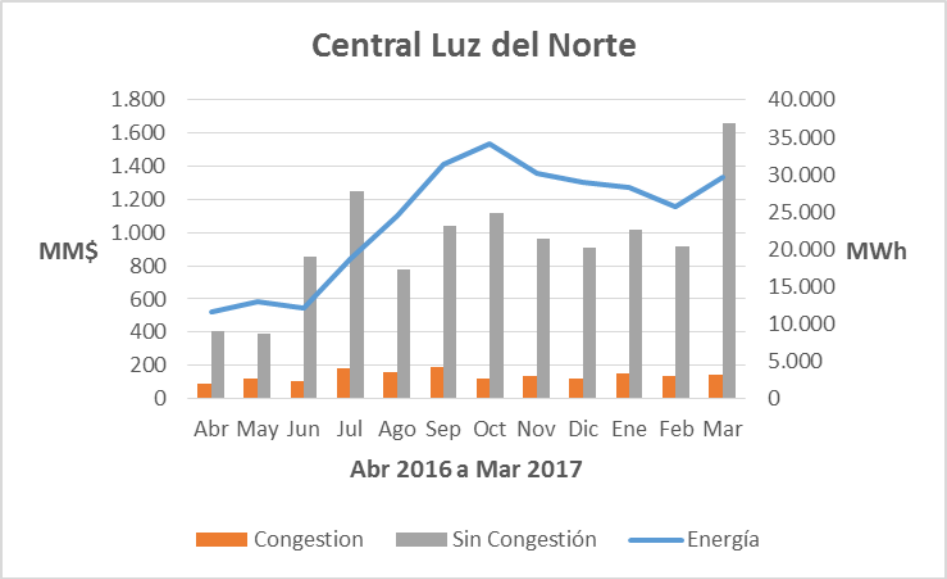

Figura 5.9. Inyecciones e ingresos de Luz del Norte para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Como se observa en la figura 5.9, si se pudiera valorizar a costo marginal de un sistema acoplado la energía inyectada por Luz del Norte podría aumentar aproximadamente unas 6 veces, en la tabla siguiente se observa aproximadamente lo que podrían aumentar sus ingresos en caso que el sistema se descongestionara

Tabla 5.3. Aumento de ingresos de Luz del Norte si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
317	273	748	1.069	615	854	1.003	826	793	862	783	1.513

5.1.4 AMANECER SOLAR

Amanecer Solar posee la central solar fotovoltaica Llano de Llampos de 101 MW de potencia bruta que inyecta en la S/E Cardones a través del Tapoff Cerro Negrete-Cardones. No posee contratos, por lo tanto, al igual que Luz del Norte solo tiene ingresos por sus inyecciones. También es una de las más perjudicadas con la situación actual, a continuación se observa la situación con y sin congestión, de acuerdo a los supuestos que se hicieron previamente, es decir, asumiendo los costos marginales de Alto-Jahuel como un valor referencial del sistema para poder comparar la situación actual con una sin congestión;

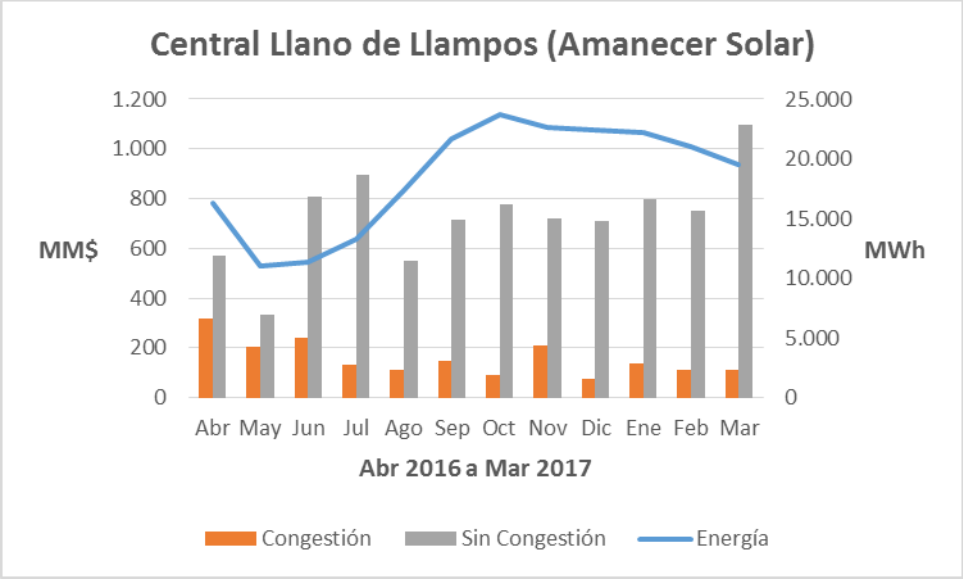

Figura 5.10. Inyecciones e ingresos de Amanecer Solar para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 5.4. Aumento de ingresos de Amanecer Solar si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
256	130	566	765	442	569	685	511	631	658	639	983

Por lo tanto, Amanecer Solar podría ver aumentados sus ingresos en unas 5 o 6 veces en caso que el sistema se descongestionara.

5.1.5 ENEL GENERACIÓN

Enel Generación es la principal generadora de Chile que opera un total de 6.351 MW en todo el país, y posee 6 centrales generadoras en la zona que actualmente se encuentra congestionada.

Tabla 5.5. Centrales de Enel Generación que inyectan en S/E afectas a congestión en períodos del día.

Central Generadora	Tipo	S/E de inyección	Potencia Bruta
D. de Almagro	Termo	S/E Diego de Almagro	23,8
Huasco	Termo	S/E Huasco 6.3kV	58
Monte Patria	Hidro	S/E Molles	18
Taltal	Termo	S/E Taltal 15kV	244,9
Canela	Eólica	S/E CANELA 23KV	18,15
Canela 2	Eólica	S/E Elevadora Canela II	60

Enel inyecta energía a lo largo de todo Chile y con fuentes de energía bien diversificadas, es por esto que mayormente no se encuentra afectada por los actuales costos marginales del Norte Chico y tampoco posee Centrales fotovoltaicas en la zona que son las que principalmente están siendo perjudicadas, es más, se está viendo favorecida por la situación actual, tal como se observa en la tabla 5.6;

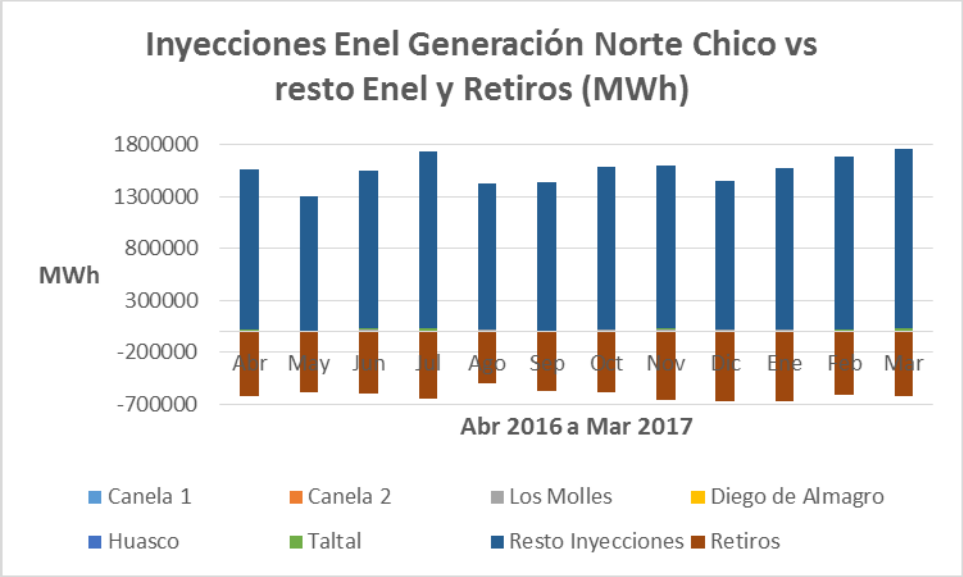

Figura 5.11. Inyecciones y Retiros Enel Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Como se observa en la figura 5.11, las inyecciones de las centrales que se encuentran en zonas congestionadas es despreciable comparado al resto de inyecciones de Enel y estas inyecciones son mucho mayores que sus retiros, unos 1000 GWh de diferencia mensual entre inyecciones y retiros. Si ahora se observa la valorización, la situación no difiere mucho;

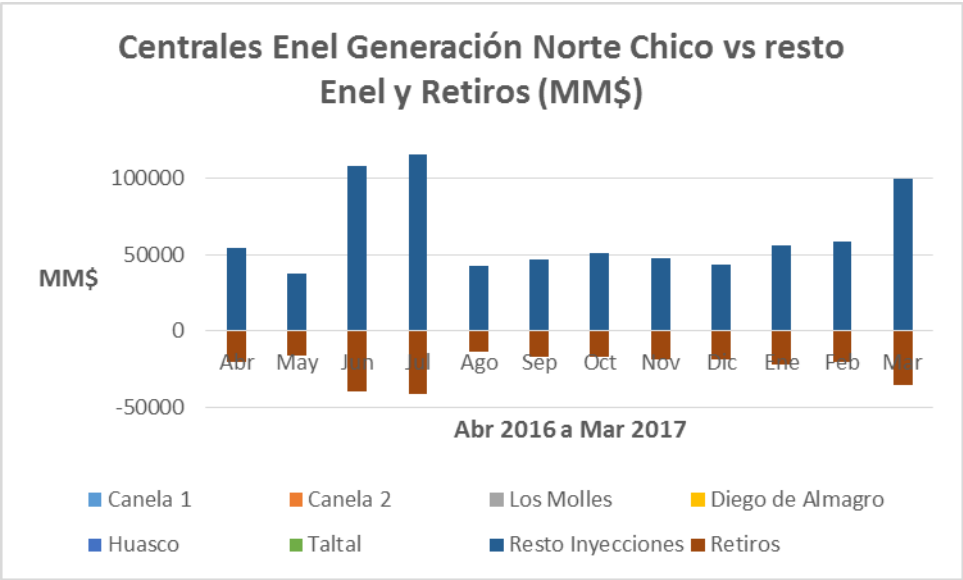

Figura 5.12. Ingresos y retiros Enel Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Ahora, si se agrega el efecto de los contratos, que Enel posee en abundancia tanto con clientes libres como con clientes regulados, se aprecia que la situación mejora, aumentando el margen de ganancia que ronda entre 50.000 y 100.000 MM$/mes (figura 5.13), el aumento en marzo 2017, junio y julio 2016 se debe al aumento en los costos marginales del sistema y como se vio anteriormente Enel inyecta aproximadamente 1.000 GWh más de lo que retira.

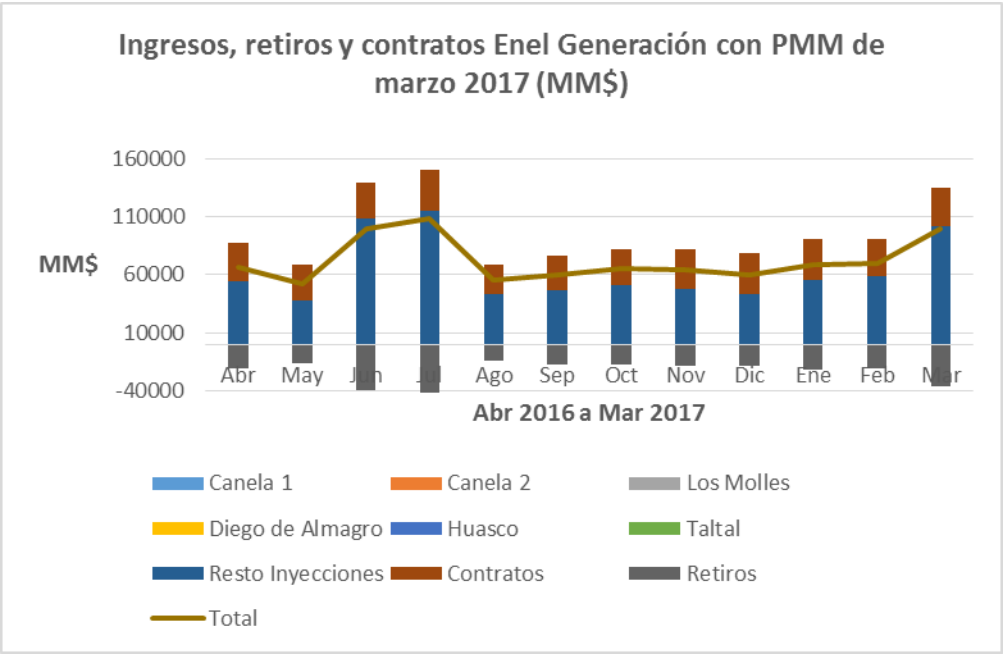

Figura 5.13. Ingresos, retiros y contratos Enel Generación con PMM marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación Coordinador Eléctrico Nacional.

Enel posee baja inyección en la zona congestionada, sin embargo, uno de sus principales retiros ocurre en la barra Maitencillo 220 kV que se encuentra congestionada durante el día, este gran bloque de energía retirada corresponde a la Minera Caserones, y esto hace que Enel se vea favorecida por la congestión;

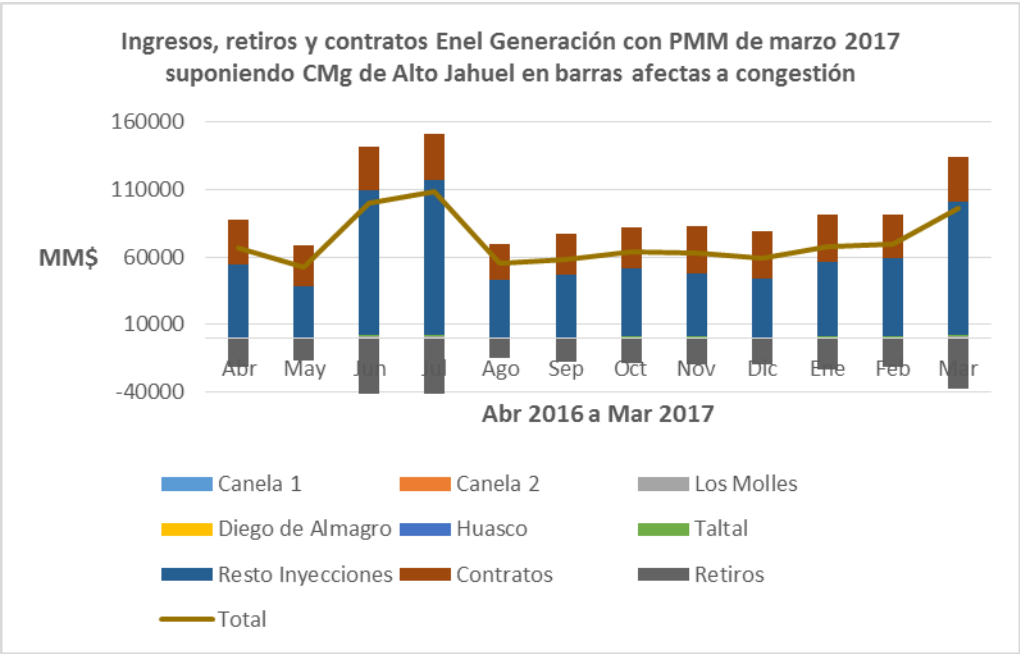

Figura 5.14. Ingresos, retiros y contratos Enel con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo que la actual congestión, al menos en el efecto de inyecciones y contratos estudiados en este capítulo muestran que Enel es una de las pocas empresas favorecidas con la situación actual, en la siguiente tabla se muestra la cantidad que Enel podría dejar de percibir en caso que el sistema se descongestionara;

Tabla 5.6. Disminución de ingresos de Enel Generación si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
-295	-365	-52	2	-638	-1.251	-1.145	-833	-1.208	-971	-450	-2.965

5.1.6 EÓLICA ARRAYAN

Eólica Arrayan Posee el Parque Eólico del mismo nombre con una potencia bruta instalada de 115 MW y que inyecta en la S/E Don Goyo 220 kV que secciona uno de los circuitos Pan de Azúcar – Las Palmas, este tramo del SIC tiene una fuerte presencia de energía Eólica, por lo tanto, se tiende a congestionar cuando

aumenta el recurso eólico, sin embargo, el grado de congestión es menor comparado con las líneas de más al Norte. También tiene un contrato de suministro de energía con minera Los Pelambres, por lo que efectúa retiros en Quillota 220 kV (sin congestión)

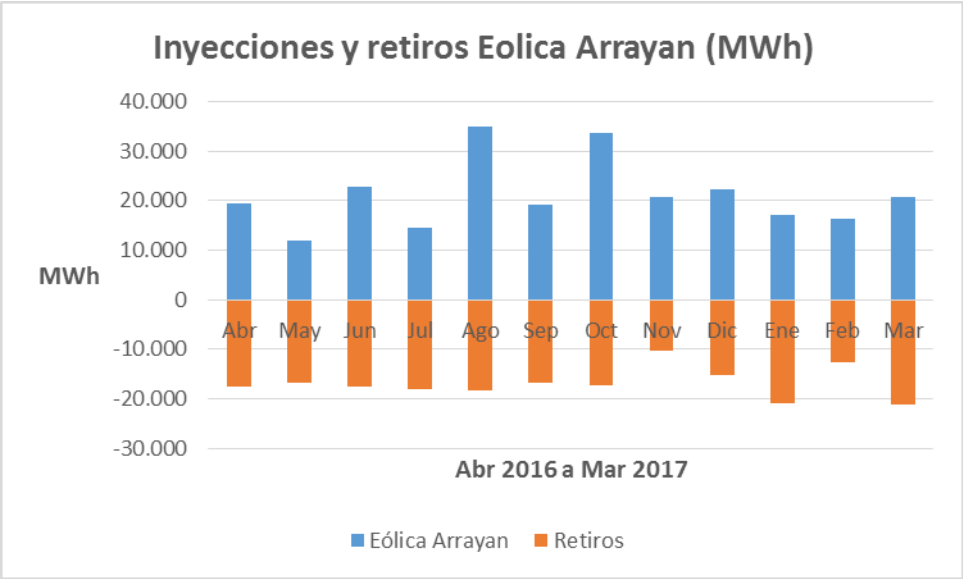

Figura 5.15. Inyecciones y retiros Eólica Arrayan. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Las inyecciones y retiros físicos de energía van casi parejos, sin embargo, al valorizarlos (las inyecciones en Don Goyo 220 kV y los retiros en Quillota 220 kV) se tiene un resultado desfavorable, tal como se observa en la figura siguiente;

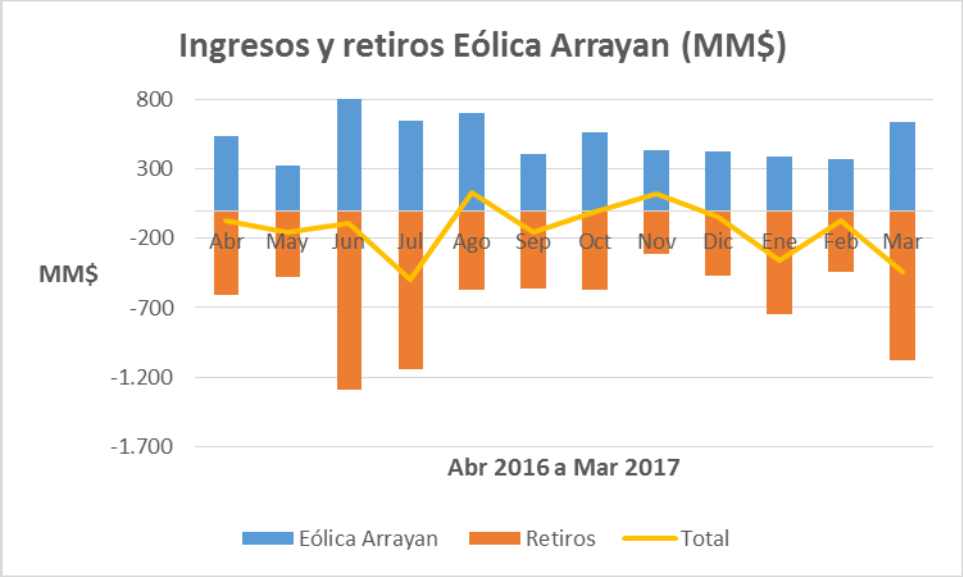

Figura 5.16. Ingresos y retiros Eólica Arrayan. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al agregar los ingresos por efecto de contratos, la situación mejora teniendo retornos mayores a cero, ver figura 5.17;

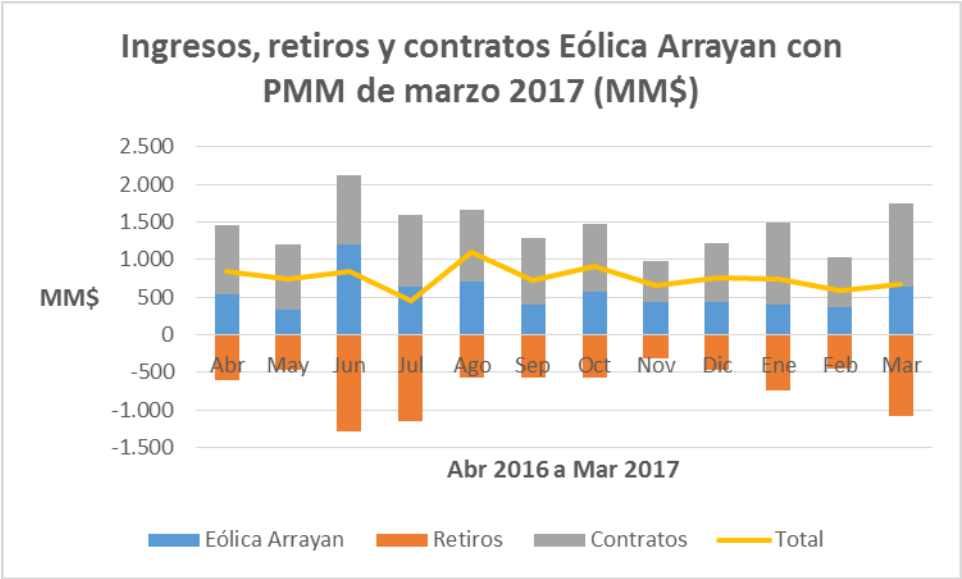

Figura 5.17. Ingresos, retiros y contratos Eólica Arrayan con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, si se supone un sistema descongestionado inyectando a CMg de Alto Jahuel 220 kV, se tiene un aumento de los ingresos por efecto de mayor valorización en la inyección del orden de entre 200 y 500 MM$ mensuales, ver tabla 5.7.

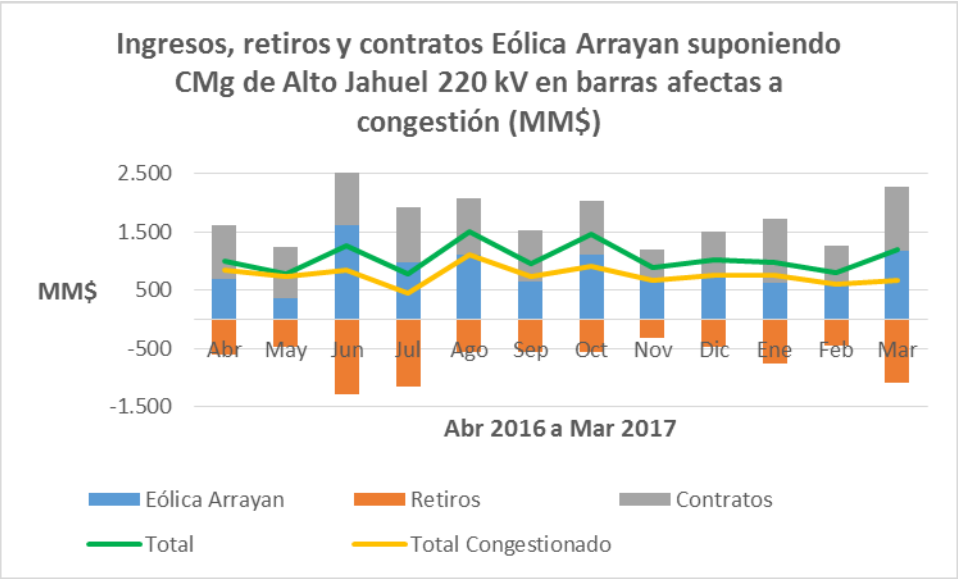

Figura 5.18. Ingresos, retiros y contratos Eólica Arrayan con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 5.7. Aumento de ingresos de Eólica Arrayan si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
147	36	413	331	410	231	540	217	274	219	214	525

5.1.7 PANGUIPULLI

Eléctrica Panguipulli posee 4 centrales afectadas en su inyección por la actual congestión en el SIC Norte, estas son:

Tabla 5.8. Centrales de Eléctrica Panguipulli que se encuentran afectas a congestión. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Central Generadora	Tipo	S/E de inyección	Potencia Bruta
LALACKAMA	Solar	Línea Diego de Almagro - Paposo 220 kV	55
CHAÑARES	Solar	TAP-OFF D. ALMAGRO - SALADO 110 kV	36
EÓLICA TALINAY PONIENTE	Eólica	TAP-OFF P. AZUCAR - L. PALMAS 220 kV	60,6
LALACKAMA 2	Solar	Línea Diego de Almagro - Paposo 220 kV	16,5

Tiene también unidades hidráulicas de pasada en el sur que le permiten diversificar su matriz de generación. En la siguiente figura la columna azul (resto inyecciones) representa las inyecciones del grupo que no se encuentran sujetas a congestión.

