



---

## **INFORME FINAL**

### **ESTUDIO**

# **“ANÁLISIS DEL IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE SING”**

## **PREPARADO PARA**

## **SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA**

**DICIEMBRE 2011**



## **INFORME FINAL**

### **ESTUDIO**

# **“ANÁLISIS DEL IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE SING”**

## **INDICE**

1.	Resumen Ejecutivo .....	5
2.	Características del Sistema Interconectado del Norte Grande.....	7
3.	Descripción General de la Metodología .....	11
4.	Evaluación de la capacidad del sistema de transmisión del SING de acoger el desarrollo eólico en las áreas Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda, en base al Plan de Expansión Óptimo del Sistema de Transmisión Troncal del SING .....	19
Etapa I. Revisión y Determinación de Antecedentes requeridos en la Simulación. ....		19
4.1.	Parámetros Requeridos para la Simulación del Sistema.....	19
4.1.1.	Proyección de Demanda.....	19
i.	Estimación Demanda por Barra del Año Base.....	19
ii.	Proyección de Demanda .....	19
iii.	Determinación Bloques Mensuales de Demanda .....	21
4.1.2.	Topología del Sistema y Expansión en Generación - Transmisión .....	22
i.	Modelación Instalaciones Existentes .....	22
ii.	Plan de Obras en Generación y Transmisión .....	23
4.2.	Parámetros Modelación Parques Eólicos.....	24
4.3.	Definición Escenarios Generación Eólica a considerar .....	42
Etapa II. Simulación y Evaluación. ....		42
4.4.	Simulación Escenario sin Generación Eólica .....	43
4.5.	Simulación y Evaluación Escenarios Penetración Eólica .....	44
Etapa III. Resultados de los Escenarios Evaluados .....		57

4.6.	Identificación y análisis de los impactos y restricciones en las redes de transmisión del SING al considerar el Plan Óptimo de Expansión de la Transmisión Troncal.....	57
4.7.	Identificación y análisis de los impactos y restricciones en las redes de transmisión, considerando refuerzos de líneas de transmisión existentes y/o implementación de nuevas líneas para cada nivel de penetración eólica revisado	58
4.8.	Sensibilidades de los Resultados Obtenidos .....	60
5.	Estimación de los niveles de reserva secundaria necesarios para manejar la variabilidad y predictibilidad del recurso eólico, así como los impactos técnico – económicos en la programación y operación del SING para los niveles de penetración eólica de 300 400, 500, 600 y 700 MW .....	65
Etapa I. Generación de Escenarios .....		65
5.1.	Determinación Generación Eólica Horaria.....	65
5.1.1.	Selección de Perfiles de Viento .....	65
5.1.2.	Niveles de Penetración Eólica .....	69
5.2.	Comportamiento horario de la Proyección de Demanda .....	70
5.3.	Mantenimiento Centrales SING .....	72
5.4.	Escenarios Resultantes .....	74
Etapa II. Reservas y Despacho para cada Escenario.....		75
5.5.	Determinación del Nivel de Reserva Secundaria .....	75
5.6.	Estimación del Impacto Técnico – Económico de los niveles de Reserva Secundaria en la Programación y Operación del SING .....	82
Etapa III.Resultados y Dispositivos de Mitigación .....		88
5.7.	Participación de cada Escenario en el Costo Esperado.....	88
5.8.	Niveles de Reserva Secundaria.....	88
5.9.	Costos Operación y Características Despacho .....	88
5.10.	Programación y Operación horaria del SING .....	92
5.11.	Dispositivos de Mitigación de Reserva Secundaria .....	92
6.	Conclusiones y Supuestos Considerados .....	97
Anexo A.	Proyección de Demanda.....	99
Anexo B.	Antecedentes Proyectos Existentes Clientes Libres SING .....	102

Anexo C.	Modelación de Demanda por Medio de Bloques .....	106
Anexo D.	Recopilación de Antecedentes .....	115
Anexo E.	Asociación Retiros a Barras Consideradas en el Modelo PLP.....	117
Anexo F.	Listado Tramos Existentes Modelados en PLP .....	121
Anexo G.	Costos Variables Centrales Simuladas.....	148
Anexo H.	Holguras Sistema de Transmisión del SING sin Generación Eólica .....	150
Anexo I.	Escenarios de Penetración Eólica Analizados con Módulos de 100 MW.....	164
Anexo J.	Escenarios de Penetración Eólica analizados con módulos de 50 MW .....	173
Anexo K.	Refuerzos Requeridos Escenarios de Penetración Eólica en Bloques de 100 MW .....	176
Anexo L.	Perfiles de viento.....	198
Anexo M.	Producción Eólica para una unidad de 2 MW según perfiles de viento obtenidos .....	209
Anexo N.	Potencia Eólica Generable Perfiles de Viento Seleccionados .....	215

## 1. Resumen Ejecutivo

Mediante Resolución Exenta N° 0411 de 2011, la Subsecretaría de Energía aprobó las Bases de Licitación del Estudio de “Análisis del impacto técnico-económico de generación eólica en el Sistema Interconectado del Norte Grande SING”, para contar con el análisis de los impactos técnico – económicos que producirá el crecimiento de la capacidad instalada basada en energía eólica en las áreas Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda sobre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) para el período de análisis 2014 – 2016.