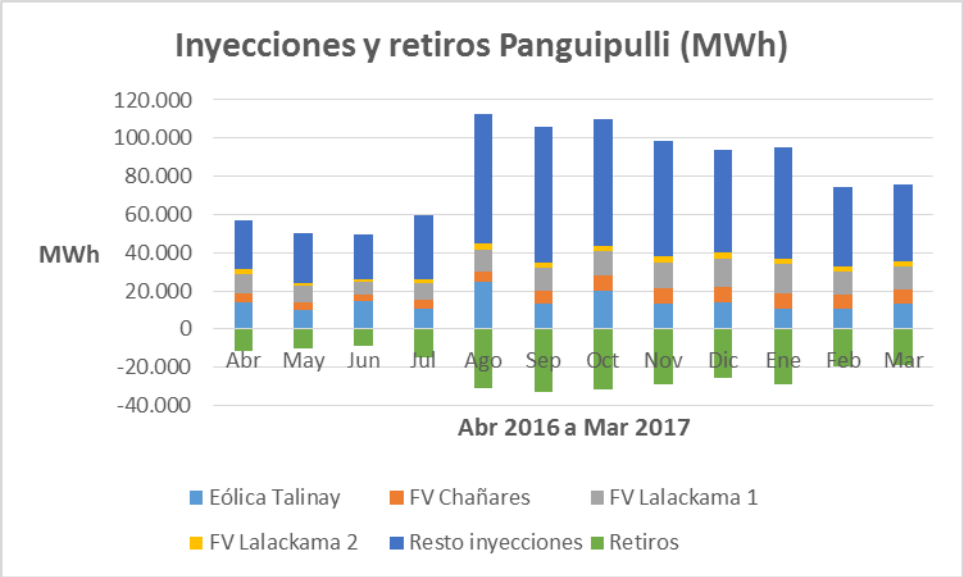

Figura 5.19. Inyecciones y retiros Panguipulli. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al verificar los ingresos se observa como las centrales fotovoltaicas Chañares, Lalackama y Lalackama 2 prácticamente desaparecen de la escena, esto es por su menor inyección y los costos marginales bajos (figura 5.20).

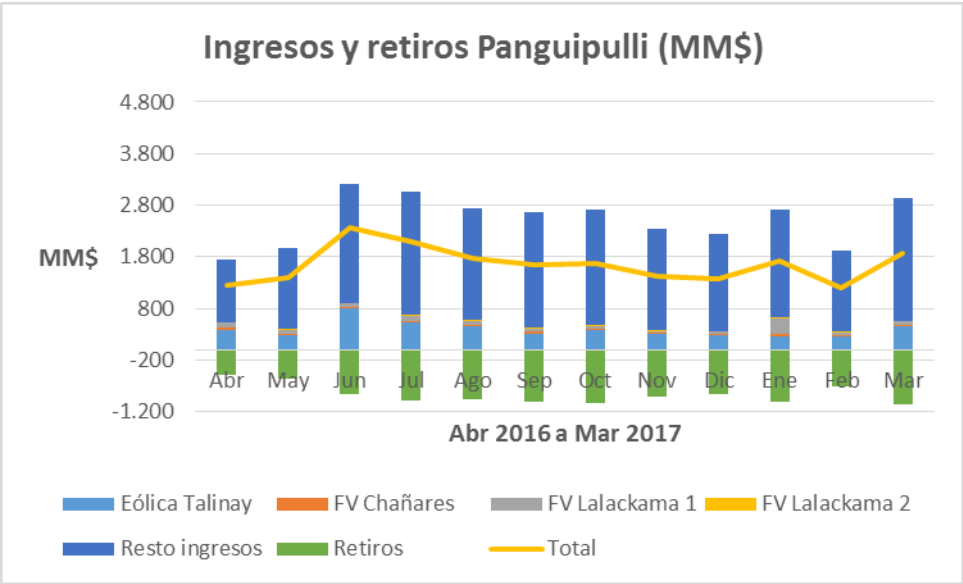

Figura 5.20. Ingresos y retiros Panguipulli. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Si comparamos el actual escenario con uno no congestionado, se tendrá un aumento en la valorización de las inyecciones y por tanto mayores retornos para la empresa. Panguipulli también tiene un alto grado de afectación por los actuales costos marginales.

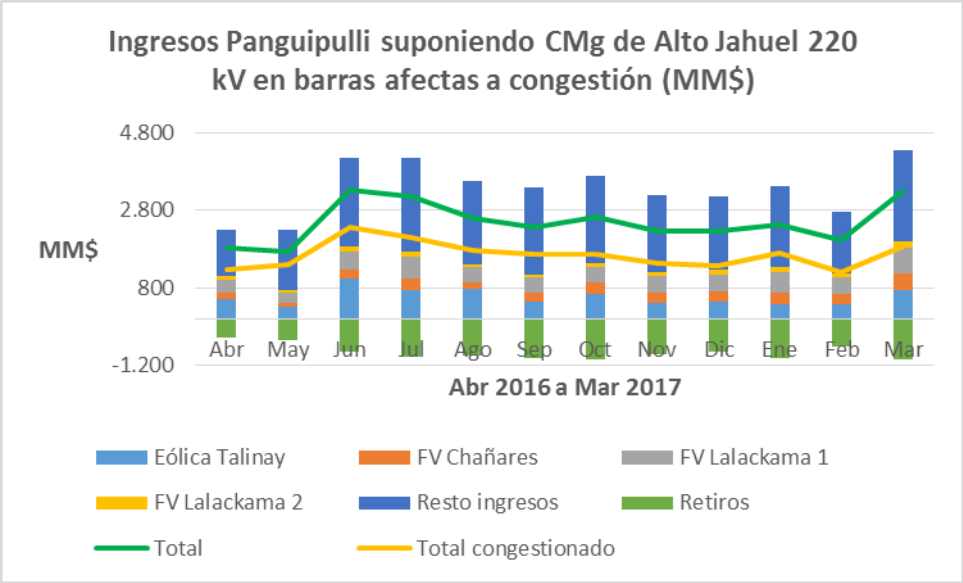

Figura 5.21. Ingresos Eléctrica Panguipulli suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, el aumento de ingresos si no hubiera congestión sería:

Tabla 5.9. Aumento de ingresos de Eléctrica Panguipulli si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
562	326	944	1.066	832	723	961	833	907	707	828	1.419

5.1.8 LOS CURUROS

Eólica Los Cururos posee un Parque Eólico de potencia Bruta 109,6 MW, que inyecta en S/E La Cebada 220 kV, que secciona uno de los circuitos Pan de Azúcar – Las Palmas y se encuentra al igual que Eólica Arrayan en una zona con fuerte presencia del recurso eólico, por lo tanto, afectada por bajos costos marginales en presencia de aumentos en este recurso. Posee contratos con Enel Distribución y Mall Plaza que empezaron en marzo de este año. A continuación se observan sus inyecciones y retiros.

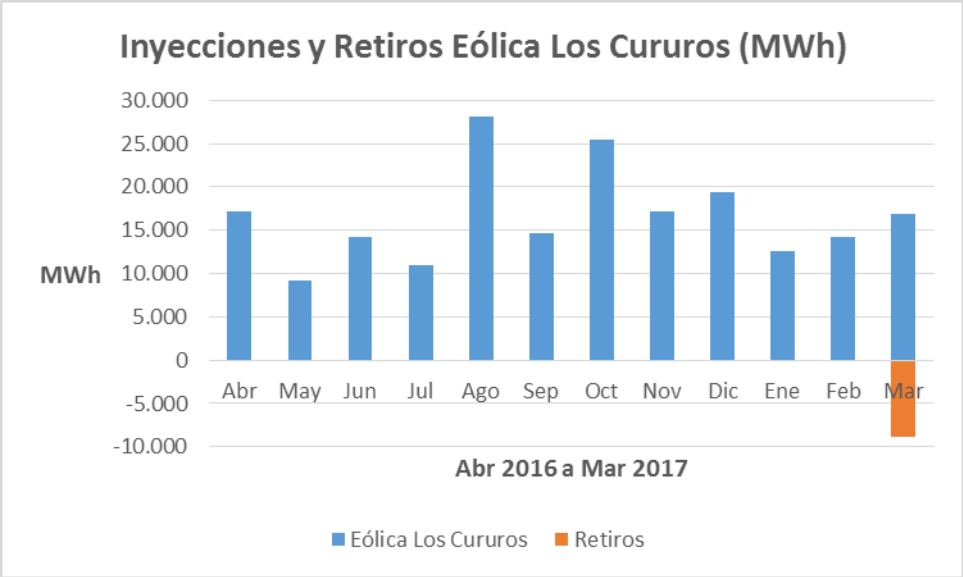

Figura 5.22. Inyecciones y retiros Eólica Los Cururos. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Ahora, valorizando sus inyecciones y retiros se tienen los siguientes resultados

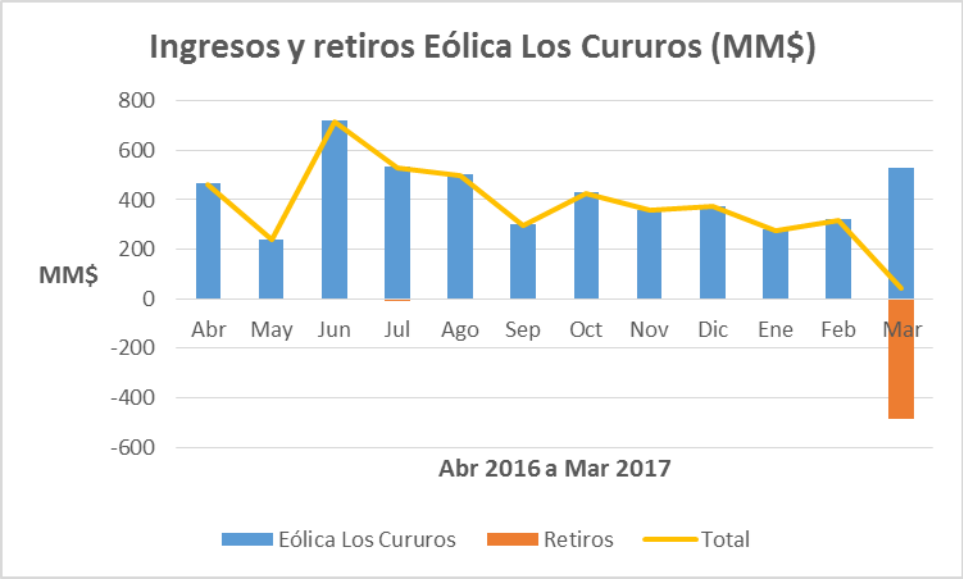

Figura 5.23. Ingresos y retiros Eólica Los Cururos. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Si nuevamente, al igual que en los análisis anteriores se agrega el efecto contratos, se tendrá que:

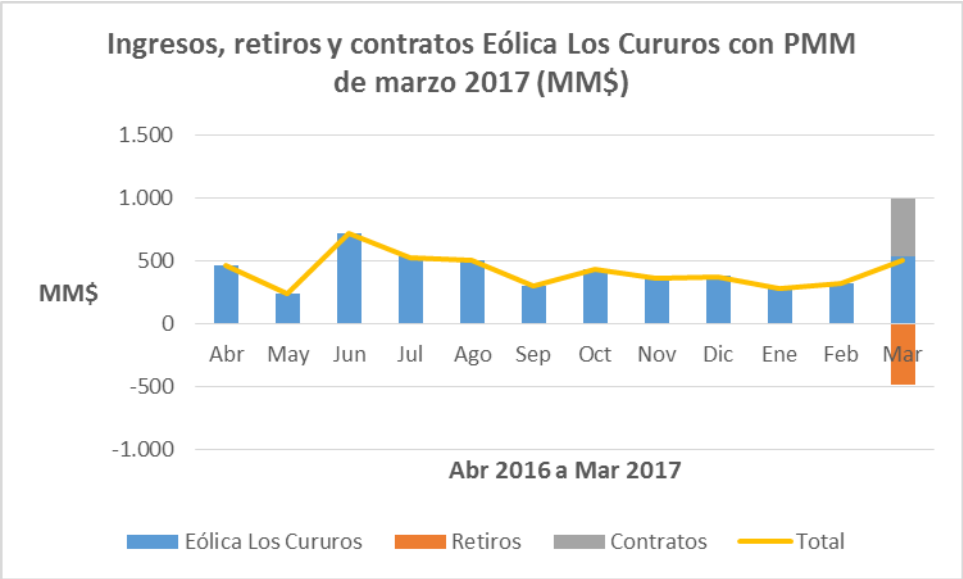

Figura 5.24. Ingresos, retiros y contratos Eólica Los Cururos con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Donde se observan valores mayores que cero, que podrían mejorar en el caso que el sistema no estuviera congestionado y de esta forma aumentar los ingresos por efecto de inyección, ver figura siguiente:

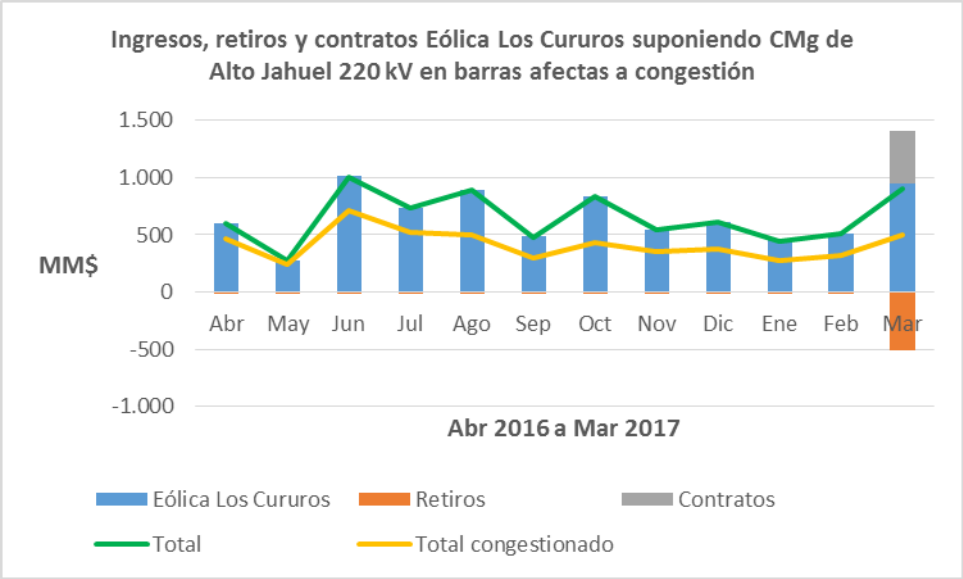

Figura 5.25. Ingresos, retiros y contratos Eólica Los Cururos con PMM marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, se tendrá que Eólica Los Cururos podría ver un aumento en sus ingresos si se descongestionara el sistema, ver tabla siguiente.

Tabla 5.10. Aumento de ingresos de Eólica Los Cururos si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
136	38	291	203	392	183	405	190	238	170	188	400

5.1.9 CONEJO SOLAR

Conejo Solar es una Central Fotovoltaica de 104 MW de potencia bruta, que inyecta en S/E San Francisco 220 kV que secciona uno de los circuitos que va desde la Central Taltal de Enel hasta la S/E Diego de Almagro y que tiene grandes problemas con los bajos costos marginales. Posee un contrato de venta

de energía con Minera Los Pelambres que empezó en octubre 2016, este contrato le permitiría aumentar sus ganancias. En la figura siguiente se tienen las inyecciones y retiros físicos de energía que se ven balanceados en cuanto a su magnitud desde que entró en vigencia el contrato con Los Pelambres.

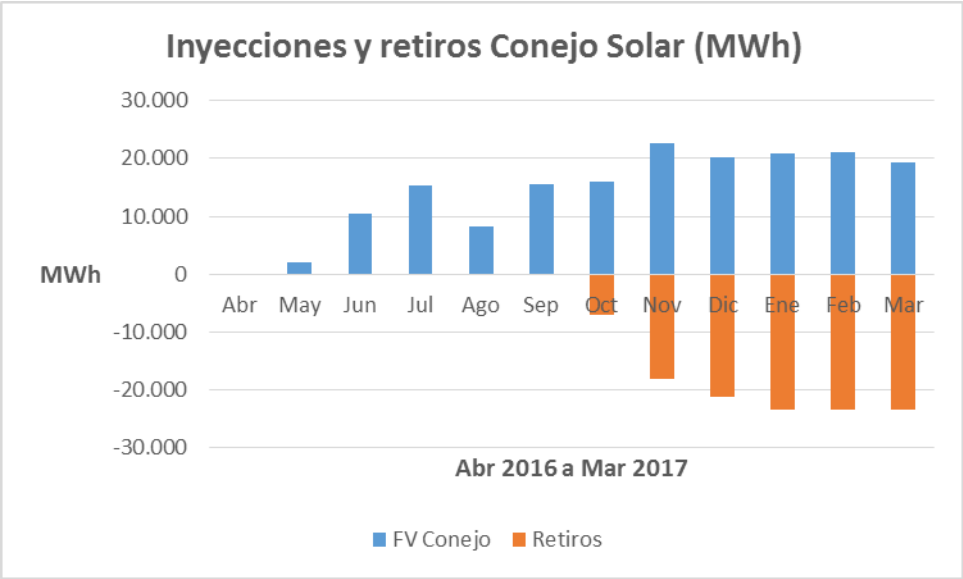

Figura 5.26. Inyecciones y retiros Conejo Solar. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Sin embargo, al valorizar estas inyecciones la situación resulta muy desfavorable, ver figura 5.27;

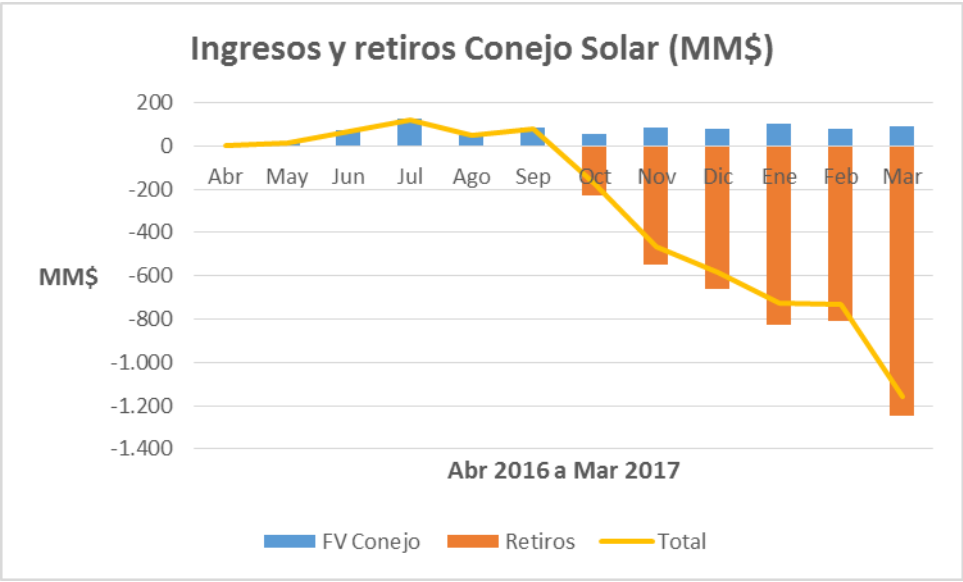

Figura 5.27. Ingresos y retiros Conejo Solar. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Ahora, al agregar el precio de venta de energía del contrato con Los Pelambres, los ingresos por este balance resultan positivos, ver figura 5.28.

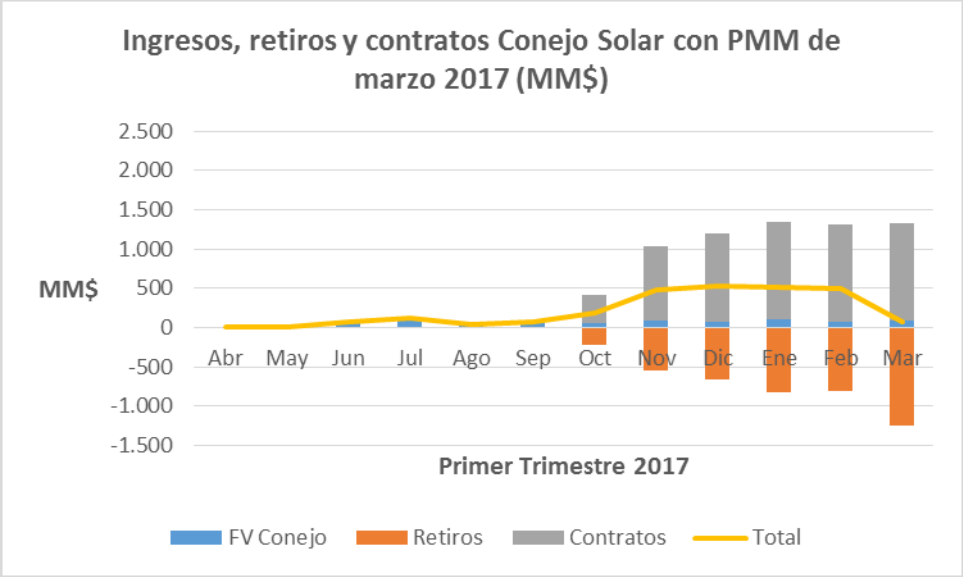

Figura 5.28. Ingresos, retiros y contratos Conejo Solar con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Pero siguen siendo bajos pensando que podrían aumentar los ingresos por efecto de inyección al descongestionarse el sistema, quedando el balance monetario de la siguiente manera;

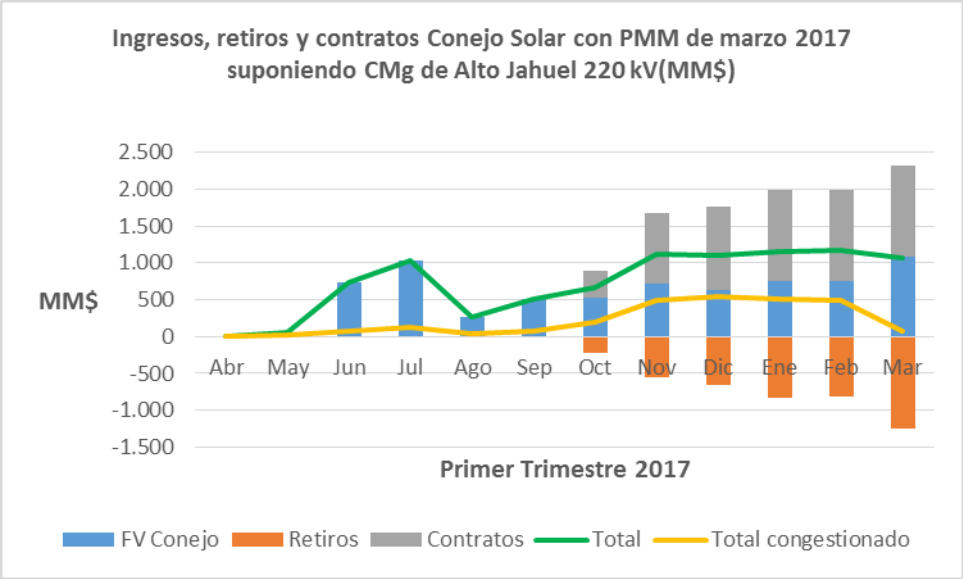

Figura 5.29. Ingresos, retiros y contratos Conejo Solar con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al aumentar los ingresos por la valorización de la inyección, se tendría un escenario mucho más favorable, que implicaría aumentos de entre 200 y 1.000 MM$ mensuales dependiendo de los costos marginales del sistema. Ver tabla 5.11.

Tabla 5.11. Aumento de ingresos de Conejo Solar si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
0	42	665	913	214	432	470	636	559	645	679	998

5.1.10 BARRICK GENERACIÓN

Barrick posee las centrales térmica Punta Colorada de 17 MW de potencia bruta y eólica Punta Colorada de 20 MW de potencia bruta, ambas inyectan su energía en la S/E Punta Colorada, no posee contratos de venta de energía y todos sus retiros son los realizados por la central térmica Punta Colorada para servicios auxiliares, su mayor aporte de energía es a través de la central eólica, la central térmica solo ha aportado en períodos de escasez en la oferta de energía. En la siguiente figura se observan las inyecciones y retiros físicos de energía.

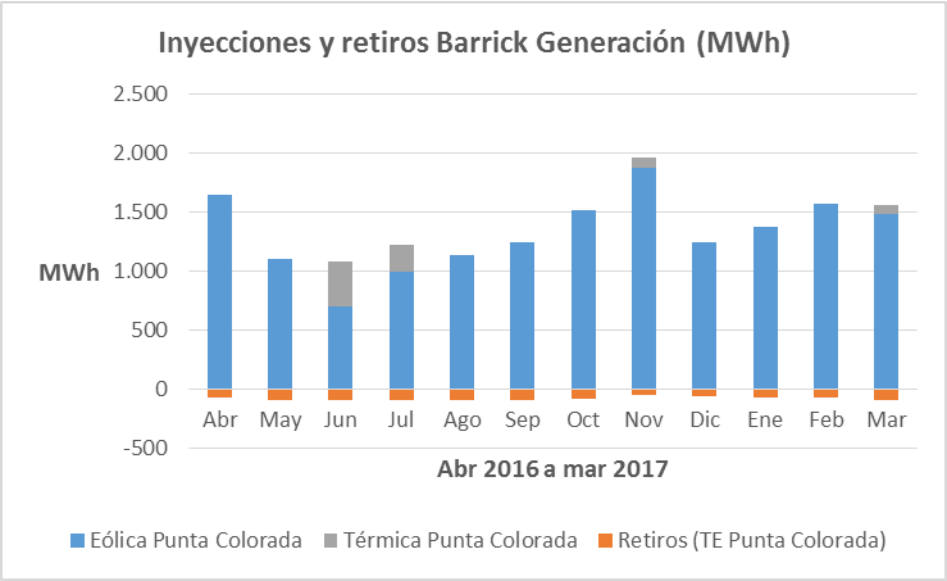

Figura 5.30. Inyecciones y retiros Barrick Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Si se valoriza la energía inyectada y retirada a CMg, se tienen valores positivos pero bajos, esto debido a que posee centrales pequeñas.

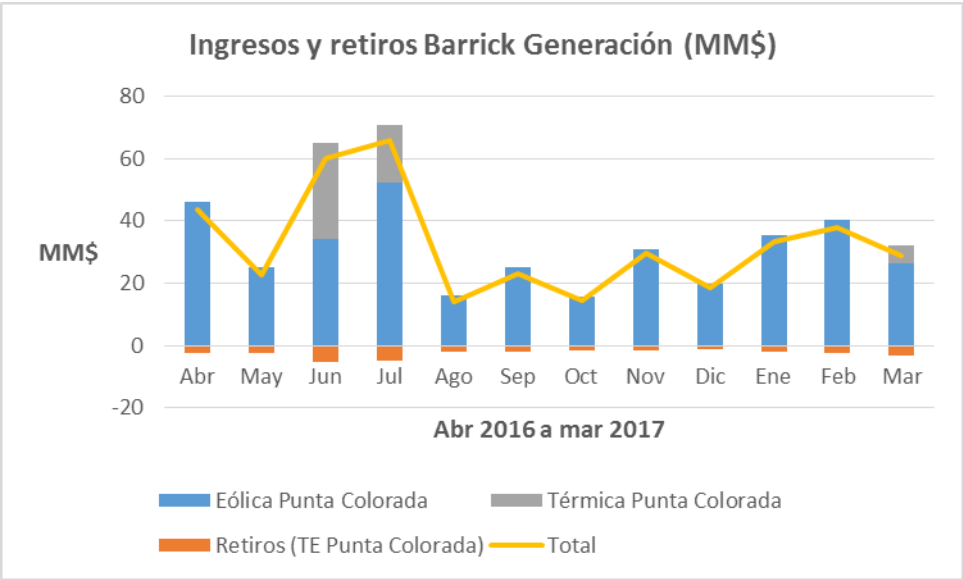

Figura 5.31. Ingresos y retiros Barrick Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Luego, considerando un sistema descongestionado y valorizando estas inyecciones y retiros a CMg de Alto Jahuel 220 kV, se tiene el siguiente resultado;

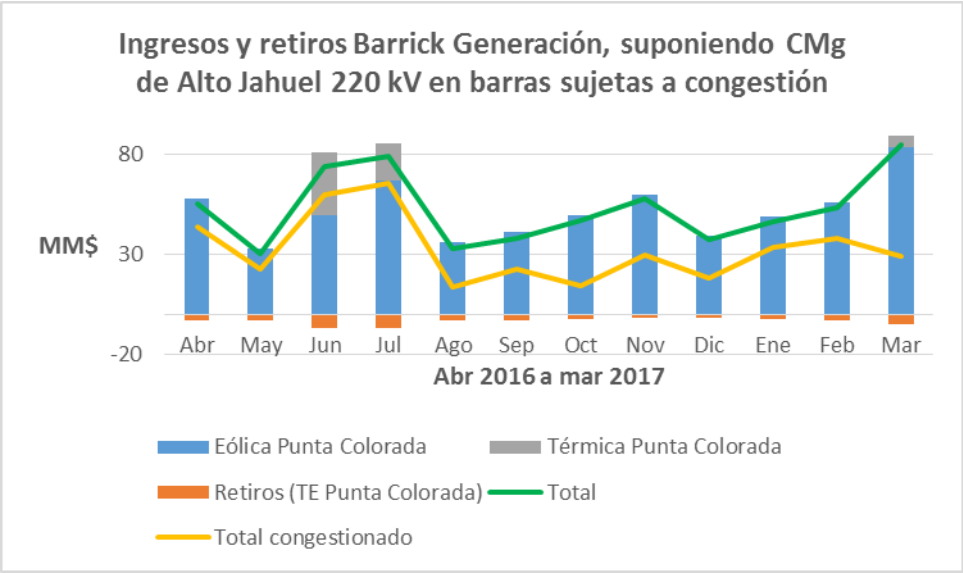

Figura 5.32. Ingresos Barrick Generación suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, Barrick Generación estaría dejando de percibir entre 7 y 55 millones de pesos mensuales producto de la actual congestión en el sistema de transmisión.

Tabla 5.12. Aumento de ingresos de Barrick Generación si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
11,5	7,5	14,3	13,2	19,2	15,1	32,9	28,5	18,9	13,3	15,7	55,7

5.1.11 EÓLICA MONTE REDONDO

Monte Redondo pertenece al grupo Engie, con fuerte presencia en el SING, siendo esta central eólica de 48 MW junto con la central hidráulica de pasada Laja los activos de generación que este grupo posee en el actual SIC. Monte Redondo inyecta su energía en uno de los circuitos Pan de Azúcar – Las Palmas en 220 kV, en una zona predominantemente eólica y, por lo tanto, con un grado menor de congestión. A continuación se muestran las inyecciones que contemplan a Eólica Monte Redondo y Laja, además, de pequeños retiros a partir de diciembre de 2016;

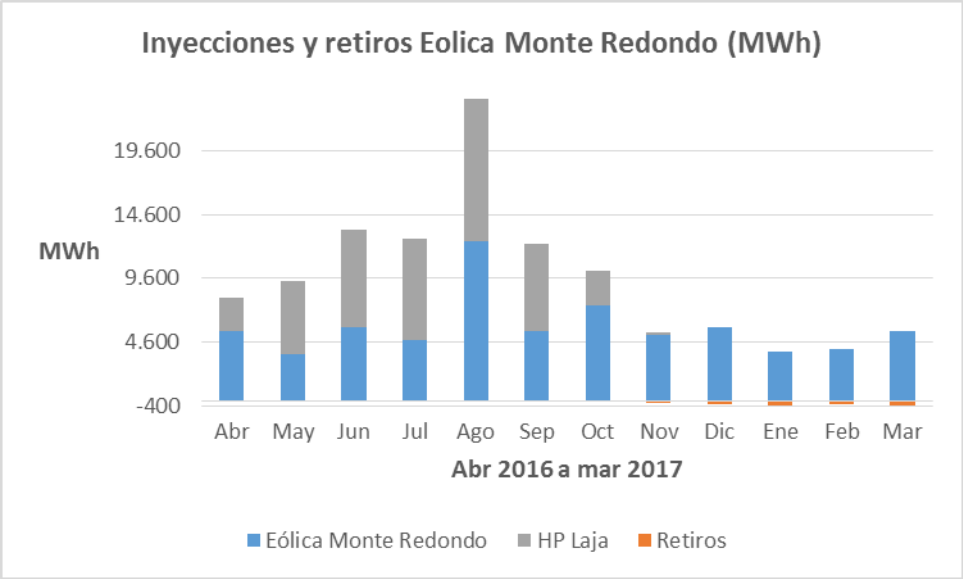

Figura 5.33. Inyecciones y retiros Eólica Monte Redondo. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al valorizar las inyecciones de Monte Redondo y Laja se tiene el siguiente resultado;

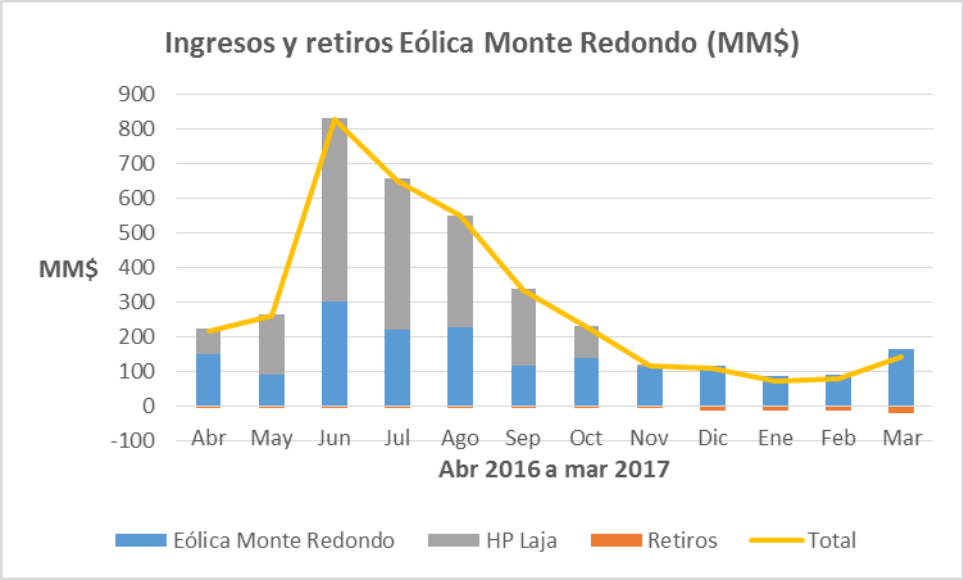

Figura 5.34. Ingresos y retiros Eólica Monte Redondo. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Los ingresos por las inyecciones de Laja fueron levemente superiores a los ingresos por Eólica Monte Redondo, considerando la proporción de la magnitud de sus inyecciones, esto debido a la pequeña diferencia en los costos marginales en donde inyecta Monte Redondo y Laja.

Al incorporar el efecto de los contratos, se observa que prácticamente no se altera la situación anterior, esto ocurre porque la magnitud de sus retiros es muy baja, ver figura siguiente;

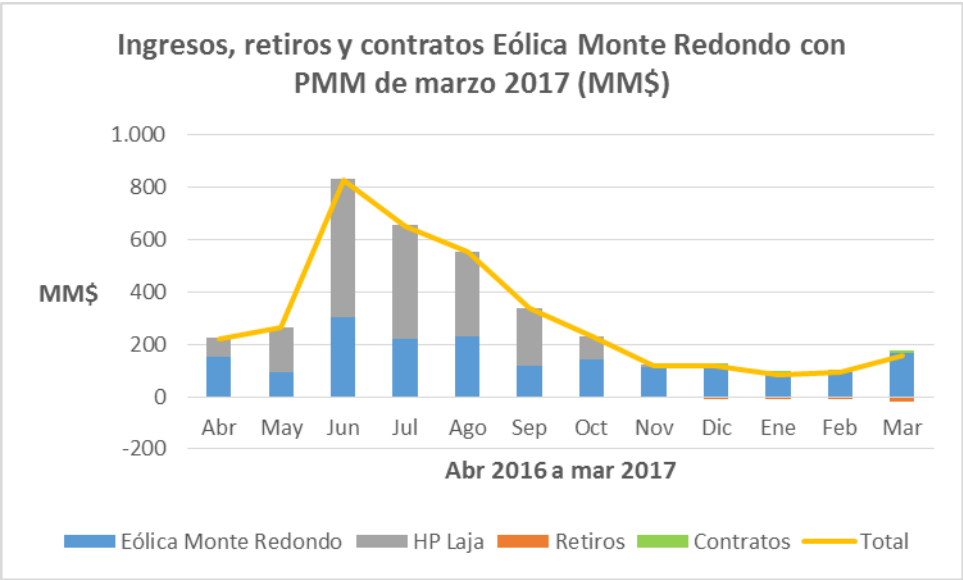

Figura 5.35. Ingresos, retiros y contratos Eólica Monte Redondo con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Luego, considerando un sistema descongestionado y valorizando estas inyecciones y retiros a CMg de Alto Jahuel 220 kV, se tiene el siguiente resultado;

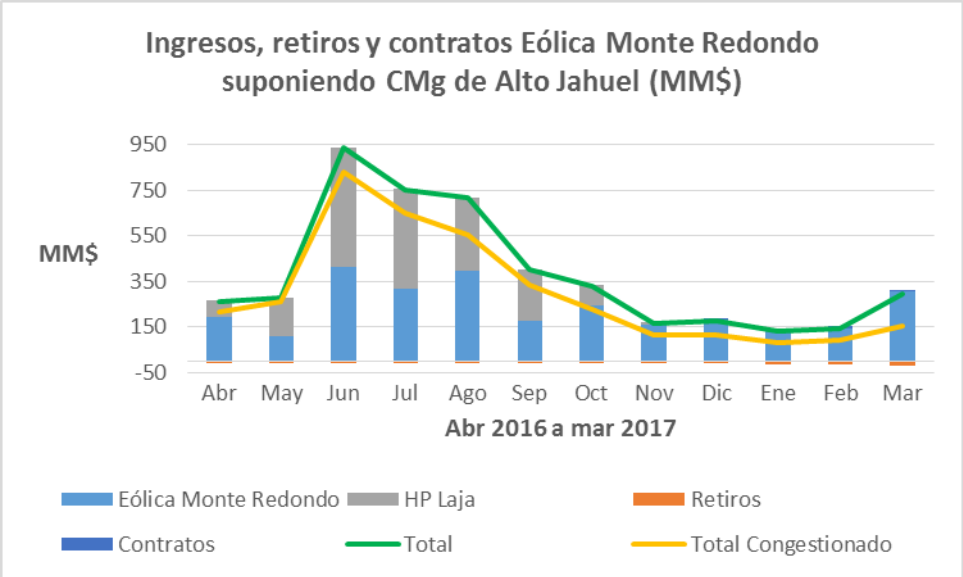

Figura 5.36. Ingresos, retiros y contratos Eólica Monte Redondo con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Del gráfico se desprende que Monte Redondo dejó de percibir mensualmente durante el período analizado entre 16 y 140 MM$. Esto se muestra en la siguiente tabla;

Tabla 5.13. Aumento de ingresos de Eólica Monte Redondo si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
43,2	16,3	107,6	100,9	167,8	62,8	104,0	49,2	61,9	50,7	52,5	139,9

5.1.12 NORVIND (CENTRAL EÓLICA TOTORAL)

Central Totoral es una Central Eólica de 46 MW ubicada en la comuna de Canela, que no posee contratos de venta de energía y solo recibe ingresos por inyección a través de la venta al mercado Spot, a continuación se observa la evolución de sus ingresos por concepto de inyección en el período analizado, versus su comportamiento supuesto en caso que el sistema no hubiera estado sujeto a congestión;

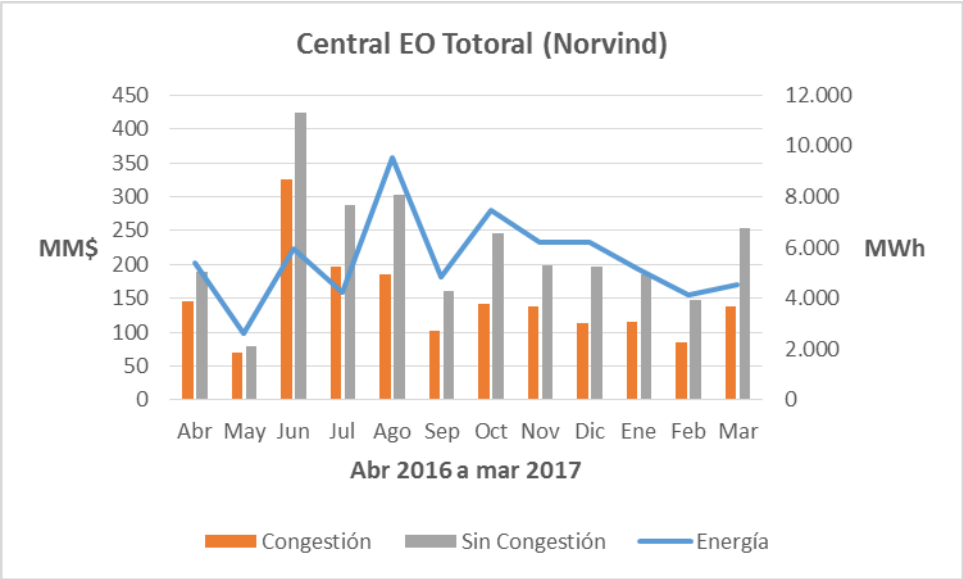

Figura 5.37. Inyecciones e ingresos de Norvind para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

En todos los meses se pudo haber percibido más, considerando un sistema descongestionado. La siguiente tabla muestra el aumento en los ingresos que Norvind hubiera recibido por el efecto inyección;

Tabla 5.14. Aumento de ingresos de Norvind si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
43	10	97	90	117	58	104	60	83	69	64	115

Este aumento en los ingresos hubiera sido del orden de entre 10 y 120 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal.

5.1.13 CENTRAL CARDONES

Cardones es una Central térmica de tecnología turbina a gas de ciclo abierto a diesel con una capacidad de 153 MW, además posee una planta piloto solar fotovoltaica de 0,4 MW que resulta irrelevante para el presente análisis. Esta central inyecta su energía en la S/E Cardones y según los balances de facturación solo posee retiros correspondientes a sus servicios auxiliares, a continuación se muestra la evolución de sus inyecciones y retiros durante el período analizado;

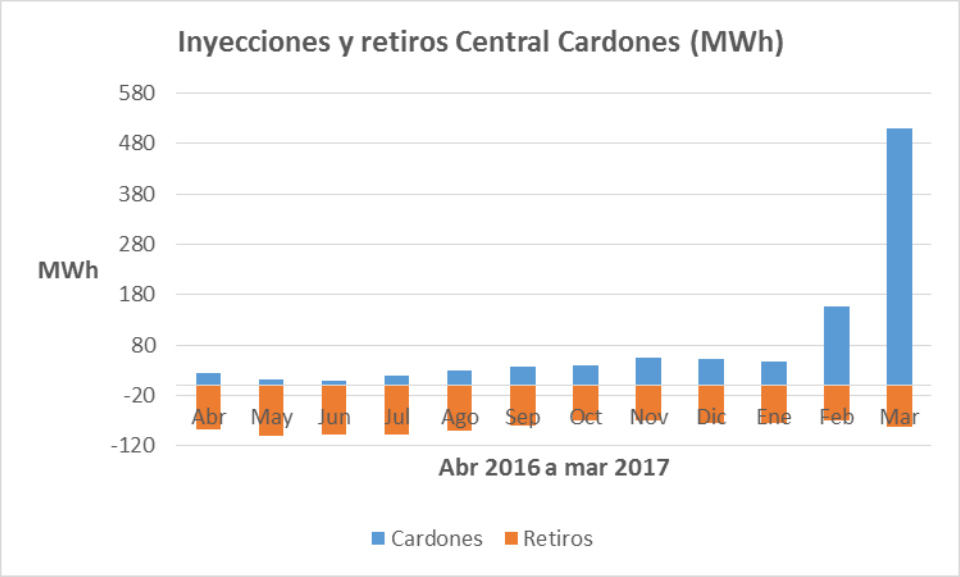

Figura 5.38. Inyecciones y retiros Central Cardones. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Valorizando estas inyecciones y retiros al costo marginal en su punto de inyección se obtienen números negativos durante casi todo el período analizado, esto ocurrió porque sus retiros físicos fueron mayores a sus inyecciones;

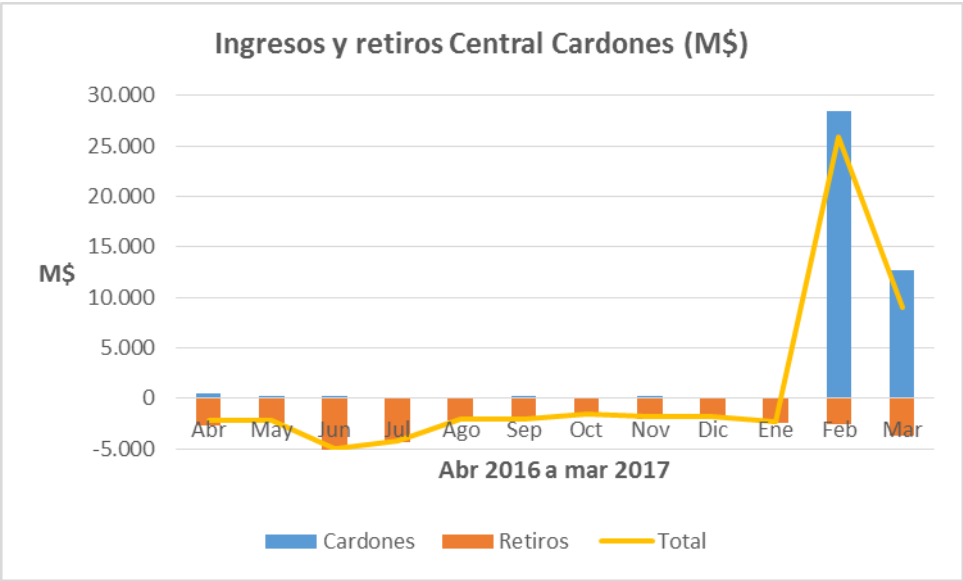

Figura 5.39. Ingresos y retiros Central Cardones. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Ahora, al valorizar sus inyecciones a CMg de Alto Jahuel 220 kV (caso sin congestión), vemos resultados que en algunos casos es positivo y en otros negativo, esto debido a las cantidades monetarias bajas que añaden incertidumbre al supuesto.

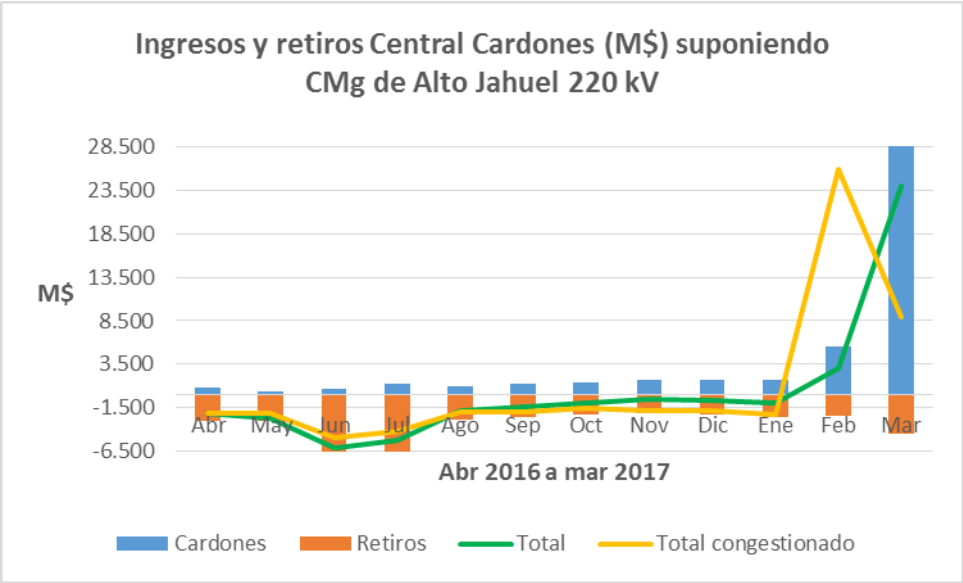

Figura 5.40. Ingresos y retiros Central Cardones suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

A continuación, la variación en los ingresos en caso de un sistema descongestionado;

Tabla 5.15. Aumento/disminución de ingresos de Central Cardones si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (M$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
-34	-461	-1.175	-1.082	162	599	648	1.321	1.166	1.435	-22.831	15.105

5.1.14 GUACOLDA

Guacolda es la central termoeléctrica más importante en cuanto a capacidad instalada y energía generada de este subsistema, posee 5 unidades que suman un total de 760 MW. Estas unidades se deben mantener en servicio durante el

día aún cuanto económicamente no corresponda, debido a temas de seguridad del sistema producto de la intermitencia de la generación renovable presente en la zona.