El presente informe corresponde al Informe Final del Estudio y contiene el resultado de todas las actividades y productos del estudio. A grandes rasgos, el estudio abarcó las siguientes etapas:

- a. Evaluación de la capacidad del sistema de transmisión del SING de acoger el desarrollo eólico en las Áreas Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda, en base al plan de expansión óptimo del sistema de transmisión troncal del SING.

El procedimiento consideró la simulación de distintos niveles de capacidad eólica instalada, teniendo en cuenta un aporte de potencia eólica común para todos los escenarios, de modo de realizar la comparación de costos para el mismo nivel de seguridad del sistema. Para ello, se incluyó unidades diesel adicionales que suplan las diferencias para los escenarios con menor capacidad eólica instalada. De la operación del Sistema resultante de las simulaciones realizadas, se obtuvo los refuerzos requeridos, así como los costos asociados al abastecimiento de la demanda para cada alternativa revisada.

Finalmente, se escogen los escenarios de menores costos para el período 2014 a 2016. Las principales características de los casos seleccionados son:

- Una capacidad eólica instalada en el área de Sierra Gorda igual o superior a 500 MW conectada a la barra Spence 220 kV, debido principalmente al mayor factor de planta medio estimado para este parque y a la conexión de nuevos proyectos mineros en dicha barra.
- Pérdidas medias del Sistema de 3,89 % y un costo medio de abastecimiento de 64,09 USD/MWh.
- De las sensibilidades realizadas, se observa que si se considera un costo base de 2300 USD/kW para las unidades eólicas, se requiere un incremento superior al 10% en dicho valor para modificar la capacidad eólica total escogida. Un efecto similar se logra con un descenso del 15% en el precio del gas natural considerado.

- b. Estimación de los niveles de reserva secundaria necesarios para manejar la variabilidad y predictibilidad del recurso eólico y los impactos técnico – económicos en la programación y operación del SING para inyecciones eólicas de 300, 400, 500, 600 y 700 MW, distribuidos según los escenarios de menores costos obtenidos en la etapa anterior.

El procedimiento desarrollado consideró para cada nivel de penetración eólica, la determinación del nivel de reserva secundaria requerido por el sistema para absorber las variaciones horarias de la demanda y la variabilidad del recurso eólico, además de los costos de operación y falla. Para ello se definieron tres perfiles de velocidad de viento reales por cada trimestre analizado, determinándose el nivel de reserva necesario para la operación como el máximo requerido entre los 3 perfiles de viento considerados, asegurando de esta forma una operación robusta del sistema.

A continuación, se estimó el costo total de operación y falla del sistema con la reserva secundaria obtenida según lo señalado en el párrafo anterior, para cada perfil de velocidad de viento y nivel de penetración eólica, considerando además las restricciones de operación de las unidades del SING. Por su parte, la reserva secundaria se distribuyó entre las centrales despachadas, privilegiando las unidades de mayores costos, limitando su aporte de reserva según su tasa de toma de carga.

De los resultados obtenidos se puede indicar que:

- Desde el punto de vista de costos operacionales, resulta conveniente instalar una capacidad eólica de hasta 500 MW, considerando supuestos conservadores, tales como una disponibilidad total en el suministro de gas natural licuado, los niveles de reserva secundaria estimados para una operación robusta del sistema independiente de su probabilidad de ocurrencia y una reserva secundaria aportada por las unidades en giro del sistema.
- Si se desea contar con un nivel de reserva secundaria que satisfaga la operación del sistema con todos los perfiles de viento seleccionados, se requiere en promedio una Reserva Secundaria que oscila entre los 147 y los 344 MW, para los niveles de inyección eólica de 300 a 700 MW, respectivamente, sobre un caso sin inyección eólica que necesita 68 MW de reserva. De lo anterior, se tiene que la reserva requerida aumenta según el nivel de penetración eólica considerado, a una tasa creciente por capacidad eólica inyectada.

## 2. Características del Sistema Interconectado del Norte Grande

El Sistema Interconectado del Norte Grande cuenta con 3701 MW de capacidad instalada para abastecer los consumos localizados en las regiones I, II y XV, conformados principalmente por clientes industriales del rubro minero.

Figura 1: Unilineal Simplificado SING<sup>1</sup>

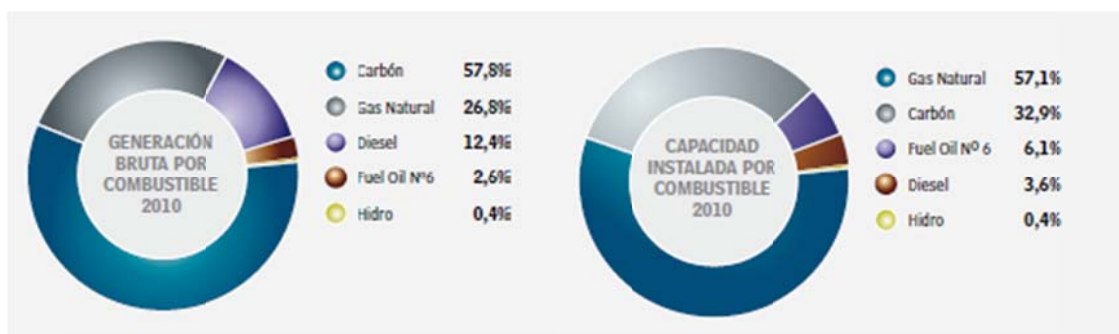


<sup>1</sup> Fuente: Anuario 2010 CDEC-SING

**Tabla 1: Líneas de Transmisión SING 2010**

Tensión (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)
66	349	266
100	58	992
110	1.367	1.669
220	4.676	14.730
345	408	777
Total	6.858	18.434