Es debido a esto que se le debe compensar la diferencia entre sus costos variables y los costos marginales de inyección, y esto genera más perjuicio económico a los generadores que efectúan retiros en la zona congestionada, este efecto se analiza más adelante. A continuación se muestran sus inyecciones y retiros;

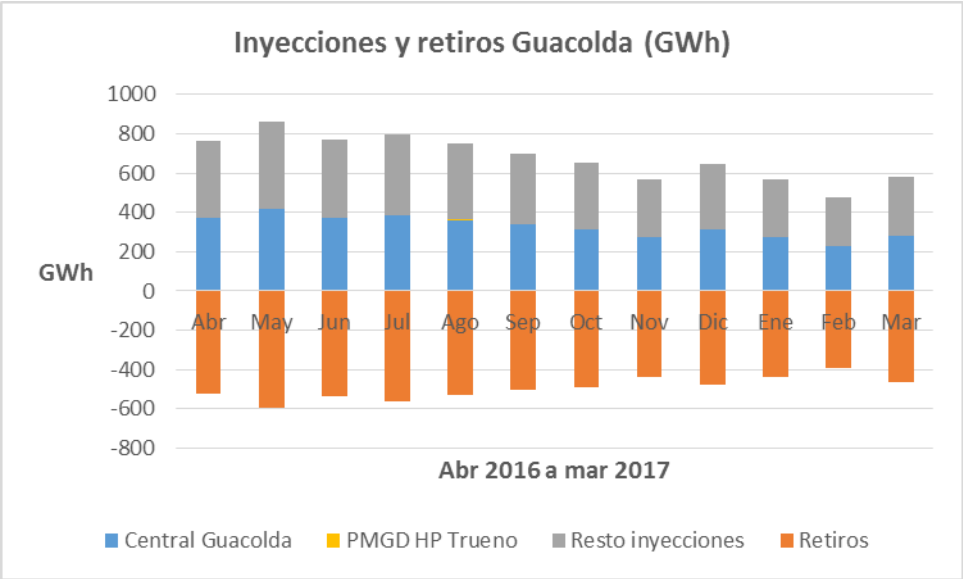

Figura 5.41. Inyecciones y retiros Guacolda. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se observa, que sus inyecciones han sido superiores a sus retiros a pesar de la restricción de mantenerse al mínimo técnico durante gran parte del día. Luego, al valorizar sus inyecciones y retiros se tiene el siguiente resultado;

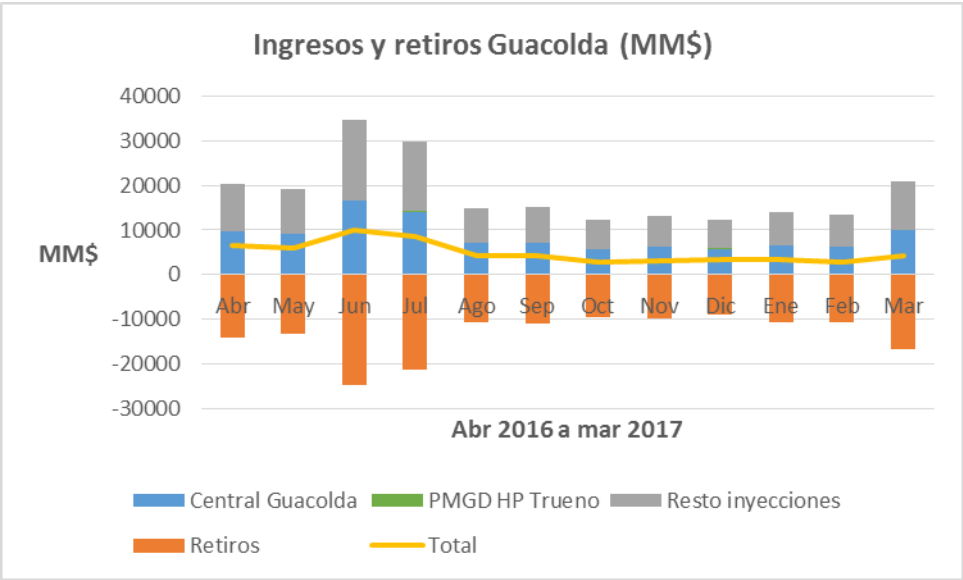

Figura 5.42. Ingresos y retiros Guacolda. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se tienen valores positivos, a pesar de valorizar a costos inferiores durante el día, esto debido a la mayor cantidad de energía inyectada versus la retirada, y además, casi la totalidad de estos retiros se realiza en la zona congestionada.

Ahora, si se añade el efecto contratos, la evolución queda de la siguiente forma;

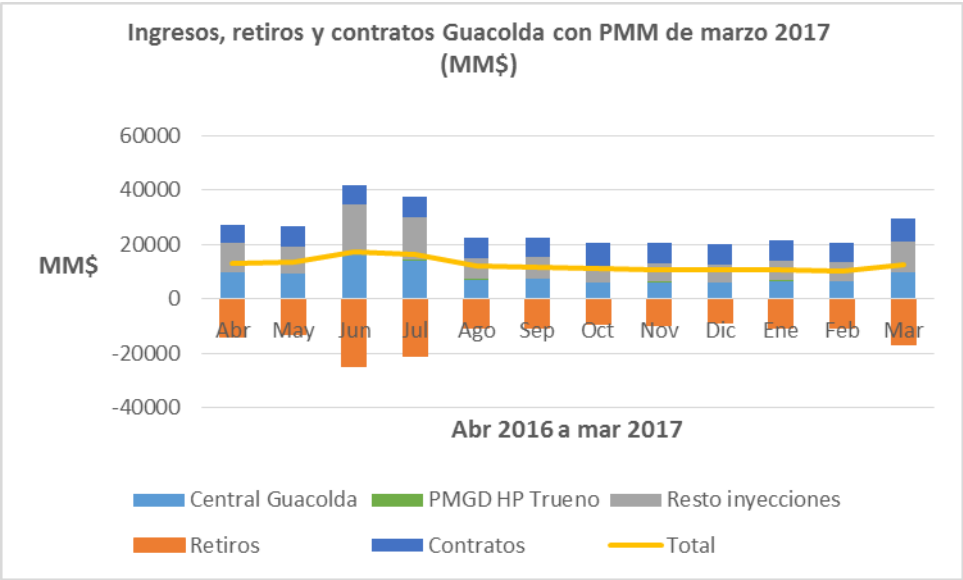

Figura 5.43. Ingresos, retiros y contratos Guacolda con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, al valorizar las inyecciones y los retiros a costo marginal de Alto Jahuel 220 kV, observamos aumentos en los ingresos en todos los meses;

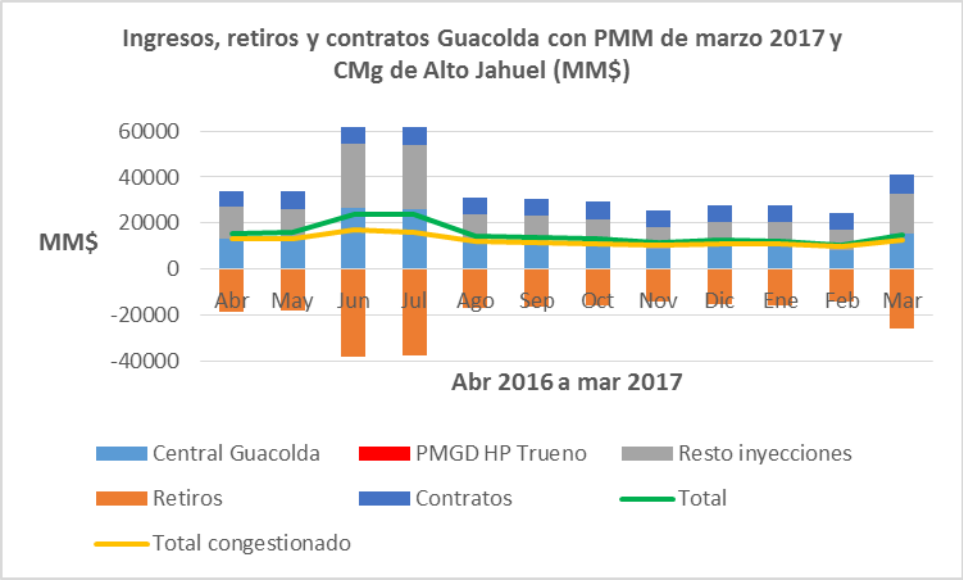

Figura 5.44. Ingresos, retiros y contratos Guacolda con PMM de marzo 2017 y suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

El orden de aumento en los ingresos en el caso en que el sistema se descongestionara se muestra en la siguiente tabla;

Tabla 5.16. Aumento de ingresos de Guacolda si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
2.071	2.368	6.663	7.443	2.605	2.262	2.416	1.083	2.022	1.335	514	2.478

Guacolda podría ver aumentados sus ingresos por estos efectos en valores que rondan entre 500 y 7000 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal.

5.1.15 EÓLICA TALINAY

Eólica Talinay posee el Parque Eólico Talinay Oriente que tiene una capacidad instalada de 90 MW e inyecta su energía en el Tapoff Pan de Azúcar – Las Palmas, zona con gran presencia de energía eólica, no posee contratos y sus retiros son por concepto de servicios auxiliares, a continuación de muestra el análisis de sus inyecciones y retiros físicos;

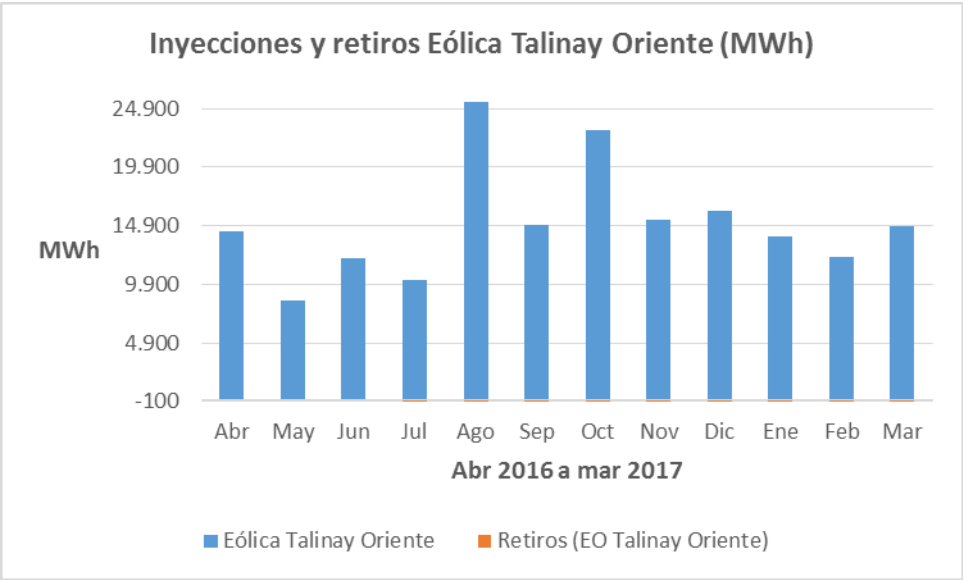

Figura 5.45. Inyecciones y retiros Eólica Talinay. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Prácticamente los retiros son nulos. Al valorizar esta energía se obtiene el siguiente gráfico;

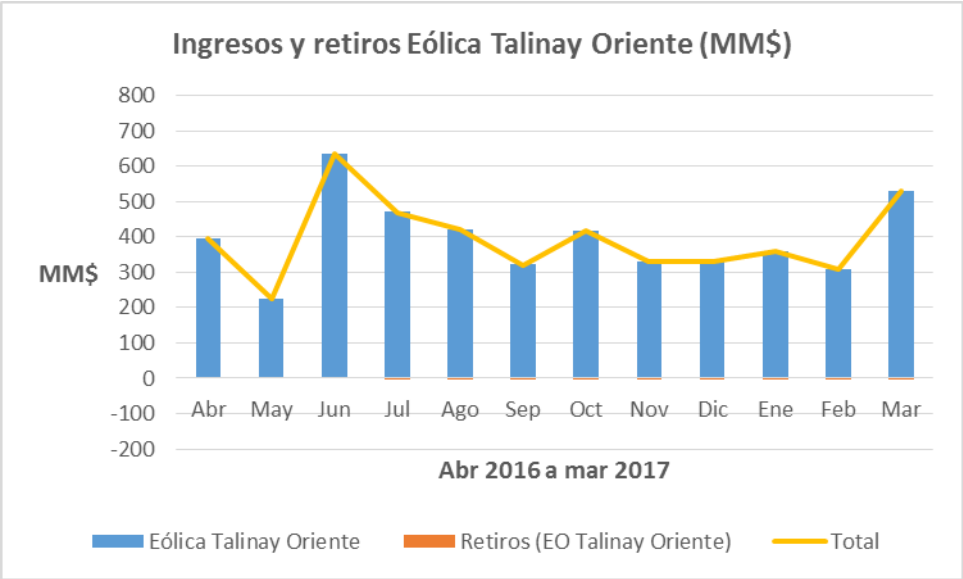

Figura 5.46. Ingresos y retiros Eólica Talinay. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Luego, al valorizar esta energía a costo marginal de Alto Jahuel 220 kV, se obtienen aumentos del orden entre 30 y 400 MM$/mes;

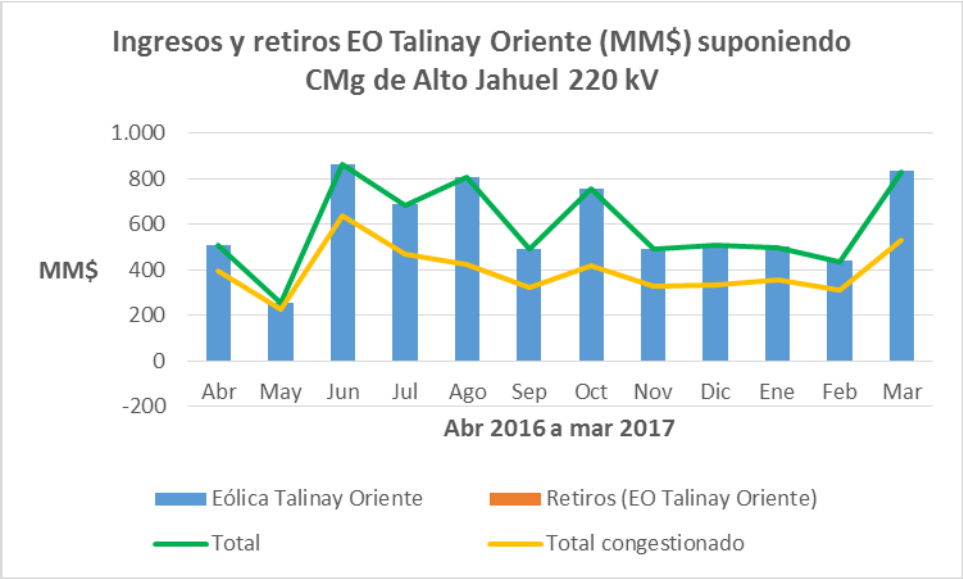

Figura 5.47. Ingresos y retiros Eólica Talinay suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, el aumento en los ingresos si el sistema se descongestionase se observa en la siguiente tabla;

Tabla 5.17. Aumento de ingresos de Eólica Talinay si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
111	30	223	215	384	170	338	160	177	141	128	302

5.1.16 RIO HUASCO

Rio Huasco es un PMG al pie del embalse Santa Juana de 5 MW que inyecta en S/E El Edén (CGE), y posee un contrato de venta de energía con retiros en la

zona congestionada, a continuación se observan sus inyecciones y retiros;

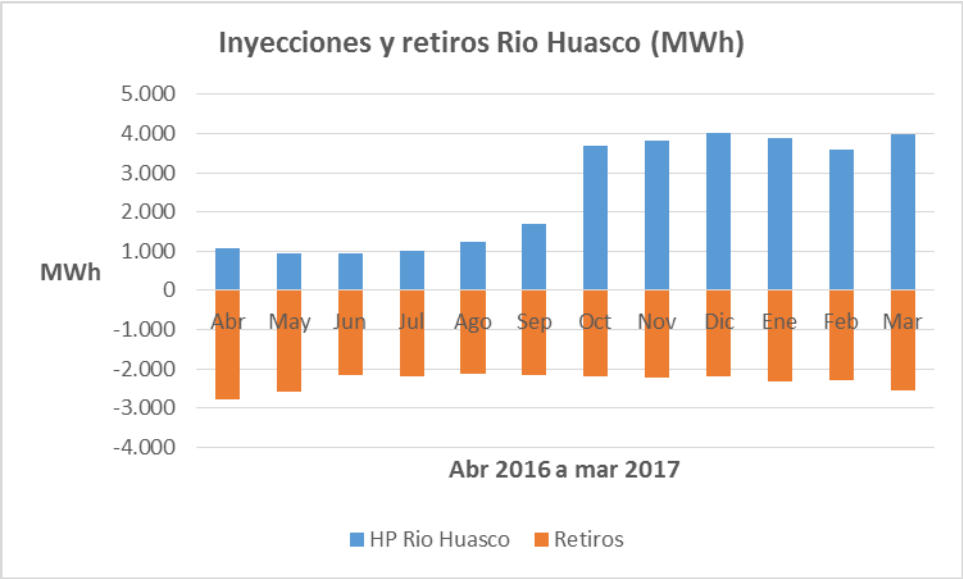

Figura 5.48. Inyecciones y retiros Rio Huasco. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Los retiros presentan un comportamiento bastante estable, no así las inyecciones. Se debe considerar que en este caso la prioridad del uso del agua la tienen los regantes de la zona, y una vez que esa demanda está cubierta, se usa el agua para la generación de energía. Al valorizar la energía se obtiene el siguiente resultado;

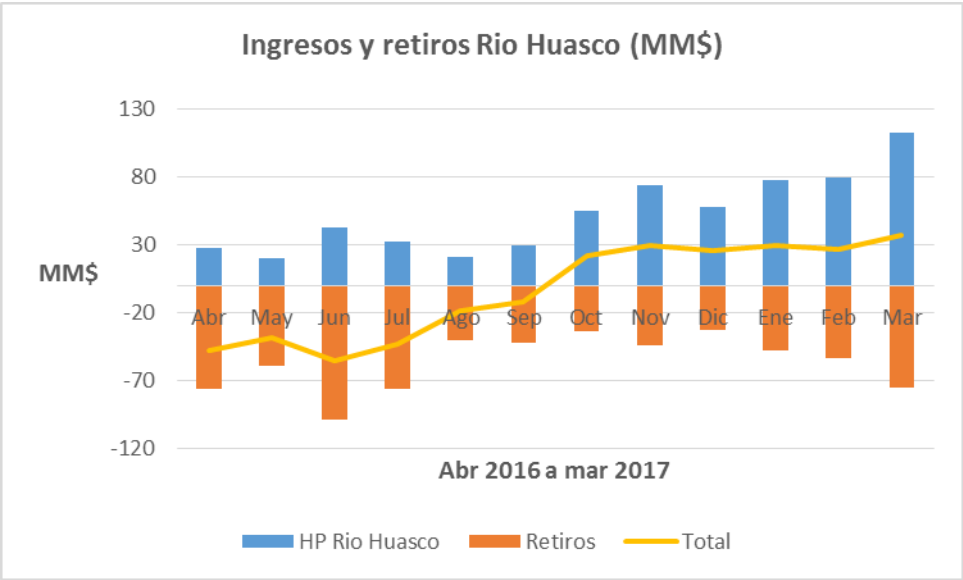

Figura 5.49. Ingresos y retiros Rio Huasco. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se observan valores negativos en la primera mitad del período analizado, sin embargo al agregar el ingreso por la venta de energía contratada, esto se revierte;

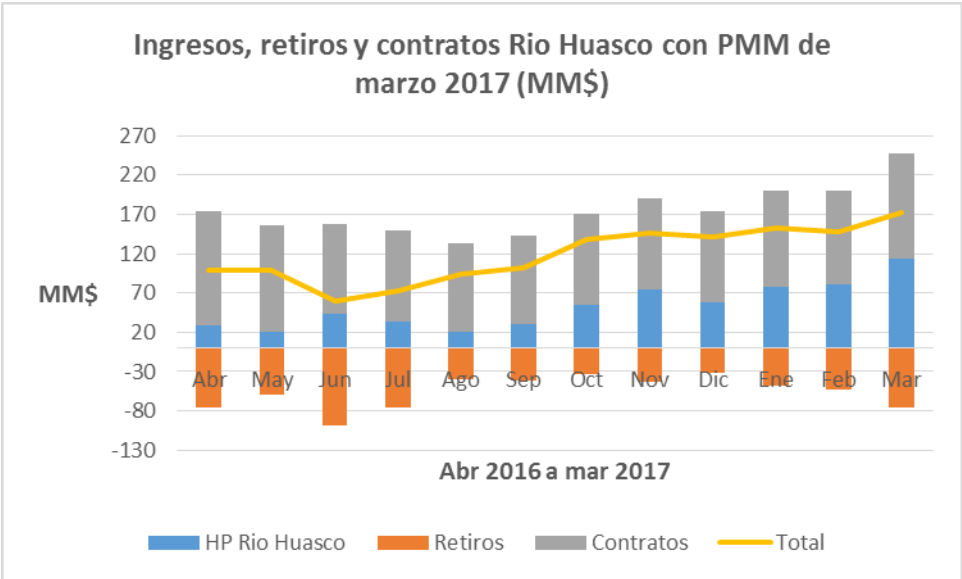

Figura 5.50. Ingresos, retiros y contratos Rio Huasco, con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Si se considera un sistema descongestionado y se valoriza al costo marginal de Alto Jahuel 220 kV, se obtienen en la primera etapa del período analizado disminuciones en los ingresos y en la segunda mitad del período, aumentos en los ingresos, esto es debido al alza de energía inyectada, ver siguiente figura;

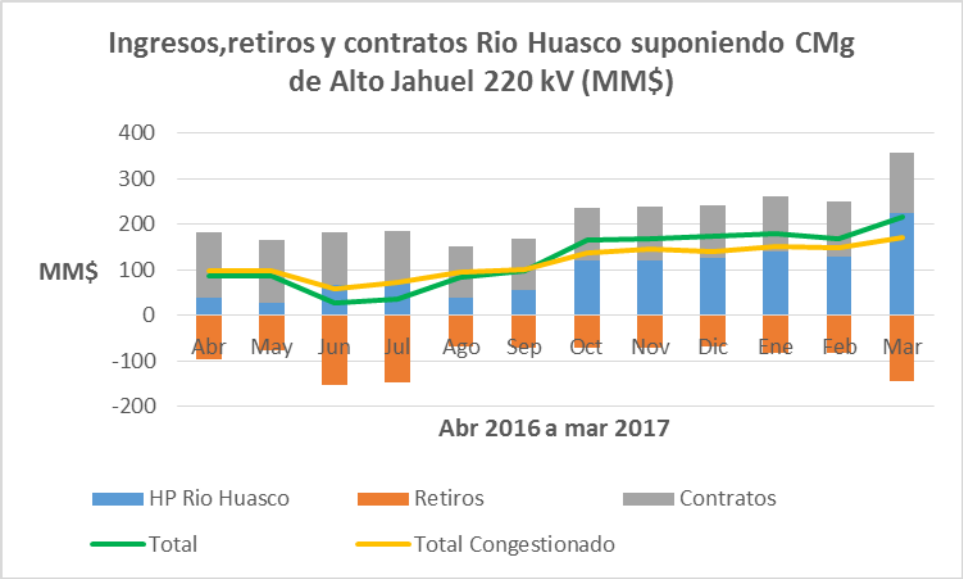

Figura 5.51. Ingresos, retiros y contratos Rio Huasco suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Esta variación se muestra en la siguiente tabla;

Tabla 5.18. Aumento de ingresos de Rio Huasco si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
-12	-11	-31	-37	-10	-4	27	21	31	26	20	43

Por lo tanto, se tendrían variaciones en los ingresos que dependen del costo marginal y de la cantidad de energía inyectada, ya que sus retiros son en la zona

congestionada, por lo que el aumento en los ingresos depende fuertemente de la cantidad de energía inyectada.