**Figura 2: Generación Bruta y Capacidad Instalada SING 2010**

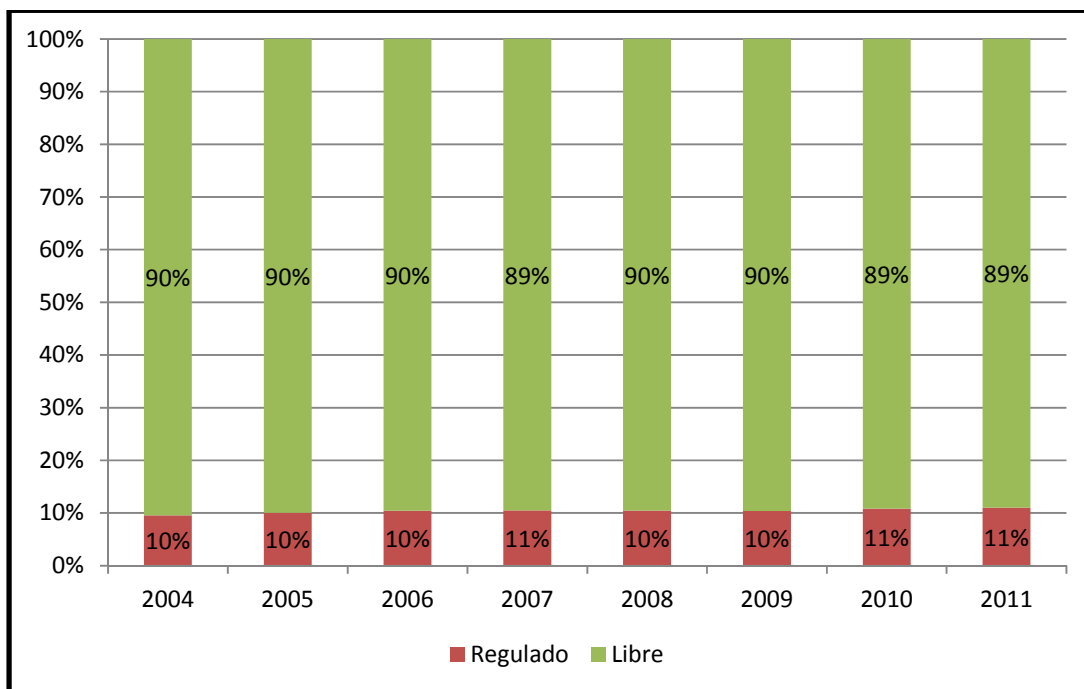


En la *Figura 1*, *Figura 2* y *Tabla 1* se incluyen las principales características del SING, destacándose la alta participación de las unidades térmicas en la matriz de generación del Sistema.

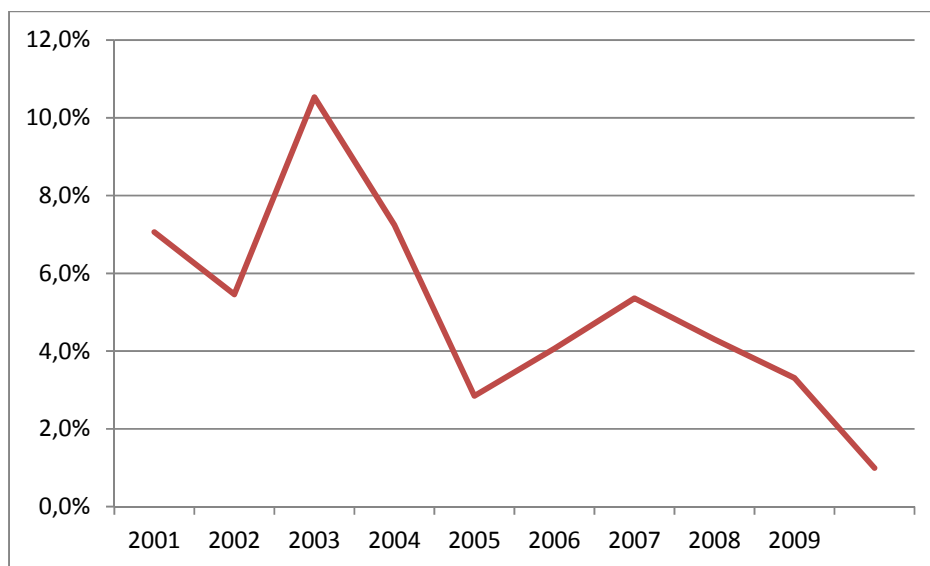
Adicionalmente, según lo señalado en el *Gráfico 1*, alrededor del 90% de la energía es consumida por clientes libres, por lo que el crecimiento de la demanda del sistema está fuertemente relacionado con los proyectos particulares que se lleven a cabo. En el *Gráfico 2* se ilustra la tasa de crecimiento anual del sistema desde el año 2001 en adelante.



**Gráfico 1: Energía Consumida por Tipo de Cliente<sup>2</sup>**



**Gráfico 2: Tasa de Crecimiento Anual Consumos de Energía SING<sup>2</sup>**



<sup>2</sup> Fuente: Estadísticas de Venta de Energía CDEC SING



Según lo señalado en la *Figura 2*, alrededor del 60% de la generación proviene de las unidades de carbón que representan el 33% de la capacidad instalada del SING, y que corresponden a unidades con bajas tasas de toma de carga y elevados tiempos mínimos de detención y operación, lo que origina costos adicionales en el despacho del sistema, producto de que para su operación ante variaciones de la demanda se debe respetar el cumplimiento de dichas restricciones.

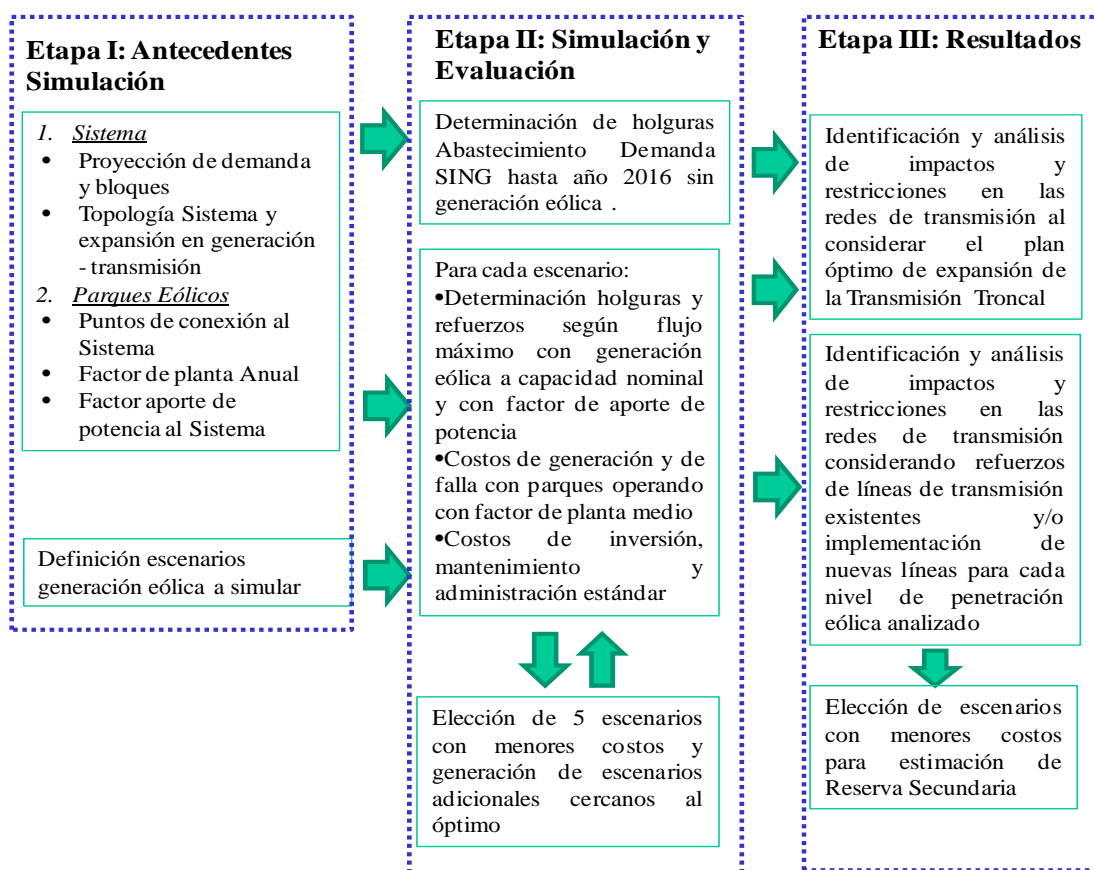
### 3. Descripción General de la Metodología

La metodología desarrollada considera los siguientes procedimientos por separado:

#### 3.1. Evaluación de la capacidad del sistema de transmisión del SING de acoger el desarrollo eólico en las áreas Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda, en base al Plan de Expansión Óptimo del Sistema de Transmisión Troncal del SING

Considera las etapas indicadas en la *Figura 3*. El objetivo es encontrar los escenarios de penetración eólica que conlleven los menores costos, para lo que se simulan distintas combinaciones de capacidad instalada en cada zona y puntos de conexión al sistema. Una vez definidas las 10 opciones más económicas, se revisa el cumplimiento de los parámetros de regulación de tensión establecidos en la NTSyCS. A continuación, se describe la metodología general incluida en cada una de las etapas.

**Figura 3: Metodología Determinación Escenarios de Penetración Eólica de Menores Costos<sup>3</sup>**



<sup>3</sup> Fuente: Elaboración Propia

## ***Etapa I. Antecedentes Simulación***

Incluye tanto la determinación de los parámetros requeridos para la simulación del sistema y de las unidades eólicas, así como la generación de los escenarios a considerar en los análisis.

### **1. Parámetros requeridos para la simulación del sistema:**

#### **○ *Proyección de demanda y determinación de bloques***

Para la proyección de demanda del sistema hasta el año 2016 se consideró como base los consumos por barra incluidos en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011, a los que se añadió los proyectos mineros de los que se cuenta con mayor certeza según la información pública disponible y que no se encontraban incluidos en dicho informe.

A continuación, se procedió a modelar la demanda del período 2014 – 2016 en 12 bloques mensuales, desagregándolo en cada barra según su coincidencia con la demanda del sistema.