5.1.17 SAN ANDRES

San Andrés es un Parque Solar Fotovoltaico de 50 MW que inyecta su energía en la S/E San Andrés que secciona una de las líneas Carrera Pinto – Cardones. No posee contratos de venta de energía y por lo tanto, ha resultado muy perjudicada con la actual congestión. A continuación se muestra el aumento de ingresos para el caso no congestionado;

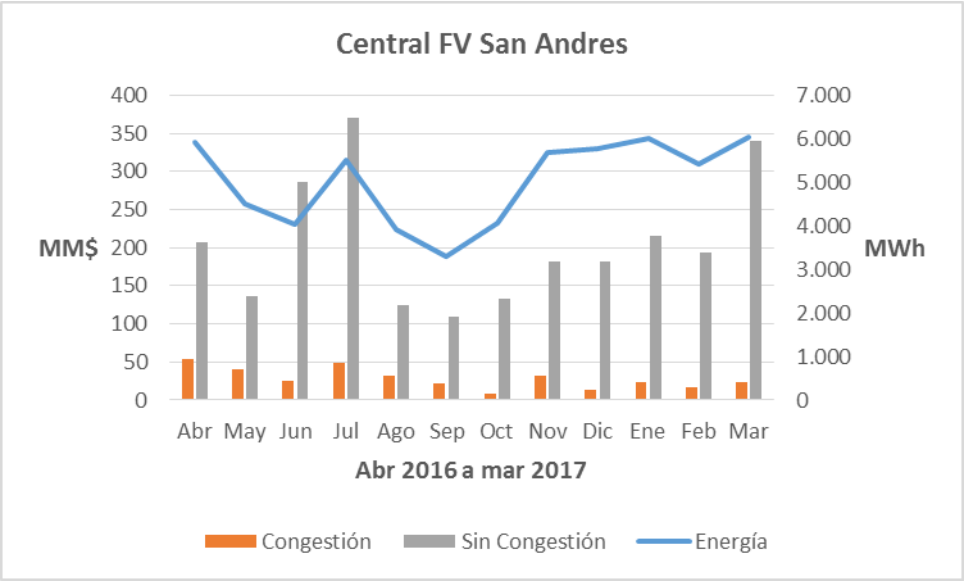

Figura 5.52. Inyecciones e ingresos de FV San Andrés para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Como se observa en la gráfica la situación es bastante desfavorable y los aumentos de ingresos esperados para el caso sin congestión son los que se muestran a continuación;

Tabla 5.19. Aumento de ingresos de FV San Andrés si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
154	96	260	321	92	87	124	150	169	192	176	316

Por lo tanto, se podrían esperar aumentos en los ingresos que van desde los 90 hasta los 300 MM$/mes, dependiendo de la variabilidad del CMg.

5.1.18 ALMEYDA SOLAR

Almeyda posee la central solar fotovoltaica Diego de Almagro, de 32 MW de potencia instalada. Esta central inyecta su energía en la S/E Emelda a través de los transformadores de la Central Emelda, para luego llegar en 110 kV a la S/E Diego de Almagro. Posee un contrato menor con el Observatorio La Silla con retiros de energía muy por debajo de sus inyecciones, a continuación se muestra el balance de inyecciones y retiros durante el período analizado;

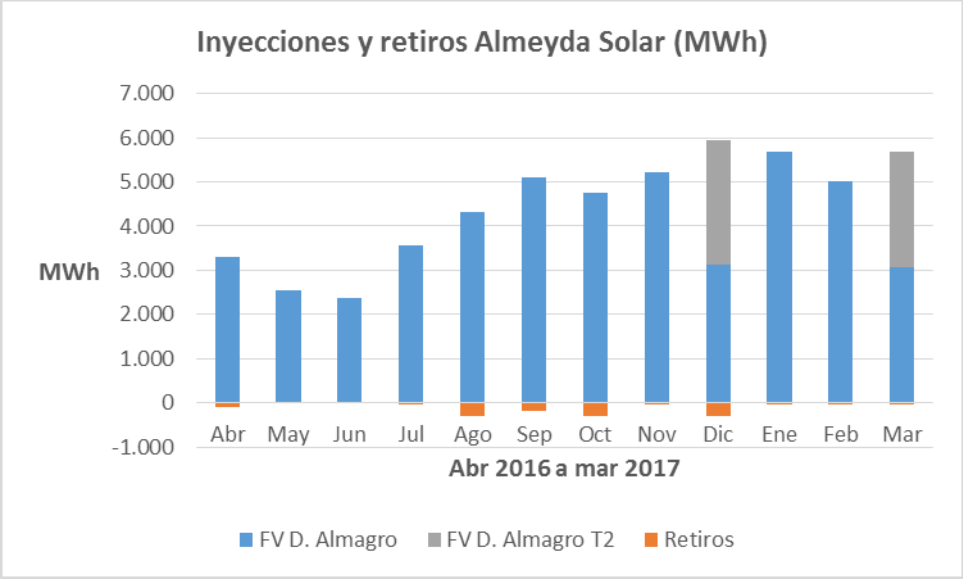

Figura 5.53. Inyecciones y retiros Almeyda Solar. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Los retiros corresponden a servicios auxiliares y Observatorio La Silla, si se valorizan sus inyecciones y retiros se tiene el siguiente comportamiento;

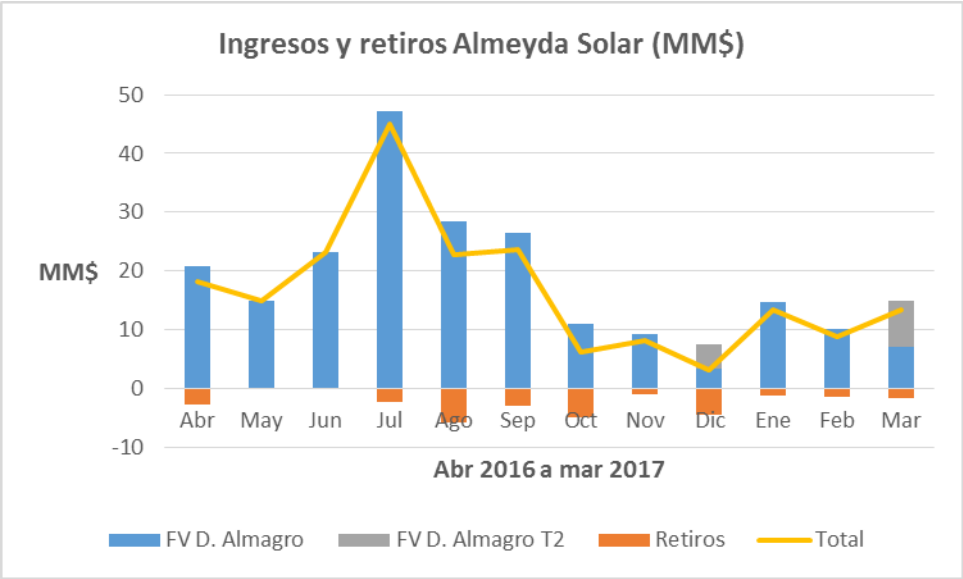

Figura 5.54. Ingresos y retiros Almeyda Solar. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al valorizar los ingresos por el contrato de venta de energía se tiene;

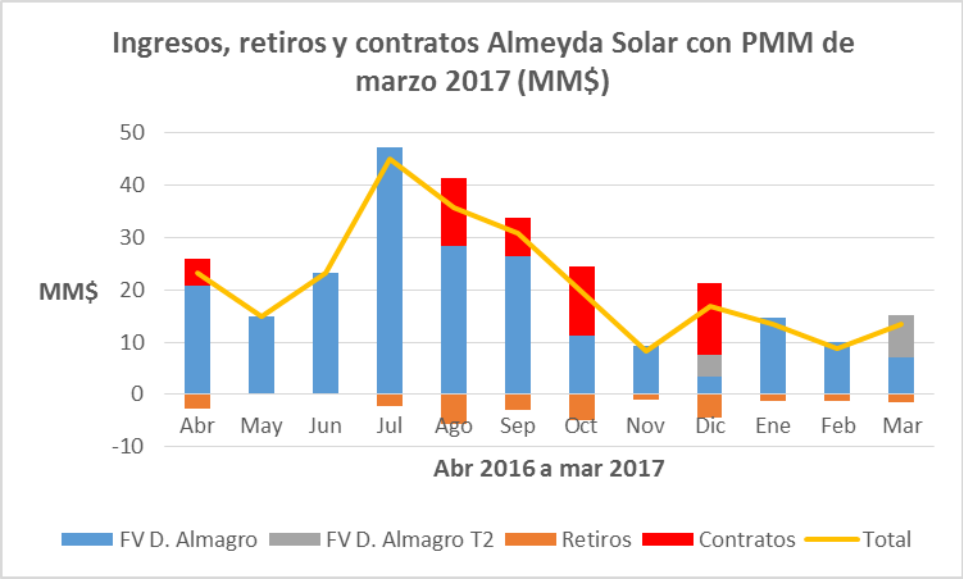

Figura 5.55. Ingresos, retiros y contratos Almeyda Solar, con PMM de marzo 2017. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Luego, suponiendo un sistema descongestionado y valorizando las inyecciones al costo marginal de Alto Jahuel 220 kV, se tienen los siguientes resultados;

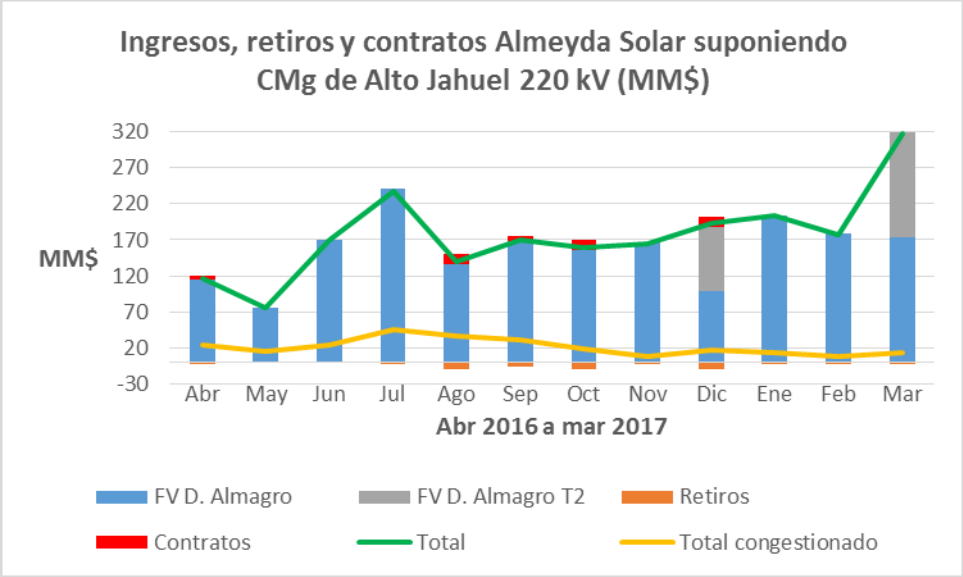

Figura 5.56. Ingresos, retiros y contratos Almeyda Solar suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, el aumento en los ingresos mensuales que Almeyda Solar pudo haber percibido en un supuesto sistema descongestionado se muestra en el siguiente cuadro;

Tabla 5.20. Aumento de ingresos de Almeyda Solar si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
94	61	146	193	105	139	140	157	175	190	169	305

5.1.19 PUNTA PALMERAS

Punta Palmeras es una Central Eólica con potencia instalada de 45 MW que inyecta su energía en la S/E Las Palmas, no posee contratos de venta de energía y solo vende en el mercado spot, sus retiros corresponden a servicios auxiliares.

A continuación se muestra su balance de inyecciones y retiros físicos;

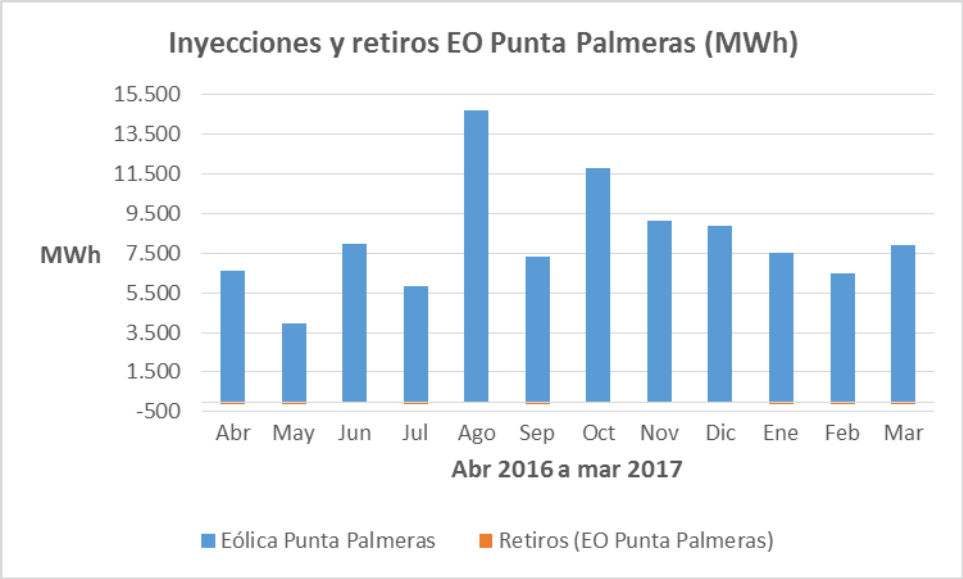

Figura 5.57. Inyecciones y retiros Punta Palmeras. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Su balance monetario se muestra en el siguiente gráfico;

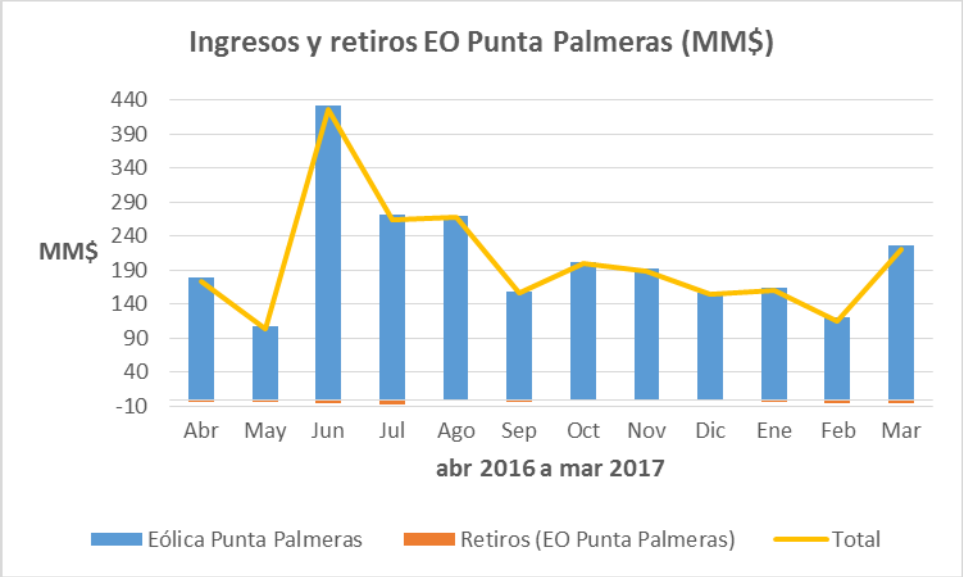

Figura 5.58. Ingresos y retiros Punta Palmeras. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Finalmente, si el sistema hubiera estado sin congestión, los siguientes hubieran sido los aumentos de ingresos por efecto de inyección y retiros;

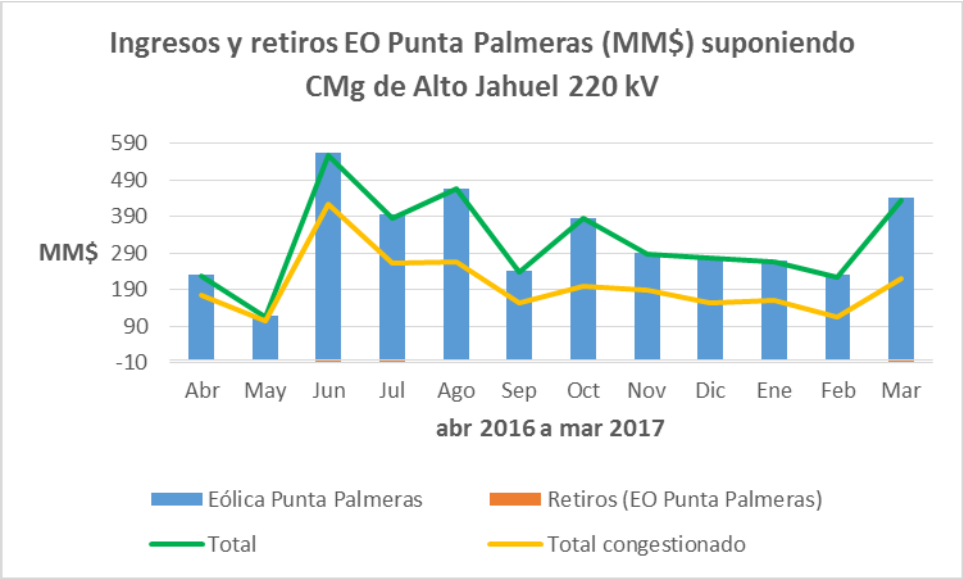

Figura 5.59. Ingresos y retiros Punta Palmeras, suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 5.21. Aumento de ingresos de Punta Palmeras si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
53	12	133	123	198	84	185	100	124	105	110	217

Por lo tanto, el aumento de ingresos pudo haber estado entre 12 y 200 MM$/mes.

5.1.20 EÓLICA TALTAL

Central Eólica Taltal tiene una potencia instalada de 99 MW e inyecta su energía en el Tapoff de línea Diego de Almagro – Paposo 220 kV, de propiedad de Eléctrica Panguipulli, no posee contratos de venta de energía y está en una de las zonas más perjudicadas por los bajos costos marginales durante el día. Sus

menores ingresos por concepto de inyección no son tan bajos como el resto de sus pares fotovoltaicos de la zona (debido a que el recurso viento está presente aún en horas donde suben los costos marginales. Sus ingresos se muestran el siguiente gráfico, en donde se observa también la magnitud de los ingresos que hubiera percibido en un supuesto sistema descongestionado;

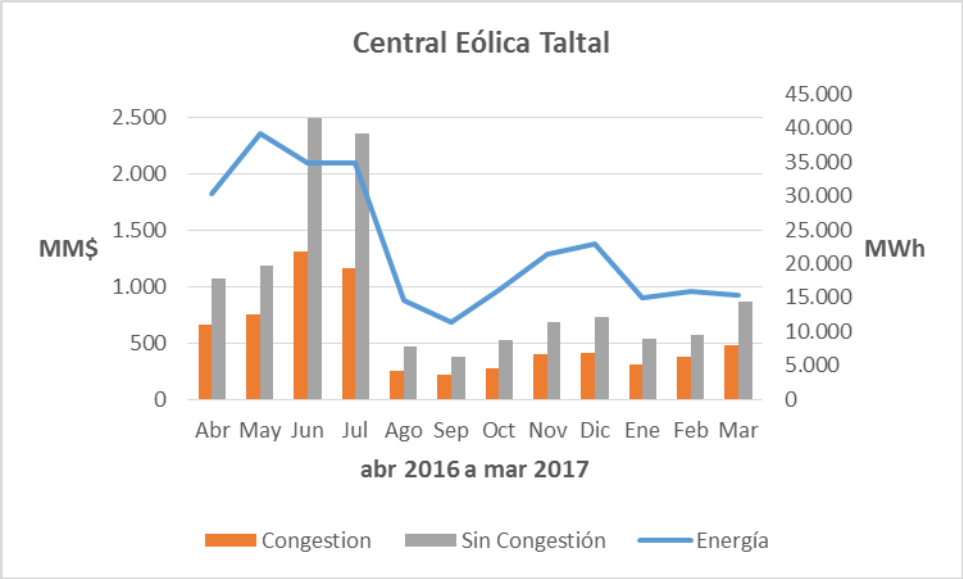

Figura 5.60. Inyecciones e ingresos de Eólica Taltal para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

En la siguiente tabla se muestra el efecto del aumento de ingresos por este concepto;

Tabla 5.22. Aumento de ingresos de Eólica Taltal si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
409	429	1175	1187	218	158	249	282	311	230	198	380

Eólica Taltal pudo haber visto aumentos en sus ingresos entre 150 y 1.200 MM$/mes, dependiendo de la variabilidad del costo marginal.

5.1.21 PV SALVADOR

PV Salvador posee la Central Solar Fotovoltaica Salvador de potencia instalada 68 MW, que realiza sus inyecciones en el Tapoff línea Diego de Almagro – Codelco División Salvador 110 kV, no posee contratos de venta de energía por lo que solo participa con sus inyecciones del mercado Spot, a continuación se muestra la gráfica comparativa de ingresos en un sistema congestionado versus uno sin congestión;

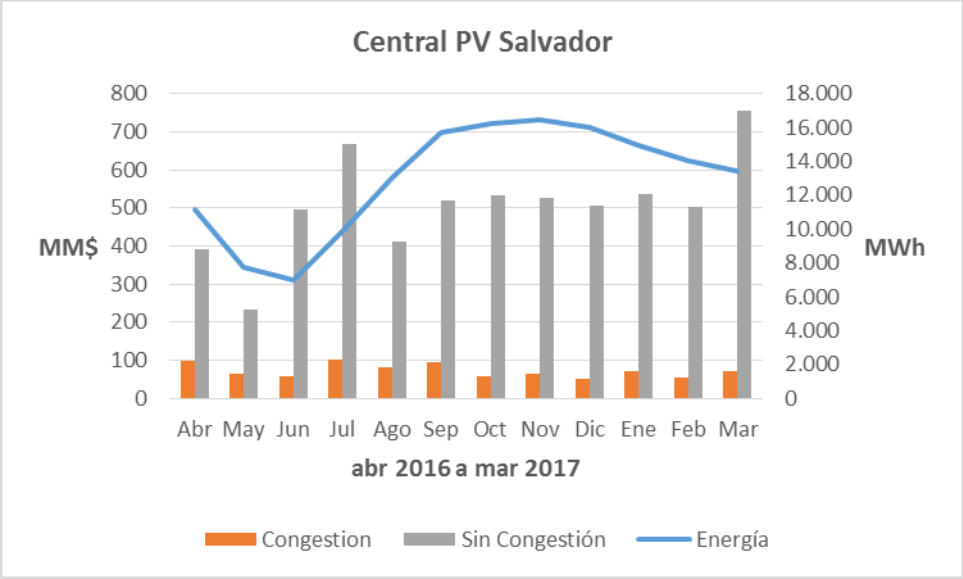

Figura 5.61. Inyecciones e ingresos de PV Salvador para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Claramente se observa como esta generadora se encuentra fuertemente perjudicada con la actual congestión, la tabla a continuación muestra los montos que se dejaron de percibir por este concepto;

Tabla 5.23. Aumento de ingresos de PV Salvador si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
293	171	437	566	331	425	473	461	454	467	446	685

Esta generadora pudo haber visto aumentos en sus ingresos en valore que oscilaron entre 170 y 680 MM$/mes dependiendo del comportamiento del costo marginal.