#### **○ *Topología del Sistema y expansión en Generación – Transmisión***

Para la definición de las instalaciones de generación y transmisión existentes del sistema, se consideró la información pública disponible en la página web del CDEC SING.

Respecto de los planes de expansión incluidos, en el caso de generación se empleó las unidades definidas en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011, mientras que para las instalaciones de transmisión se consideró las expansiones resultantes del Estudio de Transmisión Troncal según lo señalado en la RE CNE N°456 de 2011.

### **2. Parámetros modelación Parques Eólicos:**

Para cada uno de los Parques Eólicos considerados se determinó lo siguiente:

#### **○ *Punto de Conexión al Sistema***

Se escogió 2 puntos de conexión para cada Parque Eólico, considerando para ello las subestaciones más cercanas a cada una de las zonas las que presentan una mayor capacidad de evacuación de potencia y una menor variación de tensión ante desviaciones en las potencias activas y reactivas.

#### **○ *Factor de Planta Medio Anual***

Se consideró la data de velocidad de viento media entregada por la contraparte técnica correspondiente a las mediciones realizadas a 80 mts en las estaciones de Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda Oeste, procediéndose a continuación a extrapolar los registros faltantes por

medio de regresiones lineales en base a mediciones realizadas en estaciones cercanas a una altura de 20 mts. A partir de la serie completa se obtiene la potencia horaria generada por un aerogenerador con su consiguiente factor de planta medio anual.

○ **Factor de Aporte de Potencia al Sistema**

En la versión 8 del cálculo provisional de Potencia Firme 2011 del CDEC SIC se incluyeron factores para las unidades eólicas de Canela I, Canela II, Totoral, Monte Redondo y Lebu que consideran su aporte en los parámetros de suficiencia, tiempos de partida y de toma de carga del Sistema. Para las unidades de los parques eólicos considerados en este estudio, se consideró el valor promedio de los factores de las unidades del SIC.

**3. Definición Escenarios Generación Eólica a considerar**

Los escenarios a revisar se generan según la combinación de las siguientes condiciones:

- Capacidad a simular en cada una de las Zonas: Para ello emplearon módulos de 100 MW en cada una de ellas, de modo de que la capacidad instalada total no sobrepase los 700 MW.
- Puntos de conexión al Sistema: Definidos según lo señalado en el numeral 2 anterior.

Debido a la gran cantidad de escenarios resultantes, se requiere escoger aquéllos escenarios más relevantes para el análisis. De este modo, resulta conveniente no considerar cuando la capacidad instalada es nula en alguna zona, dado que el uso óptimo de las instalaciones de transmisión trae consigo una distribución de la generación a lo largo del Sistema, lo que permite un mejor aprovechamiento de las holguras del Sistema de Transmisión.

***Etapa II. Simulación y Evaluación.***

Se empleó el software PLP para la simulación del abastecimiento de la demanda del SING hasta el año 2016 en los siguientes casos:

**1. Sin generación eólica**

Permite determinar las holguras y sobrecargas existentes en el sistema producto del abastecimiento de la demanda con las centrales consideradas, así como las inversiones requeridas en las zonas del sistema alejadas de la influencia de las unidades eólicas consideradas en este estudio.

Adicionalmente, la comparación de los resultados obtenidos a partir de la simulación de este caso con los escenarios con distintas capacidades eólicas, permite determinar la influencia de dichos escenarios en las holguras del Sistema de Transmisión.

## 2. Cada uno de los escenarios definidos en el numeral 3 de la Etapa I.

Para cada caso se simuló la operación del sistema bajo 3 condiciones: con las unidades eólicas operando en su capacidad máxima, con factor de aporte de potencia y factor de planta medio anual. Cabe mencionar que, para evaluar los escenarios bajo condiciones similares de seguridad de servicio, se añadieron unidades diesel en los mismos puntos de conexión de los Parques Eólicos, de modo que la potencia firme total sea similar en todos los casos.

A partir de las simulaciones detalladas en el párrafo anterior se evalúan los costos asociados a cada escenario de la siguiente forma:

- Costos de Generación y Falla: Obtenidos directamente de la simulación con inyección eólica operando con su factor de planta medio anual.
- Inversión: Se incluyeron los siguientes ítems:
  - *Aerogeneradores con su subestación de conexión al sistema*: se utilizó un valor estándar de 2300 USD/kW, obtenido del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011 con una vida útil de 50 años considerada para las unidades eólicas existentes en el SIC en su correspondiente Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011.
  - *Generadores Diesel para suplir los diferenciales de potencia firme entre los casos*: se utilizó un valor estándar de 500 USD/kW, obtenido del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011 con su correspondiente vida útil de 24 años.
  - *Línea de conexión del Parque Eólico al SING*: se consideró las unidades eólicas operando en la barra de conexión al sistema, empleándose costos para la línea de interconexión correspondientes a circuitos simples para inyecciones menores a 400 MW y dobles circuitos para las capacidades superiores.
  - *Refuerzos en Líneas de Transmisión y Equipos de Subestaciones*: se obtuvieron a partir de los flujos máximos por tramo resultantes de las simulaciones con las unidades eólicas operando con su capacidad máxima y con su factor de aporte de potencia. Para la valorización se empleó costos unitarios medios obtenidos a partir del Estudio de Transmisión Troncal del cuatrienio en curso con una vida útil de 30 años.
- Mantenimiento y Administración: Se empleó un 1,7% del Valor de Inversión de las Instalaciones de Transmisión valorizadas en el punto anterior. Dicho valor corresponde al empleado para el SING en el Estudio de Transmisión Troncal del cuatrienio en curso.

El costo utilizado para comparar los escenarios mencionados en este punto, corresponde a la anualidad equivalente de la suma de los costos anteriores para el período 2014 – 2016.

A continuación, se ordenan los escenarios de menor a mayor costo utilizado, escogiéndose los 5 primeros, para los que se procederá a repetir el procedimiento anterior para valores de capacidad por zona de 50 MW por sobre y debajo de los considerados en los escenarios seleccionados previamente.

Los escenarios anteriores se añaden a los simulados originalmente, escogiéndose los 10 casos que presenten un menor costo actualizado de inversión, operación, falla, mantenimiento y administración. Para estos casos se chequea el cumplimiento de la NTSyCS por medio del Software Power Factory DigSilent, de modo de determinar las inversiones adicionales necesarias para su cumplimiento con los costos totales correspondientes a cada escenario.

### ***Etapas III. Resultados***

A partir del procedimiento detallado en la *Etapas II* se obtienen los siguientes resultados:

**1. Identificación y análisis de los impactos y restricciones en las redes de transmisión del SING al considerar el Plan Óptimo de Expansión de la Transmisión Troncal**

Incluye la comparación de los refuerzos en instalaciones requeridos en el caso sin generación eólica respecto de los escenarios con capacidad eólica instalada.

**2. Identificación y análisis de impactos y restricciones en las redes de transmisión considerando refuerzos de líneas de transmisión existentes y/o implementación de nuevas líneas para cada nivel de penetración eólica revisado.**

Se refiere a las inversiones necesarias para la operación de las unidades eólicas que resulte más económica para cada nivel de penetración eólica simulado, escogiendo el caso de menores costos para su análisis de reserva secundaria en la segunda etapa del estudio.

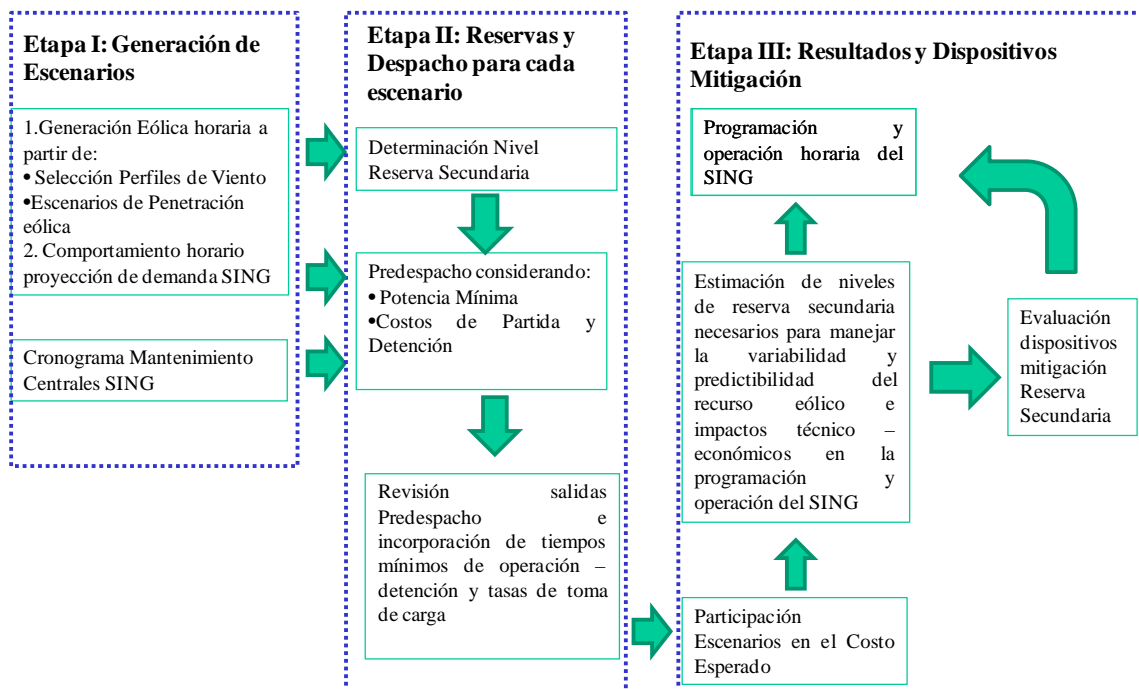
**3. Sensibilidades de los resultados obtenidos**

Se verificó la sensibilidad de la capacidad eólica total instalada resultante en el punto anterior ante una variación en el valor de inversión de los aerogeneradores y del precio del carbón. Adicionalmente, se incluyó la capacidad de reserva disponible considerando la entrada en operación de la Central Tarapacá en octubre de 2016.

**3.2. *Estimación de los niveles de reserva secundaria necesarios para manejar la variabilidad y predictibilidad del recurso eólico, así como los impactos técnico – económicos en la programación y operación del SING para los niveles de penetración eólica de 300, 400, 500, 600 y 700 MW***

Considera las etapas indicadas en la *Figura 4*. A continuación, se describe la metodología general incluida en cada una de ellas.