5.1.22 LOS LOROS

Parque Solar Los Loros es una central solar fotovoltaica con 46 MW de potencia instalada y que inyecta su energía en la S/E Los Loros 110 kV, solo retira energía para servicios auxiliares y vende su energía al mercado Spot. A continuación se muestra el balance de inyecciones y retiros;

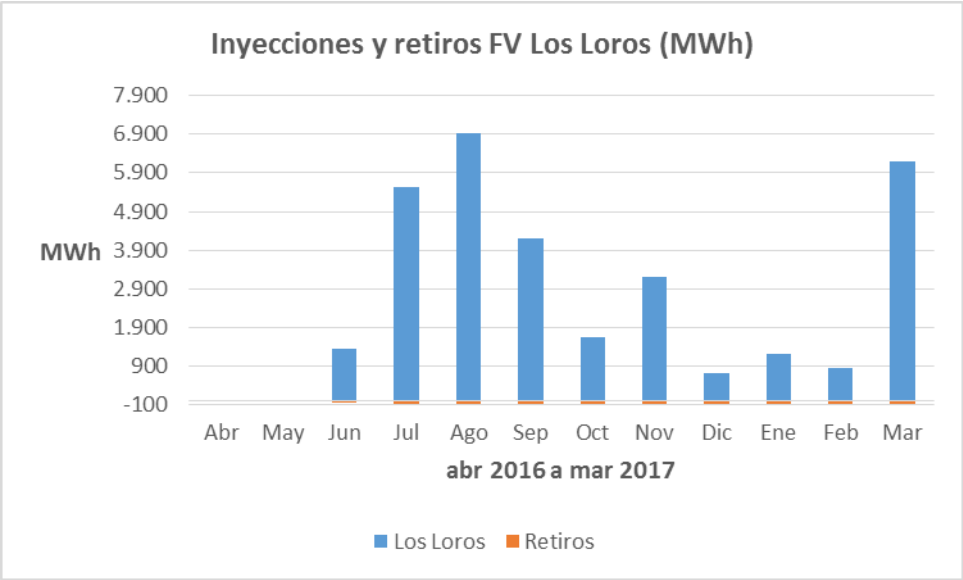

Figura 5.62. Inyecciones y retiros Parque Solar Los Loros. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Los retiros son muy bajos debido a que solo lo hace para consumos auxiliares. Al valorizar estas inyecciones y retiros se tiene;

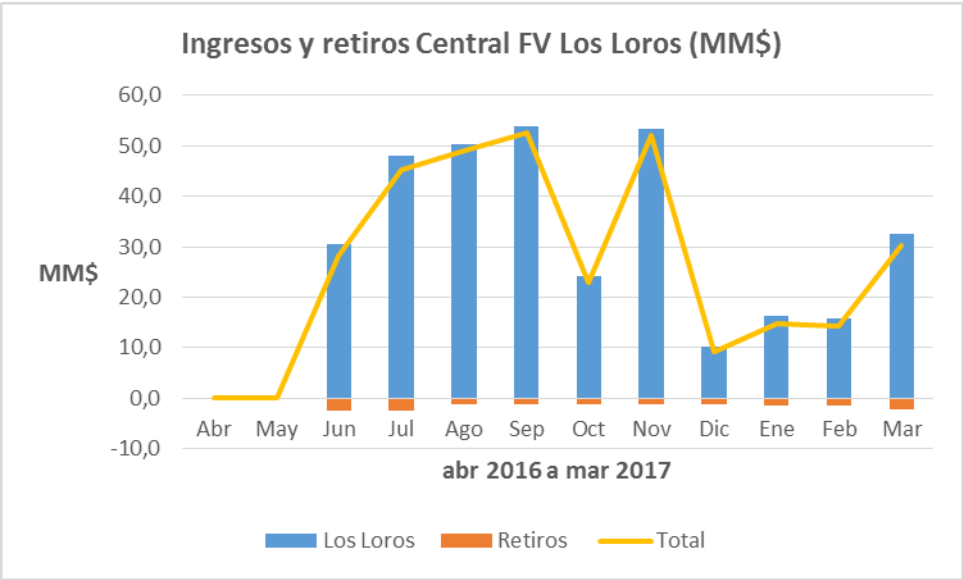

Figura 5.63. Ingresos y retiros Parque Solar Los Loros. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al considerar un sistema descongestionado, los ingresos cambian fuertemente, logrando aumentos de casi 10 veces los ingresos percibidos, esto se muestra a continuación;

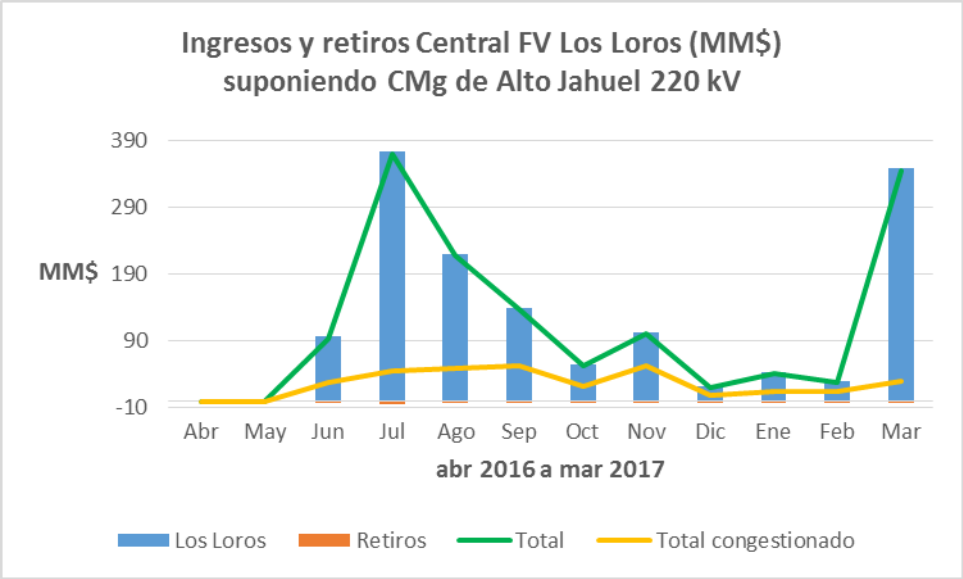

Figura 5.64. Ingresos y retiros Parque Solar Los Loros, suponiendo CMg de Alto Jahuel. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

El aumento en sus ingresos por este concepto se presenta en el siguiente cuadro;

Tabla 5.24. Aumento de ingresos de Parque Solar Los Loros si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
0	0	65	324	169	85	29	49	11	26	14	315

5.1.23 EÓLICA SAN JUAN

Eólica San Juan posee 185 MW de potencia instalada e inyecta su energía en la S/E Punta Colorada, concluyó su puesta en marcha en diciembre de 2016 y entró a operación comercial en marzo de este año. No posee contratos de venta de energía y solo vende en el mercado Spot, a continuación se muestra la evolución de sus inyecciones durante el periodo analizado, incorporando los supuestos ingresos que hubiera tenido en un sistema descongestionado;

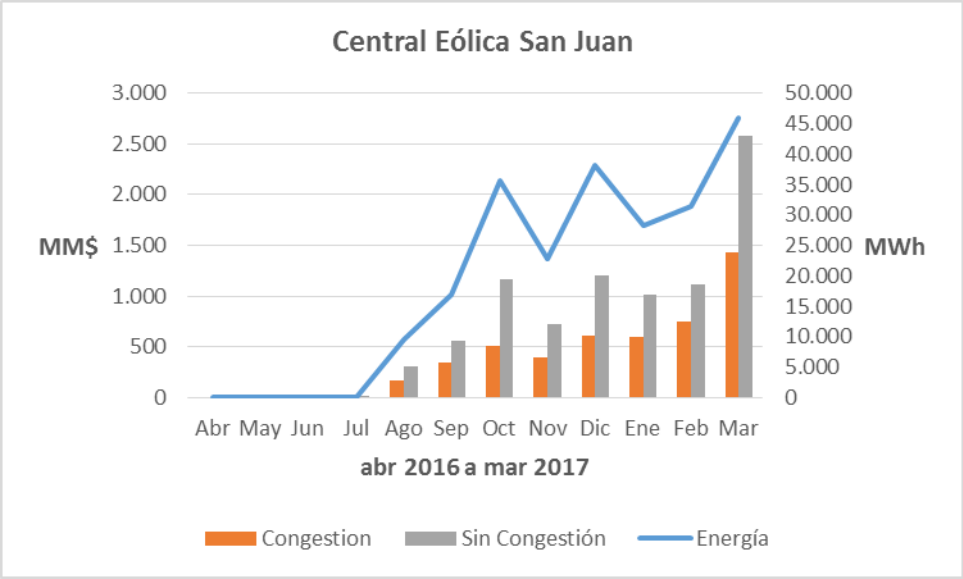

Figura 5.65. Inyecciones e ingresos de Eólica San Juan, para el caso con y sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Estos aumentos se muestran en la siguiente tabla;

Tabla 5.25. Aumento de ingresos de Eólica San Juan si no hubiera congestión.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
0	0	0	6	132	217	658	328	590	423	369	1142

Considerando los supuestos de un sistema sin congestión, se dejó de percibir montos entre 130 y 1.100 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal y el volumen de sus inyecciones. Este aumento fue incrementándose debido al período de pruebas de esta central, anterior al comienzo de su operación comercial en marzo del presente año.

5.2 RESULTADOS GLOBALES DE IMPACTOS ECONÓMICOS POR EFECTO INYECCIÓN Y CONTRATOS

Una vez realizados los análisis del efecto inyección en conjunto con el efecto contratos, para todos los generadores afectados del sub-sistema SIC Norte (se dejaron fuera del análisis a los PMG y PMGD por simplicidad y porque resultan poco relevantes para los resultados globales, también las empresas 100% térmicas exceptuando a Guacolda, debido a que estas principalmente entran poco en servicio y cuando lo hacen es cuando la inyección renovable no está presente o se encuentra muy disminuida, por lo tanto, no se estarían viendo afectadas por la actual congestión), se generaron resultados globales que se dividieron de acuerdo a las siguientes características:

- Todas las centrales ubicadas en la zona con congestión en la transmisión.
- Todas las centrales ubicadas en la zona con congestión en la transmisión exceptuando a Enel Generación.
- Todas las centrales ubicadas en la zona con congestión en la transmisión exceptuando a Enel Generación y Guacolda.
- Centrales con tecnología Solar Fotovoltaica.
- Centrales con tecnología Eólica.
- Empresas sin contratos de venta de energía.
- Empresas con contrato de venta de energía.
- De acuerdo a zona o puntos de inyección considerando para esto las Sub estaciones del sistema de transmisión Nacional más importantes (Diego de Almagro, Carrera Pinto, Cardones, Maitencillo, Punta Colorada, Pan de Azúcar y Las Palmas).

5.2.1 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN

Este escenario contiene el efecto conjunto de todos los actores relevantes que se encuentran afectados positiva y negativamente, sin embargo, al incluir a Enel Generación y a Guacolda se diluyen los efectos que están sobrellevando las empresas generadoras que poseen una o dos centrales. Sin perjuicio de lo anterior se muestra el resultado en la siguiente figura

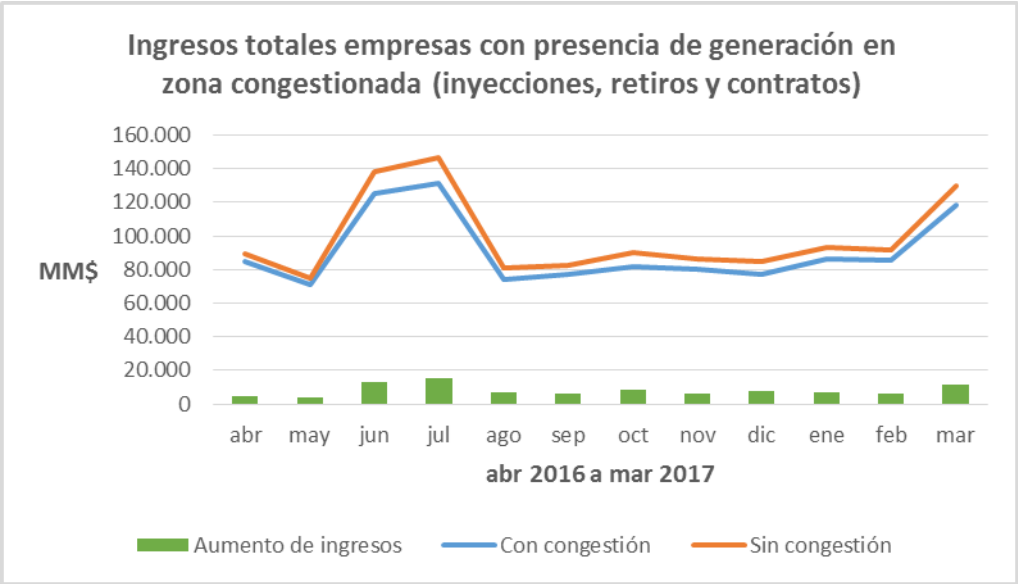

Figura 5.66. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras presentes en el sub-sistema SIC Norte. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

De la figura 5.66, se desprende que durante todo el período analizado se percibieron menores ingresos que los que se pudieron producir en el caso de un sistema descongestionado, esto se ve más claro en la siguiente tabla;

Tabla 5.26. Aumento de ingresos para todo el sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
4.659	3.828	13.280	15.420	7.109	5.907	8.325	6.049	7.642	6.932	6.347	11.248

Por lo tanto, el conjunto de empresas generadoras perdió entre 4.000 y 15.000 MM$ mensuales durante el período analizado, que dependieron en gran medida de las fluctuaciones del costo marginal. El aumento en los costos marginales de junio y julio 2016, se debió principalmente por sequias y la indisponibilidad de la Central Nehuenco 2 por el incendio sufrido en su transformador principal a fines de junio 2016. El aumento del costo marginal en marzo 2017 se debió principalmente al alza del valor del agua embalsada [11]. Cabe señalar que Enel fue la única empresa analizada que se ve afectada positivamente por la actual congestión en las líneas de transmisión, debido principalmente porque uno de sus principales clientes (Minera Caserones) retira energía a precios bajos debido a que retira en S/E Maitencillo que se encuentra afectada con los bajos precios actuales.

5.2.2 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN EXCLUYENDO A ENEL GENERACIÓN

Al efectuar el análisis sin Enel Generación se puede apreciar más claramente el efecto negativo para el resto de los generadores en la zona congestionada, ya que aumenta la relación entre el caso sin congestión y el caso con congestión

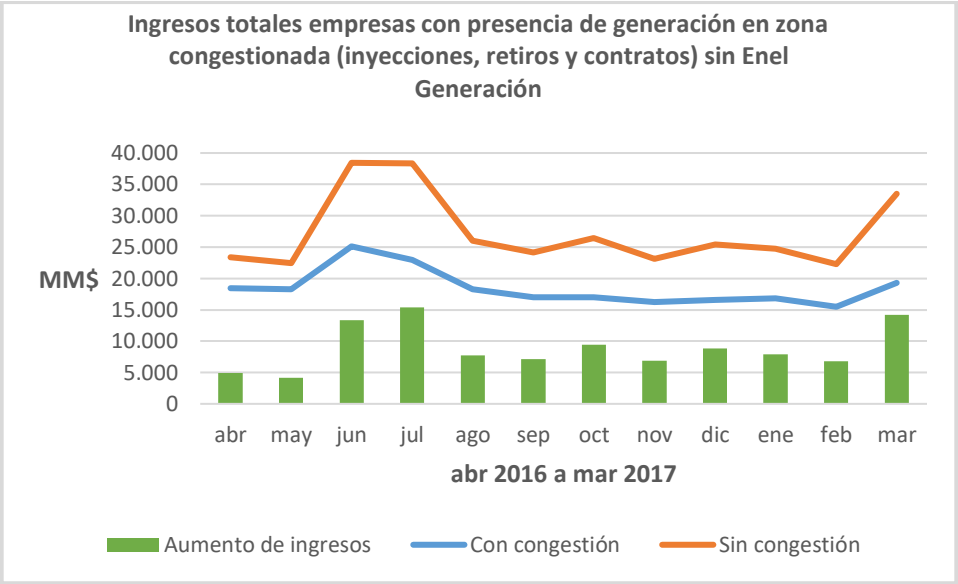

Figura 5.67. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras presentes en el sub-sistema SIC Norte exceptuando Enel Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al retirar a Enel de este escenario, se mantiene la tendencia para ambos casos con/sin congestión, la fluctuación en ambas curvas es explicada por la variación del costo marginal. En la tabla siguiente se muestra el aumento con respecto del caso anterior.

Tabla 5.27. Aumento de ingresos para todo el sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión, sin considerar a Enel Generación. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
4.954	4.193	13.331	15.418	7.747	7.158	9.470	6.882	8.850	7.902	6.797	14.213

5.2.3 TODAS LAS CENTRALES UBICADAS EN LA ZONA CON CONGESTIÓN EN LA TRANSMISIÓN EXCLUYENDO A ENEL GENERACIÓN Y GUACOLDA

Este caso resulta similar al anterior debido a que Guacolda también se encuentra afectada por este factor ya que toda su inyección la realiza en Maitencillo, sub

estación afectada por la congestión. Este caso resulta ser el que mejor explica globalmente la situación actual de los pequeños generadores (llamando pequeños a quienes tienen activos por menos de 200 MW). En la siguiente figura se observan las diferencias entre el caso congestionado versus el sin congestión;

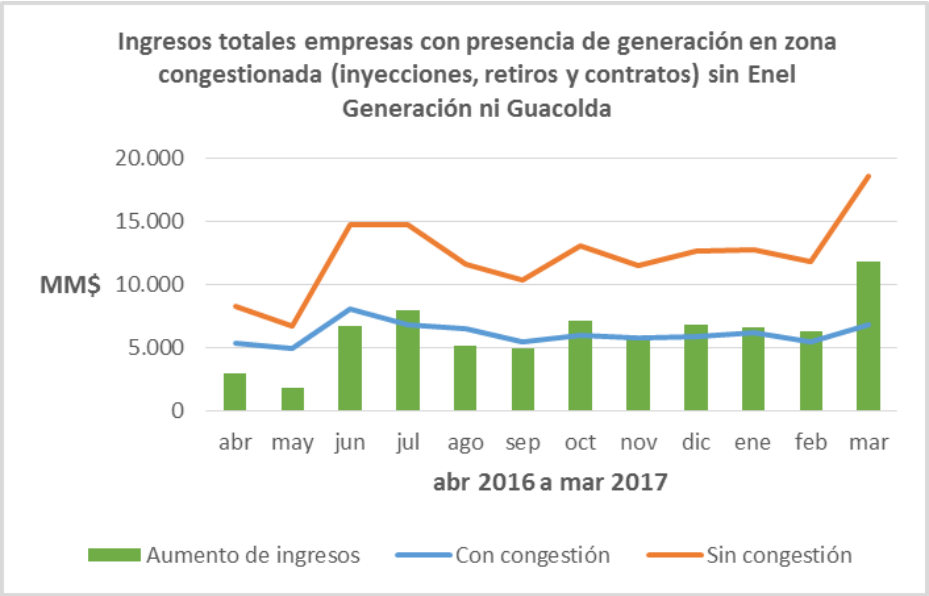

Figura 5.68. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras presentes en el sub-sistema SIC Norte exceptuando Enel Generación y Guacolda. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se aprecia que la razón entre la curva con congestión versus la sin congestión sigue aumentando debido a que no se consideró a un actor relevante en el problema (Guacolda). En la tabla siguiente se observa el aumento de ingresos entre un caso y el otro

Tabla 5.28. Aumento de ingresos para todo el sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión, sin considerar a Enel Generación ni Guacolda. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
2.883	1.825	6.669	7.975	5.142	4.896	7.054	5.799	6.828	6.567	6.283	11.735

Aquí las curvas permanecen un poco más planas debido a que no está presente el efecto de los retiros de Enel ni de Guacolda y aumenta por tanto, la proporción

de centrales que no poseen contratos.

En resumen, la suma de generadores que no pertenecen a las principales generadoras del país estaría dejando de percibir entre 2.000 y 11.000 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal.

5.2.4 CENTRALES CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para este caso solo se consideraron las Centrales de tecnología Solar Fotovoltaica que se indican en la tabla inferior (son las más representativas) con sus respectivas inyecciones, retiros y contratos

Tabla 5.29. Unidades con tecnología Solar Fotovoltaica que participaron del análisis.

Empresa	Central	Cap. Bruta (MW)
Amanecer Solar	Llano de Llampos	101
San Andres	Solar San Andres	50
Almeyda Solar	Solar Diego de Almagro	32
Panguipulli	Chañares	36
	Lalackama 1	55
	Lalackama 2	16,5
PV Salvador	PV Salvador	68
Javiera	Solar Javiera	65
First Solar	Luz del Norte	141
Los Loros	Parque Solar Los Loros	46
Conejo Solar	Conejo Solar	104
Acciona Energía	El Romero	196

Este segmento de empresas son las más perjudicadas de todas las analizadas, debido a que durante la mayoría del tiempo en que se encuentran inyectando energía lo hacen cuando las líneas están congestionadas y son ellas las que ponen el kWh adicional, y por lo tanto marcan el costo marginal que es cero. A continuación se muestra la evolución de sus ingresos por este concepto durante todo el período analizado.

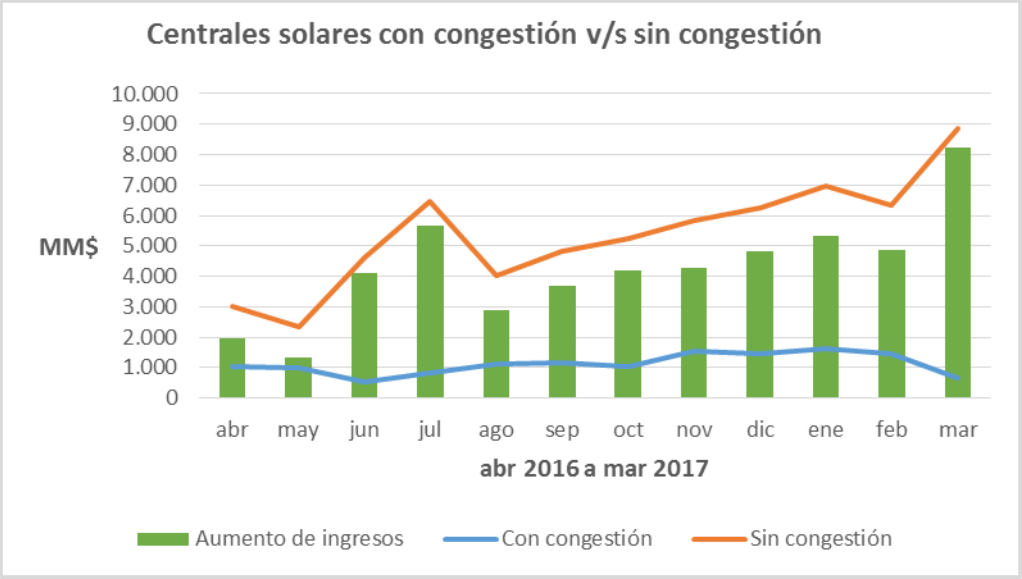

Figura 5.69. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras solares fotovoltaicas presentes en el sub-sistema SIC Norte. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

En este caso la relación entre lo percibido en un sistema sin congestión y uno congestionado resulta ser la mayor de todos los casos analizados, por tanto, estas empresas son las que están resultando más perjudicadas, ya que están percibiendo por este concepto entre 3 y 6 veces menos de lo que podrían recibir, a continuación se muestra una tabla resumen con el posible aumento de ingresos si el sistema no se encontrara congestionado.

Tabla 5.30. Aumento de ingresos para las centrales solares fotovoltaicas del sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
1.967	1.343	4.103	5.659	2.888	3.676	4.196	4.289	4.805	5.327	4.871	8.215

Además, la mayoría de estas centrales no posee contrato de venta de energía, lo que empeora más su situación exponiéndolas a la volatilidad del costo marginal.

5.2.5 CENTRALES CON TECNOLOGÍA EÓLICA

Para este caso solo se consideraron las Centrales de tecnología Eólica que se indican en la tabla inferior (son las más representativas) con sus respectivas inyecciones, retiros y contratos

Tabla 5.31. Unidades con tecnología Eólica que participaron del análisis.

Empresa	Central	Cap. Bruta (MW)
Barrick Generación	Eólica Punta Colorada	20
Eólica Monte Redondo	Eólica Monte Redondo	48
Norvind	Eólica Totoral	46
Talinay	Eólica Talinay Oriente	90
El Arrayan	Eólica El Arrayan	115
Punta Palmeras	Eólica Punta Palmeras	45
Eólica Taltal	Eólica Taltal	99
Panguipulli	Eólica Talinay Poniente	61
Los Cururos	Eólica Los Cururos	110
San Juan LAP	Eólica San Juan	185

Se restó de este análisis las unidades Canela 1 y Canela 2 de Enel por simplicidad debido a lo complejo de desagregar la información de los retiros asociados a Enel y sus contratos.