**Figura 4: Metodología Determinación Reserva Secundaria e Impacto Técnico - Económico<sup>4</sup>**



### **Etapa I. Generación de Escenarios**

Para la determinación de los escenarios de determinación de reserva secundaria y su impacto técnico – económico se consideraron los siguientes aspectos:

- **Estacionalidad de los perfiles de viento de los sectores bajo estudio**, obtenidos a partir de regresiones lineales de los perfiles medidos en estaciones cercanas a 20 mts de altura, registrándose comportamientos trimestrales típicos en todas las zonas. De los perfiles calculados, se escogió los que se ajustaban mejor a las siguientes condiciones:
  - Menor error cuadrático medio respecto de los perfiles trimestrales restantes,
  - Media + 2 desviaciones estándar de los registros horarios trimestrales,
  - Máximas variaciones horarias
- **Niveles de penetración eólica y su distribución por zona**, resultantes de la evaluación de las alternativas de menores costos para los niveles de 300, 400, 500, 600 y 700 MW, que entregan una mayor capacidad instalada para el parque Sierra Gorda conectado a la barra Spence 220 kV.

<sup>4</sup> Fuente: Elaboración Propia



- **Comportamiento horario demanda proyectada del SING**, registrándose variaciones horarias inferiores al 8% respecto de la demanda máxima mensual, sin períodos característicos al interior del año. Producto de lo anterior, se consideró para el análisis períodos de 2 semanas de cada trimestre del período 2014 – 2016, escogidas como la semana de menor energía consumida y la siguiente a ella, por representar las mayores exigencias de operación de las restricciones a considerar para el despacho de las unidades térmicas.
- **Cronograma de Mantenimiento de las centrales del SING**, se escogió 3 perfiles trimestrales característicos, con capacidades en mantenimiento que oscilan entre los 0 y 450 MW.
- **Escenarios Resultantes**, un total de 576, producto de la combinación de los factores anteriores:
  - Generación Eólica : 16, (5 niveles de penetración, 3 perfiles de velocidad de viento y un escenario sin generación eólica),
  - Demanda : 12, ( 1 por cada trimestre),
  - Perfiles de Mantenimiento : 3

#### ***Etapas II. Reservas y Despacho para cada Escenario.***

El análisis consideró los siguientes procedimientos:

- **Determinación de los niveles de Reserva Secundaria**, considerando para cada perfil de viento seleccionado, la reserva secundaria requerida para la operación del Sistema el 97% de los casos. El valor trimestral seleccionado para cada nivel de penetración eólica es el mayor resultante de los perfiles considerados.
- **Estimación del Impacto Técnico – Económico de los niveles de Reserva Secundaria en la programación y operación del SING**, realizado en las siguientes 2 etapas:
  - Pre- despacho de la operación del SING, por medio del modelo PCP que incorpora las Potencias Mínimas y los costos de partida y detención de las unidades,
  - Revisión y ajustes resultado Pre-despacho, incluyendo las restricciones de tiempos mínimos de operación y detención de las unidades, así como las tasas de toma de carga,

### ***Etapas III. Resultados y Dispositivos de Mitigación***

A partir del procedimiento detallado en la *Etapas II* se obtienen los siguientes resultados:

- ***Participación de cada Escenario en el Costo Esperado***, producto de la combinación de los perfiles de velocidad de viento y cronograma de mantenimiento, para cada trimestre y nivel de penetración eólica.
- ***Estimación de niveles de reserva secundaria necesarios para manejar la variabilidad y predictibilidad del recurso eólico e impactos técnico – económicos en la programación y operación del SING***, considera tanto los resultados obtenidos de la estimación de reserva secundaria como la valorización de los costos asociados a la operación de las unidades en cada uno de los escenarios con su ponderación anual según lo señalado en el punto anterior.
- ***Programación y operación horaria del SING*** en cada uno de los escenarios simulados.

Adicionalmente, se revisó el efecto en la reserva secundaria requerida por el sistema, de contar con Battery Energy Storage Systems (BESS) para una capacidad de penetración eólica de 300 MW.

**4. Evaluación de la capacidad del sistema de transmisión del SING de acoger el desarrollo eólico en las áreas Calama Oeste, Calama Norte y Sierra Gorda, en base al Plan de Expansión Óptimo del Sistema de Transmisión Troncal del SING**

**Etapas I. Revisión y Determinación de Antecedentes requeridos en la Simulación.**

Incluye tanto la determinación de los parámetros requeridos para la simulación del sistema y la operación de las unidades eólicas, como la generación de los casos de penetración eólica a considerar en los análisis.

**4.1. Parámetros Requeridos para la Simulación del Sistema**

**4.1.1. Proyección de Demanda**

**i. Estimación Demanda por Barra del Año Base**

Se emplea como año base para la modelación el año 2010, con el detalle por punto de medida incluido en los registros horarios de los retiros disponibles en la página web del CDEC SING. Para referir dichos registros a los puntos reales de retiro indicados en el *Anexo E* se emplearon los coeficientes de pérdidas del Sistema de Subtransmisión del SING incluidos en el Decreto 320 de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija las tarifas de Subtransmisión y sus fórmulas de indexación.

**ii. Proyección de Demanda**

Para la proyección de la demanda del SING se realizó lo siguiente:

- Los registros por punto de retiro obtenidos en i, se asignaron y agruparon según las barras del desglose de ventas libres y reguladas del Informe Técnico Definitivo de la Fijación de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011.
- Se consideró como base la energía proyectada por barra del Informe citado en el punto anterior.
- Los crecimientos por barra de dicho Informe para el período 2012 – 2016 se compararon con los proyectos mineros incluidos en el *Anexo B*, agregándose a la proyección los proyectos que por los montos involucrados detectados a simple inspección no fueron considerados en la proyección original.