Las centrales eólicas si bien es cierto se encuentran con problemas de congestión, estos problemas no son tan graves como en el caso de las centrales solares fotovoltaicas, ya que en su mayoría se encuentran en el borde de la zona geográfica que está afectada por la congestión, pudiendo acceder a costos marginales mayores. Cuando abunda el recurso eólico es cuando este tramo más tiende a congestionarse.

A continuación se muestra el resultado del análisis para esta tecnología;

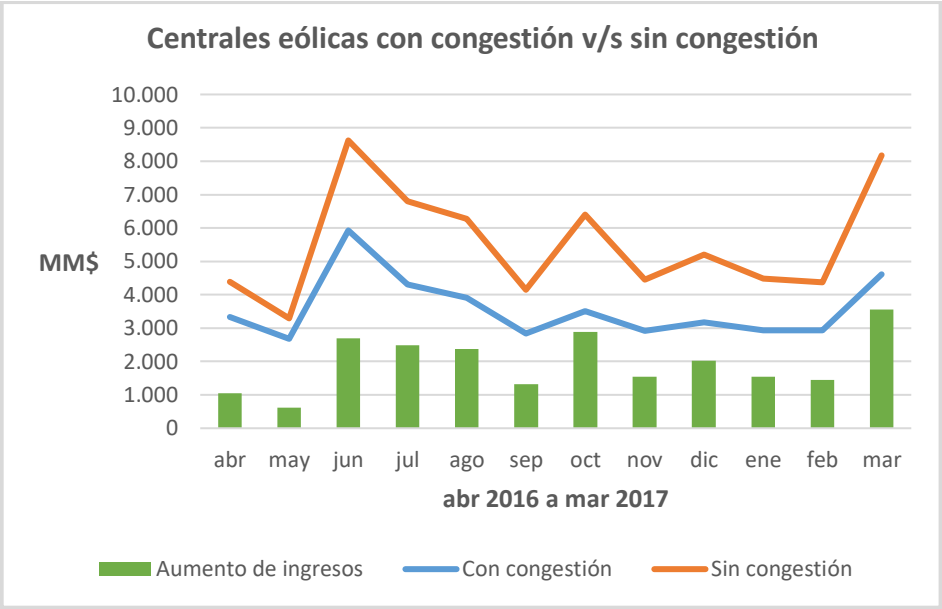

Figura 5.70. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras eólicas presentes en el sub-sistema SIC Norte. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

La mayoría de estas centrales se encuentra ubicada entre las S/E Pan de Azúcar y Las Palmas en la región de Coquimbo que es uno de los últimos tramos en permanecer desacoplados del sistema durante el día. Lo que están dejando de percibir al encontrarse el sistema congestionado se muestra en la siguiente tabla;

Tabla 5.32. Aumento de ingresos para las centrales eólicas del sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
1.055	613	2.697	2.488	2.368	1.314	2.889	1.539	2.027	1.536	1.447	3.554

Por lo tanto, estarían dejando de percibir entre 600 y 3.500 MM$/mes de acuerdo a la variabilidad del costo marginal.

5.2.6 EMPRESAS CON CONTRATOS EXCEPTUANDO ENEL GENERACIÓN Y GUACOLDA

En este caso el análisis se realiza incluyendo solo a las empresas que poseen contratos sin diferenciar por tecnología. A continuación se muestra el gráfico indicando el comportamiento durante el año para ambos casos con y sin congestión

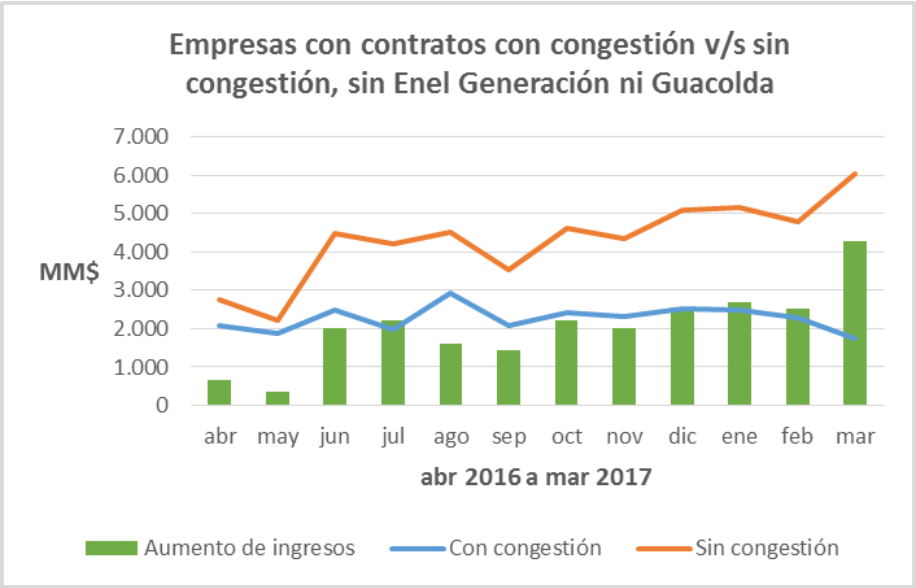

Figura 5.71. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras con contratos presentes en el sub-sistema SIC Norte excluyendo a Enel Generación y Guacolda. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

La tendencia se mantiene al igual que en los casos anteriores, en donde se deja de percibir cantidades importantes producto de la congestión actual. A continuación se muestra el detalle de esta diferencia para los casos con y sin congestión

Tabla 5.33. Aumento de ingresos para las centrales con contrato del sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
676	340	2.004	2.229	1.593	1.451	2.211	2.012	2.561	2.672	2.512	4.293

Por lo tanto, dependiendo de la variabilidad del costo marginal se pueden estar dejando de percibir entre 300 y 4.000 MM$/mes. Como se verá en el siguiente análisis, las empresas con contrato están dejando de percibir menos ingresos debido a la congestión, comparadas con las empresas sin contrato, es decir, el hecho de tener un contrato les ayuda a atenuar un poco esta pérdida.

5.2.7 EMPRESAS SIN CONTRATOS

En este caso el análisis se realiza incluyendo solo a las empresas que no poseen contratos sin diferenciar por tecnología. A continuación se muestra el gráfico indicando el comportamiento durante el año para ambos casos con y sin congestión

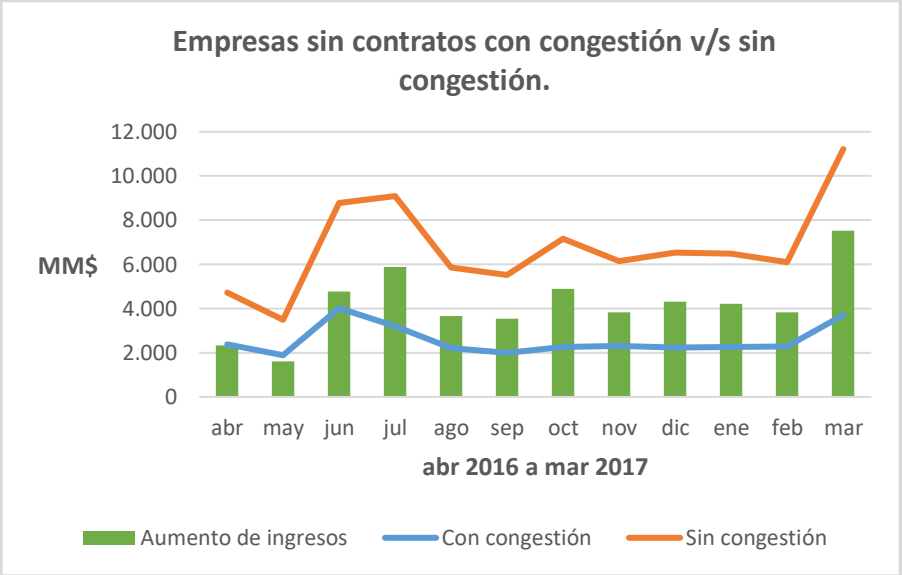

Figura 5.72. Efecto conjunto de las inyecciones, retiros y contratos de empresas generadoras sin contratos presentes en el sub-sistema SIC. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Al comparar con el caso de empresas con contratos, claramente se muestra que el hecho de no poseer contratos expone mucho a estas empresas a la volatilidad del mercado Spot, ya que la diferencia entre los casos con y sin congestión se incrementa para estas empresas, ver cuadro siguiente;

Tabla 5.34. Aumento de ingresos para las centrales sin contrato del sub-sistema SIC Norte si no hubiera congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aumento de ingresos sin congestión (MM$)											
abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
2.334	1.604	4.765	5.880	3.653	3.536	4.901	3.837	4.303	4.216	3.825	7.519

Por lo tanto, estas empresas dejaron de percibir entre 1.600 y 7.500 MM$/mes durante el período analizado.

5.2.8 POR ZONAS O PUNTOS DE INYECCIÓN

En este caso se realiza una comparación entre distintos puntos de inyección relevantes para el sub-sistema SIC Norte, es decir, se agruparon las centrales de acuerdo al lugar físico en donde se realiza su inyección, tomándose las siguientes referencias:

- S/E Diego de Almagro
- S/E Carrera Pinto y S/E Cardones
- S/E Maitencillo
- S/E Maitencillo y S/E Punta Colorada
- S/E Punta Colorada
- S/E Las Palmas y S/E Pan de Azúcar
- S/E Las Palmas

Para esto se usó el porcentaje de aumento de ingresos entre el sistema congestionado versus el sistema sin congestión, obteniendo los siguientes resultados;

Tabla 5.35. Porcentajes de aumento de ingresos de acuerdo a puntos de inyección. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
D.Almagro	69%	45%	104%	131%	78%	93%	108%	101%	101%	90%	110%	174%
C.Pinto - Cardones	344%	230%	697%	582%	384%	458%	852%	608%	658%	559%	587%	1031%
Maitencillo	16%	18%	39%	46%	22%	19%	22%	10%	19%	13%	5%	20%
Maitenc - P.Color.	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	188%	377%	277%	279%	1037%
P.Colorada	26%	33%	24%	28%	81%	64%	131%	83%	96%	70%	49%	82%
L.Palmas -P.Azucar	23%	8%	34%	41%	53%	38%	70%	42%	48%	40%	44%	74%
L.Palmas	30%	12%	31%	46%	70%	55%	85%	49%	77%	63%	87%	92%

A continuación se muestra gráficamente los resultados obtenidos;

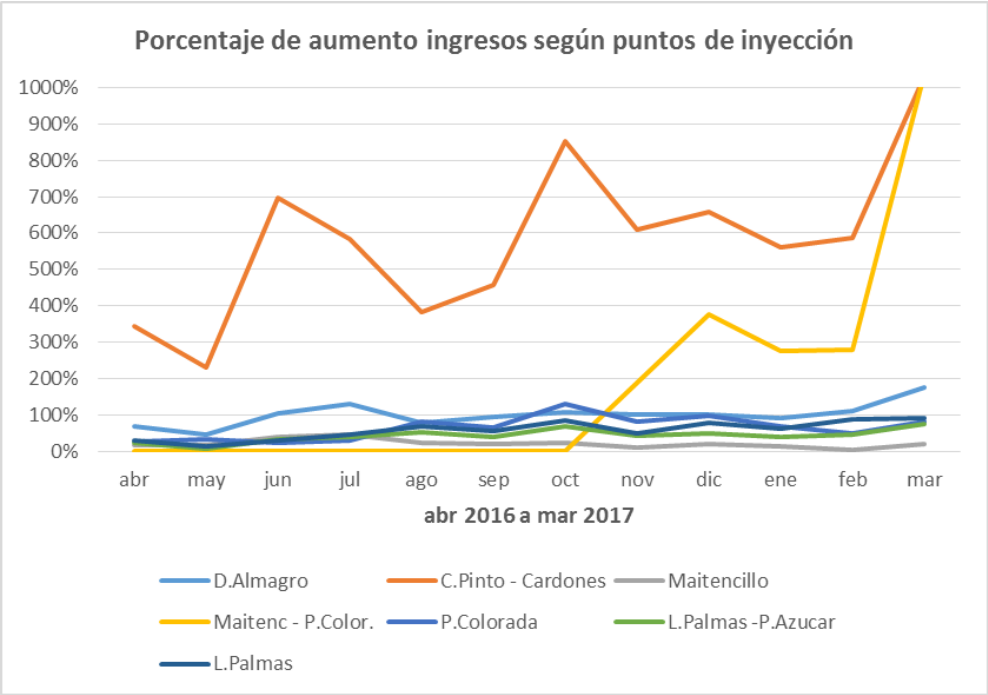

Figura 5.73. Porcentajes de aumento de ingresos de acuerdo a puntos de inyección. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Se observa que las centrales que inyectan en Carrera Pinto y Cardones tienen un porcentaje de aumento de ingresos mucho mayor, esto es debido a que no poseen contratos y además todas son solares fotovoltaicas (las térmicas fueron

excluidas desde un comienzo) por lo tanto, un sistema descongestionado aumenta mucho sus ingresos.

El aumento en la curva Maitencillo – Punta Colorada obedece a la entrada en operación en octubre de la central fotovoltaica El Romero de Acciona Energía que posee una potencia bruta de 196 MW.

Para apreciar las siguientes curvas se eliminan las dos anteriores:

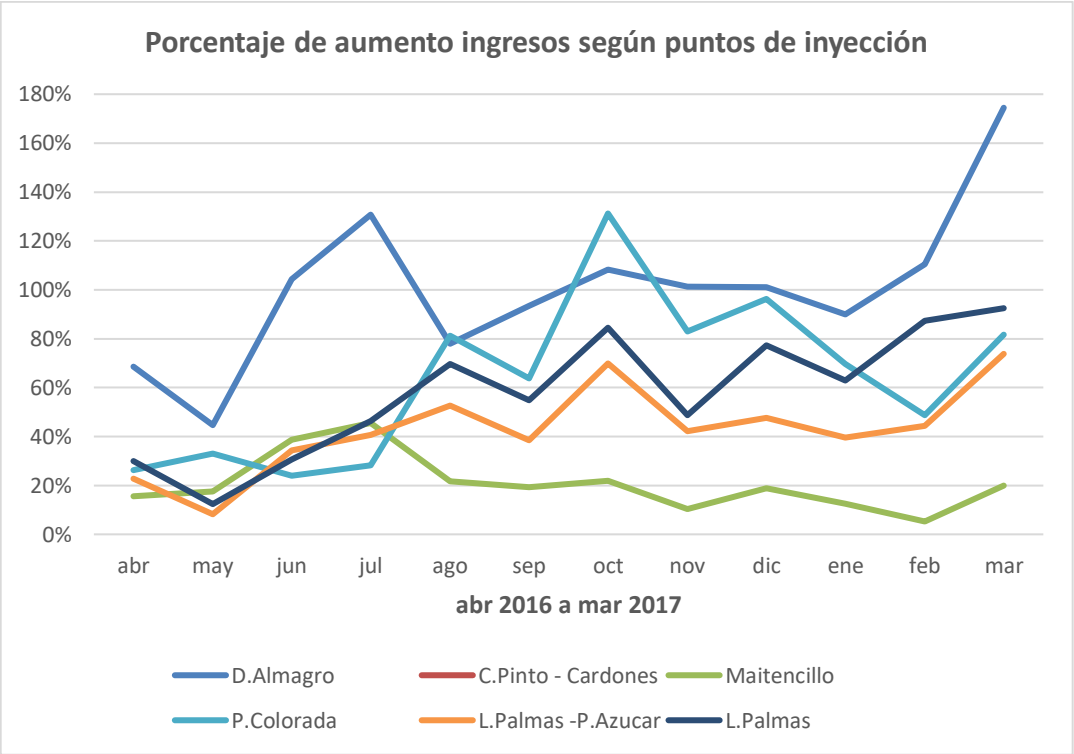

Figura 5.74. Porcentajes de aumento de ingresos de acuerdo a puntos de inyección sin Carrera Pinto. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

De esta forma se aprecia más claramente las otras zonas de inyección:
Diego de Almagro resulta ser una de las que posee mayor porcentaje de aumento de ingresos en el caso que el sistema fuera descongestionado, esto es debido a que actualmente es una de las barras más afectadas, además de poseer gran cantidad de centrales solares fotovoltaicas y varias sin contratos.

Le sigue Punta Colorada, ya que a medida que nos vamos alejando de la zona Norte nos alejamos de la zona más congestionada.

Luego, más abajo estarían Pan de Azúcar y Las Palmas, zona predominantemente eólica.

Finalmente, Maitencillo se aprecia con menor porcentaje de aumento de ingresos debido al gran volumen de energía inyectado por Guacolda y su también alta energía contratada.

5.2.9 COMPARACIÓN DE TODOS LOS CASOS VISTOS ANTERIORMENTE

Finalmente, se realiza una comparación de todos los casos analizados anteriormente, con el fin de mostrar el potencial de aumento de ingresos de la tecnología solar fotovoltaica por sobre la eólica, esto debido a que las centrales solares fotovoltaicas son las que más están siendo perjudicadas por la situación actual. También se muestra que el efecto contratos ayuda a atenuar las pérdidas actuales, debido a que les da más estabilidad en los ingresos a las empresas que han logrado estos contratos por sobre las que no los tienen, quedando estas últimas más expuestas a la volatilidad del mercado Spot.

A continuación se muestra el gráfico acumulativo para todos los casos vistos considerando el sistema congestionado;

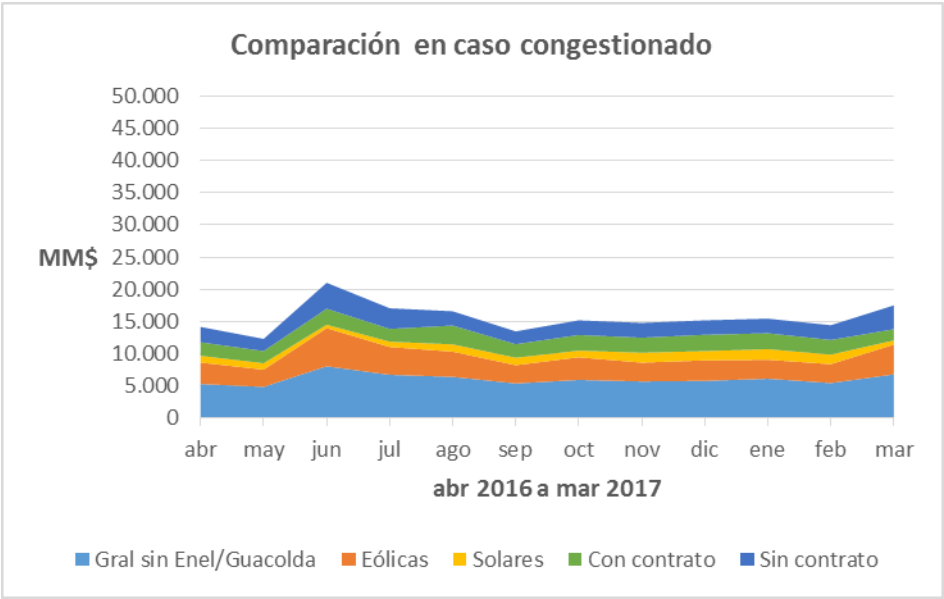

Figura 5.75. Comparación de casos considerando un sistema congestionado. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Acá se ratifican los mayores ingresos de las centrales eólicas por sobre las solares fotovoltaicas y casi los mismos ingresos entre centrales con contrato versus las sin contrato.

Ahora, considerando un sistema sin congestión, el gráfico anterior quedaría de la siguiente forma;

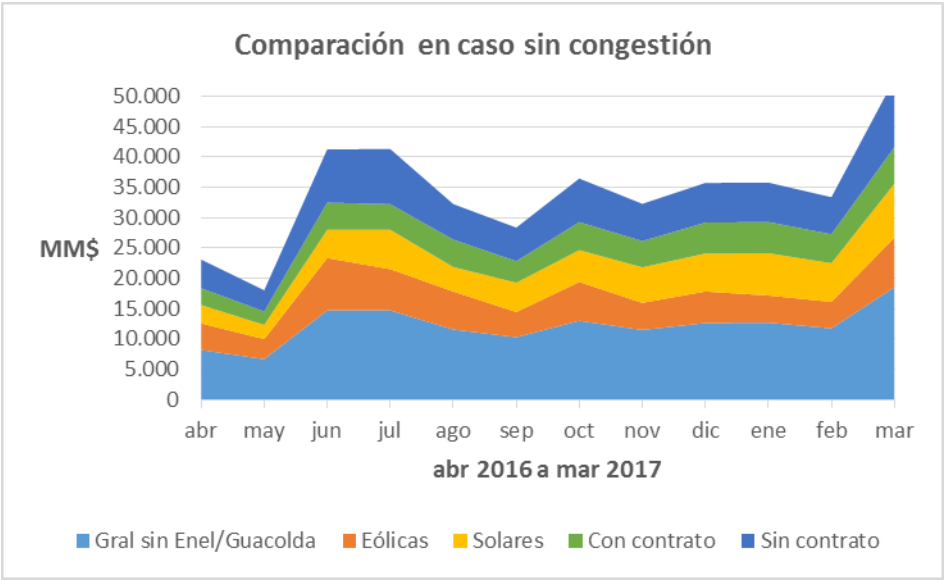

Figura 5.76. Comparación de casos considerando un sistema sin congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Ahora, al considerar el caso de un sistema descongestionado, vemos como en todos los casos tenemos aumento en los ingresos. Las centrales eólicas son las que menos crecen debido a que se encuentran en una zona que es la menos congestionada. Existe un gran crecimiento para las centrales solares debido a que actualmente son las que se están llevando la peor parte.

En cuanto al efecto contratos, vemos como ambos casos, con y sin contrato crecen, sin embargo, las centrales sin contrato son las que más aumentan debido a que actualmente no tienen la protección y estabilidad del mismo, además, en este segmento existen muchas centrales solares que hacen aumentar más a las centrales sin contrato.

Por último, se muestra una gráfica acumulativa del aumento de ingresos en el caso que el sistema se descongestione;

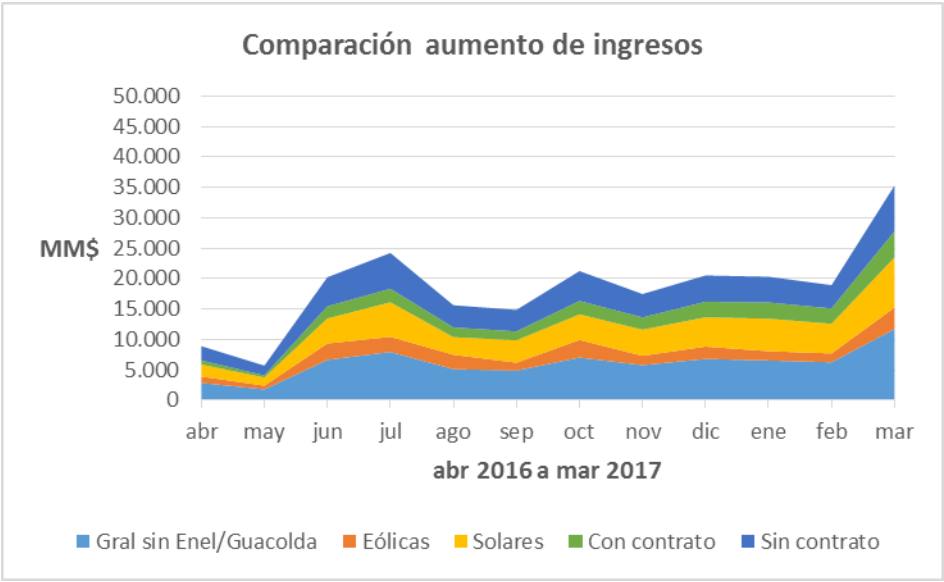

Figura 5.77. Comparación de casos considerando el aumento de ingresos para el caso que el sistema se descongestione. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Aquí se puede ver como las centrales solares tendrían mayores aumentos de ingresos al compararlas con las eólicas y como las empresas sin contratos también aumentarían más sus ingresos al compararse con las que tienen contratos.

5.3 EFECTO POTENCIA DE SUFICIENCIA

Actualmente, y debido a la congestión presente desde Pan de Azúcar hacia el Norte, el SIC se encuentra dividido en dos subsistemas; SIC Norte y SIC Centro Sur, por lo tanto, para el cálculo de las potencias de suficiencia con las que las centrales valorizan su aporte a la suficiencia del sistema se consideran las demandas de punta de cada uno de los sub-sistemas, correspondiente a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada subsistema, además se considera la potencia transmitida entre dichos subsistemas en MW. Para esto se consideran los siguientes valores;

Tabla 5.36. Valores de demanda para el cálculo de la potencia de suficiencia. Fuente: Informe DO N°23/2016, Cálculo preliminar de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del SIC año 2016-2017. Coordinador Eléctrico Nacional [12].

	Subsistema 1	Subsistema 2
Total Potencia inicial neta (MW)	1.476,65	9.863,79
Demanda de punta neta (MW)	657,18	7.103,32
Transferencia entre subsistemas (MW)	353,09	-353,09
Demanda subsistema	1.010,27	6.750,23

Con estos valores se realiza una nueva prorrata de potencia de suficiencia definitiva suponiendo que con la línea Cardones – Polpaico en operación se tendrá un solo sistema sin congestiones que provoquen desacoples importantes, también, se debe mencionar que esto es solo una aproximación que podría dar cuenta del reconocimiento de potencia para el caso de tener un solo sistema.

Con los nuevos valores de potencia de suficiencia definitiva reconocida por cada central se procede a valorizar la diferencia en el reconocimiento de potencia, es decir, se valoriza solo el aumento de dicho reconocimiento. Para valorizar la potencia se usan los precios de nudo de potencia comprendidos en el informe técnico definitivo de enero 2017 de la fijación de precios de nudo de corto plazo del SIC. Siendo los siguientes;

Tabla 5.37. Precios de nudo de potencia para el subsistema SIC Norte. Fuente: informe técnico definitivo, Fijación de precios de nudo de corto plazo, enero 2017.

Barra	$/kW/mes
Diego de Almagro	5392,94
Carrera Pinto	5476,68
Cardones	5619,99
Maitencillo	5357,54

Por lo tanto, se tiene los siguientes resultados;

Tabla 5.38. Valorización del aumento de reconocimiento de potencia de suficiencia en el caso de tener un sistema descongestionado. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE y el CEN.

Central	Pfsuf	Pfinal	Pfinal ajustada a nueva demanda	Diferencia	$/kW/mes	Barra	Valorización de la diferencia mensual ($)
Huasco tg	51,776	37,620	37,990	0,370	5357,54	Maitencillo	1.980.716
Dalmagro tg	18,172	13,203	13,333	0,130	5392,94	D.Almagro	699.758
Andes	25,942	18,849	19,034	0,185	5392,94	D.Almagro	998.967
SanLorenzo 1	27,329	19,857	20,053	0,195	5392,94	D.Almagro	1.052.404
SanLorenzo 2	24,930	18,114	18,292	0,178	5392,94	D.Almagro	960.000
SanLorenzo 3	6,682	4,855	4,903	0,048	5392,94	D.Almagro	257.327
Taltal 1	53,155	38,622	39,002	0,380	5392,94	D.Almagro	2.046.900
Taltal 2	83,168	60,429	61,023	0,594	5392,94	D.Almagro	3.202.637
Guacolda 1	119,760	87,017	87,872	0,855	5357,54	Maitencillo	4.581.449
Guacolda 2	130,725	94,984	95,918	0,933	5357,54	Maitencillo	5.000.952
Guacolda 3	122,628	89,101	89,976	0,876	5357,54	Maitencillo	4.691.165
Guacolda 4	137,080	99,602	100,581	0,979	5357,54	Maitencillo	5.244.060
Guacolda 5	127,641	92,743	93,654	0,911	5357,54	Maitencillo	4.882.943
Cenizas	0,000	0,000	0,000	0,000			0
Cardones	141,816	103,043	104,055	1,013	5619,99	Cardones	5.690.979
Emelda U-1	29,709	21,587	21,799	0,212	5392,94	D.Almagro	1.144.046
Emelda U-2	34,381	24,981	25,226	0,245	5392,94	D.Almagro	1.323.942
SalvadorTG1	22,780	16,552	16,714	0,163	5392,94	D.Almagro	877.202
TermPacifico	82,540	59,973	60,562	0,589	5619,99	Cardones	3.312.273
Rio Huasco	2,867	2,083	2,104	0,020	5357,54	Maitencillo	109.690
E Taltal	21,175	15,386	15,537	0,151	5392,94	D.Almagro	815.407
FV SCecilia	0,669	0,486	0,491	0,005	5357,54	Maitencillo	25.586
FV Lterrazas	0,573	0,416	0,421	0,004	5619,99	Cardones	22.999
FV Esperanza	0,672	0,488	0,493	0,005	5392,94	D.Almagro	25.875
FV L Llampos	28,994	21,067	21,274	0,207	5619,99	Cardones	1.163.495
FV S Andres	13,771	10,006	10,105	0,098	5476,68	Carrera Pinto	538.543
FV Dalmagro	5,312	3,860	3,898	0,038	5392,94	D.Almagro	204.551
FV Lalackama	10,505	7,633	7,708	0,075	5392,94	D.Almagro	404.542
FVLalackama2	3,152	2,290	2,313	0,023	5392,94	D.Almagro	121.366
FV Chañares	6,871	4,993	5,042	0,049	5392,94	D.Almagro	264.595
FV Javiera	12,127	8,812	8,898	0,087	5392,94	D.Almagro	466.998
FV Salvador	12,989	9,437	9,530	0,093	5392,94	D.Almagro	500.165
FV LdelNorte	27,053	19,657	19,850	0,193	5476,68	Carrera Pinto	1.057.939
FV C_Pinto	3,413	2,480	2,504	0,024	5476,68	Carrera Pinto	133.450
FV Hornitos	0,061	0,044	0,044	0,000	5619,99	Cardones	2.432
Total	**1390,4**	**1010,3**	**1020,2**	**9,9**			**53.805.352**

Por lo tanto, se presumen aumentos en los ingresos en alrededor de 58 MM$/mes considerando el total de empresas generadoras en el actual subsistema SIC Norte.

Este aumento en los ingresos apenas representa un 0,97% de los ingresos por potencia de suficiencia para el total del subsistema.

5.4 EFECTO MÍNIMOS TÉCNICOS DE GUACOLDA

Actualmente la Central Guacolda se debe mantener en servicio con costos marginales en su punto de inyección inferiores a sus costos variables (combustibles y no combustibles) provocando un perjuicio económico para dicha central.

Para resolver esta situación el D.S. 291 indica que "*las centrales que se encuentren operando a mínimo técnico debido a las restricciones de transmisión, con un costo variable superior al costo marginal que resulta en sus barras de inyección, producto de la holgura en el sistema de transmisión, deben ser retribuidas económicamente en sus costos no cubiertos producto de esta situación por las empresas que mantienen contratos de suministro con clientes finales o con distribuidores dentro de la zona afectada por dicha restricción, incluida si corresponde la propia empresa propietaria de dicha central, a prorrata de los retiros asociados a dichos compromisos de suministro"*.

Por lo tanto, se muestran las cantidades percibidas por Guacolda durante todo el período analizado teniendo presente que en el caso que el sistema se descongestione, Guacolda no verá reducidos sus ingresos totales debido al término de este pago compensatorio, ya que los costos marginales en sus barras de inyección serán mayores a sus costos variables.

Tabla 5.39. Balance mínimos técnicos de Guacolda solo considerando a sus 5 unidades carboneras. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

	Mínimos técnicos Guacolda (MM$)											
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
PAGA	20	18	29	187	211	294	190	272	555	469	373	394
RECIBE	80	66	103	642	1.061	1.136	760	990	2.106	1.746	1.507	1.608
TOTAL	59	48	74	456	849	841	569	718	1.551	1.277	1.134	1.214

La fila PAGA indica los montos que le corresponden a Guacolda debido a la prorrata de sus retiros. La fila RECIBE indica la valorización monetaria de la diferencia entre sus costos variables y los costos marginales en su punto de inyección cuando estos son menores a los costos variables, y el TOTAL es el neto que le corresponde a Guacolda.

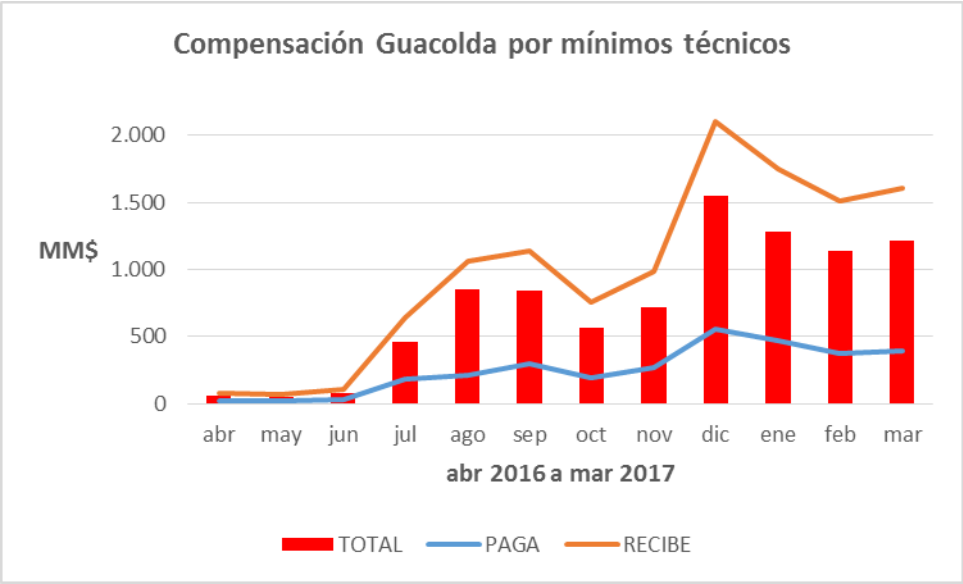

Figura 5.78. Compensación a Guacolda por concepto de mínimos técnicos. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Sin embargo, son el resto de los generadores quienes se ven perjudicados por este sobrecosto en el cual deben incurrir, ya que a pesar de estar percibiendo ingresos menores, estos empeoran la situación de los generadores que retiran energía en la zona congestionada.

Las centrales más perjudicadas por este concepto son:

- Enel Generación con desembolsos que han variado entre 20 y 670 MM$/mes.
- Panguipulli con desembolsos que han variado entre 1 y 11 MM$/mes.
- Rio Huasco con desembolsos que han variado entre 0,5 y 11 MM$/mes.
- Eléctrica Cenizas con desembolsos que han variado entre 0,5 y 25 MM$/mes.

El resto de centrales perjudicadas participa en una proporción mucho menor de estos pagos. Ver siguiente tabla.

Tabla 5.40. Pago de mínimos técnicos a Central Guacolda por parte de Generadores que retiran energía en zona congestionada. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Centrales subsistema SIC Norte que pagan mínimos técnicos a Guacolda ($)												
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Acciona Energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.391	2.953.974
Almeyda	9.584	4	0	628	447.734	659.730	426.281	0	1.313.845	0	1.428	0
Arrayan Eólico	0	9	0	5.829	58.248	0	0	0	0	0	10.368	0
Conejo Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11.979	0
Electrica Cenizas	750.255	576.973	954.131	8.010.269	8.945.844	13.299.451	8.227.690	10.632.239	25.714.913	22.565.842	18.238.208	18.301.034
Emelda	0	20	0	1.565	45.636	347.320	405.847	307.693	622.869	0	4.782	0
Enel Generación	30.804.606	20.879.940	36.926.772	168.110.360	331.168.553	324.653.885	247.798.166	308.319.749	673.411.535	569.812.385	482.752.607	532.620.593
Guacolda	20.426.821	18.026.738	28.736.062	186.530.871	211.472.996	294.232.781	190.490.756	271.712.872	554.884.412	468.577.975	373.209.271	393.733.663
Javiera	0	25	0	3.766	35.941	1.248	0	0	0	0	8.081	0
Kaltemp	0	2	0	299	2.549	107	0	0	0	0	567	0
Los Cururos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.378.133
Luz del Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.192.375	24.784.999	32.430.824
Monte Redondo	0	28	0	2.153	62.749	477.568	558.042	423.080	856.449	0	6.652	0
Panguipulli	1.274.590	699.382	1.145.520	4.333.564	9.782.033	5.165.015	4.710.913	4.939.709	10.374.521	9.688.159	9.840.012	11.132.099
Rio Huasco	467.694	464.824	585.485	3.398.951	3.764.016	5.593.190	3.824.192	5.474.995	11.204.711	10.219.206	8.250.033	8.708.127
San Juan LAP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	598.224	557.640	378.310
Cardones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektragen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enlasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Espinos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sun Edison	0	1	0	119	0	0	0	0	0	0	0	0
Los Loros	0	6.852	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (MM$)	54	41	68	370	566	644	456	602	1.278	1.101	918	1.006
TOTAL SIN GUACOLDA	33	23	40	184	354	350	266	330	723	632	544	612
TOTAL SIN GUAC. NI ENEL	3	2	3	16	23	26	18	22	50	62	62	79

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de los pagos efectuados a Guacolda por este concepto;

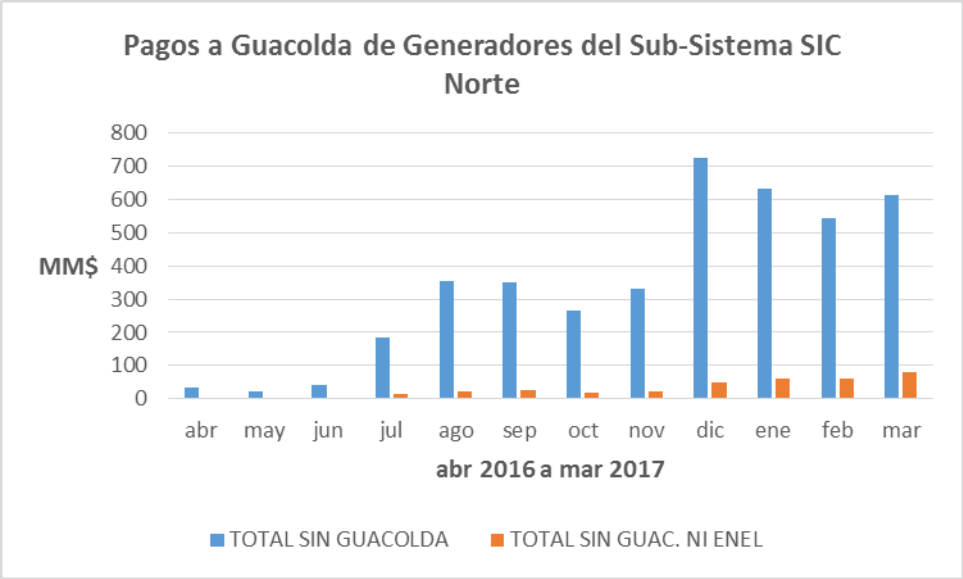

Figura 5.79. Pagos realizados a Guacolda por el conjunto de centrales que realizan retiros en la zona sujeta a congestión. Fuente: Elaboración propia a partir de Balances de facturación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por lo tanto, este efecto resulta menor comparado con el efecto inyecciones, retiros y contratos pero mucho mayor que el efecto Potencia de Suficiencia, ya que el conjunto de empresas generadoras afectadas tuvo que desembolsar entre 30 y 600 MM$/mes, siendo la más afectada Enel Generación debido a la gran cantidad de retiros efectuados en la zona congestionada.

6 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La actual congestión en la capacidad de transmisión del Norte Chico está causando grandes perjuicios económicos a la mayoría de generadores que se encuentran en la zona congestionada, debido a que están accediendo a costos marginales muy bajos durante el período del día en que abunda el recurso solar, incluso manteniéndose en 0 USD/MWh durante varias horas. Esta situación continuará empeorando a medida que ingresan nuevos actores al mercado de la generación.

Existen muchos factores que fueron provocando esta sobreoferta de generación en la zona, en especial de ERNC, entre ellas la falta de gas Argentino que detonó un sinnúmero de medidas y facilitó la promulgación de la ley 20.257, posteriormente modificada por la 20.698, que dice relación con la obligación de proveer con ERNC una parte de sus retiros, esto sumado con la baja en los precios de instalación y equipos de este tipo de tecnologías impulsó el crecimiento de esta industria, además, el súper ciclo del cobre permitió que se generara una gran expectativa en torno a la construcción de nuevos proyectos mineros que posteriormente no se efectuaron ante la baja en los precios del cobre. De esta forma, el Norte Chico se sobre instalo con centrales ERNC y al no crecer la demanda se produjeron restricciones en la transmisión, provocando el desacople del sistema.

Esta situación, se espera sea revertida cuando entre en servicio la interconexión de los sistemas SING y SIC que se lleva a cabo por TEN entre Mejillones y Nueva Cardones y por Transelec con la interconexión entre Los Changos y Kapatur, además, la línea Polpaico – Cardones que construye ISA permitirá llevar esta energía limpia y de bajo costo hasta la Región Metropolitana que es el principal centro de consumo del país.

Mientras toda esta infraestructura de transmisión no se encuentre operativa, continuarán las pérdidas económicas para el conjunto de empresas generadoras que poseen activos de generación en la zona congestionada, por lo tanto, el

retraso en la puesta en marcha de esta infraestructura resulta relevante para el país, para las empresas, para los clientes regulados y libres, etc.

Es por esto que se analizaron los distintos efectos que actualmente están provocando dichas pérdidas económicas, usando supuestos para poder cuantificarlas. Uno de los supuestos más importantes fue considerar que ante un sistema descongestionado los costos marginales tenderán a igualarse en todo el sistema, por lo que se usó el costo marginal de Alto Jahuel 220 kV para valorizar las inyecciones y retiros de las zonas actualmente afectas a congestión, también se usó el precio medio de mercado en su variante energía registrado en marzo de 2017 para el SIC, con el objeto de valorizar los contratos que tienen algunas empresas generadoras.

Una vez realizados los análisis de los datos de inyección, retiros y contratos de la mayoría de las empresas generadoras con presencia en la zona es que se cuantificaron las pérdidas o la disminución de ingresos por este concepto para el conjunto de empresas, desagregando los datos según tecnología, empresas con contratos, empresas sin contratos, o dejando fuera del análisis a las grandes generadoras para visualizar de mejor forma el efecto de los actores más pequeños, de esta forma se llegó a los siguientes resultados:

El conjunto de empresas generadoras durante el período analizado dejo de percibir entre 4.000 y 15.000 MM$/mes dependiendo principalmente de la variabilidad del costo marginal en el resto del SIC. La participación de Enel y Guacolda en estos resultados resulta muy relevante, escondiendo la afectación de los pequeños generadores renovables.

Enel fue la única empresa analizada que se ve afectada positivamente por la actual congestión en las líneas de transmisión, debido principalmente a que uno de sus principales clientes (Minera Caserones) retira energía a precios bajos (S/E Maitencillo que se encuentra afectada con los bajos precios actuales).

Al sacar a Enel del análisis se observa que las cantidades que se están dejando de percibir son muy similares a las expuestas en el párrafo anterior, ya que como

se dijo, Enel se encuentra afectada positivamente por este efecto (inyecciones, retiros y contratos).

Ahora, al sacar a Guacolda también del análisis, se va aclarando el panorama para los pequeños generadores, obteniéndose valores que van entre los 2.000 y 11.000 MM$/mes.

Las centrales solares fotovoltaicas por su parte, son las que se encuentran más perjudicadas por la congestión actual, ya que prácticamente la mayoría de sus inyecciones están siendo valorizadas a costo marginal 0 USD/MWh. Estas empresas están dejando de percibir entre 1.000 y 8.000 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal, esto se traduce en que están recibiendo por este concepto entre 3 y 6 veces menos de lo que podrían recibir.

Las centrales eólicas si bien es cierto se encuentran con problemas de congestión, estos problemas no son tan graves como en el caso de las centrales solares fotovoltaicas, ya que en su mayoría se encuentran en el borde de la zona geográfica que está afectada por la congestión, pudiendo acceder a costos marginales mayores. Cuando abunda el recurso eólico es cuando este tramo más tiende a congestionarse. Estas empresas están dejando de percibir entre 600 y 3.500 MM$/mes.

Para el caso de las empresas que poseen contratos de venta de energía la tendencia se mantiene al igual que en los casos anteriores, en donde se deja de percibir cantidades importantes producto de la congestión actual, estas cantidades varían entre 300 y 4.000 MM$/mes. El hecho de tener contratos les permite obtener ganancias superiores a las que podrían obtener las empresas que no poseen contratos, esto debido a que la mayoría del tiempo el precio de venta de energía es mayor al costo marginal de retiro de esta energía, y por tanto, los porcentajes de aumento de ingresos son menores que el de las empresas sin contratos en el supuesto de un sistema descongestionado.

En el caso de las empresas sin contrato de venta de energía, estas se encuentran dejando de percibir entre 1.600 y 7.500 MM$/mes dependiendo de la variabilidad del costo marginal.

Al efectuar la comparación por zonas o puntos de inyección se observa que las centrales que inyectan en Carrera Pinto y Cardones tienen un porcentaje de aumento de ingresos mucho mayor, esto es debido a que no poseen contratos y además todas son solares fotovoltaicas (las térmicas fueron excluidas del análisis).

Diego de Almagro resulta ser una de las zonas con mayor porcentaje de aumento de ingresos en el caso que el sistema se descongestione, esto, debido a que posee una gran cantidad de centrales fotovoltaicas y varias sin contratos.

Para el caso del efecto Potencia de Suficiencia se presumen aumentos en los ingresos en alrededor de 58 MM$/mes considerando el total de empresas generadoras en el actual subsistema SIC Norte. Este aumento en los ingresos apenas representa un 0,97% de los ingresos por potencia de suficiencia para el total del subsistema, y por ende es irrelevante.

El efecto de mínimos técnicos para Guacolda no representa un problema en el caso que el sistema se descongestione, ya que al dejar de percibir esta compensación, verá aumentados sus ingresos por efectos de inyección ya que el costo marginal debiera ser mayor a sus costos variables.

Tal como se mencionó anteriormente, son el resto de los generadores quienes se ven perjudicados por este sobrecosto en el cual deben incurrir.

Las empresas más perjudicadas por este concepto son:

- Enel Generación con desembolsos que han variado entre 20 y 670 MM$/mes.
- Panguipulli con desembolsos que han variado entre 1 y 11 MM$/mes.
- Rio Huasco con desembolsos que han variado entre 0,5 y 11 MM$/mes.

- Eléctrica Cenizas con desembolsos que han variado entre 0,5 y 25 MM$/mes.

Finalmente, se espera que la línea de ISA vaya entrando en operación por tramos permitiendo de esta manera aliviar la congestión, inyectando energía renovable al SING y disminuyendo lentamente los porcentajes de vertimiento actual, hasta la puesta en servicio 100% de la línea Cardones – Polpaico que permitirá tener energía limpia y de bajo costo en el resto del país, aliviando los problemas financieros de la mayoría de estas empresas generadoras.

7 REFERENCIAS

1. SOLER Lavin, Daniela Ester. Efectos técnico-económicos en la operación del SIC por ingreso de centrales ERNC. Tesis (Ing. Civil Eléctrica). Santiago. Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2013.

2. Coordinador Eléctrico Nacional, gráficos y estadísticas SIC [en línea] <http://www.coordinadorelectrico.cl>, [consulta 10 mayo 2017].

3. CNE. Generación bruta SIC - SING [en línea]. <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>, [consulta 13 julio 2017].

4. DIRECCIÓN de Planificación y Desarrollo, Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Previsión y demanda 2015-2035, [en línea], <http://www.coordinadorelectrico.cl>, [consulta 25 mayo 2017].

5. CNE, Antecedentes sobre la matriz energética en Chile y sus desafíos para el futuro, 2011 [en línea] <http://www.cne.cl>, [consulta 25 mayo 2017].

6. Ley 20.698. Sobre ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Diario Oficial de la República de Chile, 22 de octubre 2013.

7. SALGADO Andrés. Experiencia en el SIC en la conexión y operación de centrales ERNC. Abril 2016.

8. CNE, Reporte sector energético, marzo 2017 [en línea], <http://www.cne.cl>,[consulta 25 mayo 2017].

9. CNE, Reporte ERNC sector energético, junio 2017 [en línea], <http://www.cne.cl>,[consulta 13 julio 2017].

10. Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio de Operaciones de la zona Norte del SIC en el período 2014-2017 Resumen y Recomendaciones [en línea] <http://www.coordinadorelectrico.cl>, [consulta 10 mayo 2017].

11. Systep, Reporte mensual sector energético [en línea] <http://www.systep.cl>, [consulta 1 julio 2017].

12. Coordinador Eléctrico Nacional. Informe DO N°23/2016, Cálculo preliminar de potencia de suficiencia de las centrales generadoras del SIC año 2016-2017 [en línea] <http://www.coordinadorelectrico.cl>, [consulta 28 junio 2017].

13. Coordinador Eléctrico Nacional. Balances de Facturación desde abril 2016 a marzo 2017 [en línea] http://www.coordinadorelectrico.cl, [consulta 22 abril 2017].