El detalle del procedimiento anterior se incluye en el *Anexo A*.

En la *Tabla 2* se incluyen las tasas de crecimiento de consumo promedio anual históricas, así como las señaladas en el Informe Técnico Definitivo de Octubre 2011 con el ajuste de los

proyectos adicionales considerados. Se observa que, tanto para los clientes libres como para el SING, las tasas proyectadas superan al menos en tres puntos porcentuales las tasas de crecimiento históricas registradas, añadiéndose otros tres puntos porcentuales adicionales por la inclusión de los proyectos mineros adicionales.

**Tabla 2: Tasas de Crecimiento Consumo Promedio Anual<sup>5</sup>**

Clientes	2005 – 2011	2010 – 2016	
	Histórico	ITD Oct	ITD Oct + Proyectos seleccionados
Libres	3,23%	6,77%	10,16%
Regulados	5,05%	3,84%	3,84%
Total SING	3,42%	6,47%	9,56%

En la *Tabla 3* y en la *Tabla 4* se incluyen los consumos de energía y la demanda máxima proyectados del SING. Al respecto, cabe mencionar lo siguiente:

- De los antecedentes revisados, sólo las proyecciones realizadas por la DP hacen referencia a los crecimientos producto de proyectos asociados a empresas, correspondiendo a los referidos a Collahuasi, Escondida y Codelco Norte. Producto de lo anterior, se consideró como demanda de proyectos adicionales a los que no corresponden a las empresas anteriores.
- Se consideró como proyectos adicionales:
  - A partir del año 2014:
    - Ministro Hales, 85 MW
    - Antucoya, 55 MW
  - Desde el año 2015:
    - Sierra Gorda, 220 MW
  - A partir del año 2016:
    - Distrito Sierra Gorda, 170 MW
- Para la modelación de la curva de consumo horaria de los proyectos anteriores, se empleó el promedio de las curvas normalizadas de Radomiro Tomic y El Abra.
- La energía anual obtenida con la distribución horaria del punto anterior se contrastó con los incrementos anuales de la proyección base, concluyéndose que los proyectos adicionales seleccionados no habían sido considerados.

<sup>5</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Las demandas máximas proyectadas indicadas en la *Tabla 4*, corresponden a los valores obtenidos de la modelación horaria del consumo, en base a los registros de medida reales 2010 y los ajustes a las barras incluidas en el Informe Técnico Definitivo de Octubre 2011.

**Tabla 3: Consumos Anuales de Energía Proyectados<sup>6</sup>**

Año	Consumos ITD Oct		Consumos ITD Oct + Proyectos	
	Energía (GWh)	Crec (%)	Energía (GWh)	Crec (%)
2010	13.792		13.792	
2011	14.331	3,91%	14.331	3,91%
2012	15.437	7,72%	15.437	7,72%
2013	16.408	6,29%	16.408	6,29%
2014	17.289	5,37%	18.281	11,41%
2015	18.417	6,52%	20.968	14,70%
2016	20.094	9,11%	23.849	13,74%

**Tabla 4: Demanda Máxima Proyectada (MW)<sup>7</sup>**

Año	Consumos ITD Oct		Consumos ITD Oct + Proyectos	
	Demanda Máxima (MW)	Crec (%)	Demanda Máxima (MW)	Crec (%)
2010	1.814		1.814	
2011	1.920	5,83%	1.920	5,83%
2012	2.077	8,21%	2.077	8,21%
2013	2.239	7,76%	2.239	7,76%
2014	2.466	10,18%	2.577	15,12%
2015	2.729	10,64%	3.013	16,93%
2016	2.978	9,12%	3.396	12,72%

### iii. Determinación Bloques Mensuales de Demanda

A partir de la demanda horaria proyectada para el SING se determinaron los bloques de demanda mensuales que minimicen el error cuadrático medio entre la estimación y los valores horarios proyectados. La cantidad de bloques a considerar depende del año, dado que se requiere contar con una mayor precisión en el horizonte de simulación del estudio, es decir en el período 2014 – 2016, no siendo relevante disponer de un detalle similar para los años previos.

<sup>6</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>7</sup> Fuente: Elaboración Propia

En la *Tabla 5* se ilustra para cada año tanto la cantidad de bloques considerados como el ajuste obtenido respecto de la demanda máxima del sistema, obteniéndose el resultado esperado de conseguir un mejor ajuste a medida de que se aumenta el número de bloques modelados.

**Tabla 5: Modelación de Demanda Por Medio De Bloques<sup>8</sup>**

Año	Bloques mensuales	Demanda Máxima		
		Proyectada (MW)	Bloque (MW)	% Bloque
2011	1	1.920	1.737	90%
2012	1	2.077	1.876	90%
2013	3	2.239	2.092	93%
2014	12	2.577	2.490	97%
2015	12	3.013	2.904	96%
2016	12	3.396	3.285	97%

Para determinar la energía correspondiente a una barra en cada bloque se requiere promediar los registros coincidentes con las horas del sistema pertenecientes a dicho bloque.

En el *Anexo C. Modelación de Demanda por Medio de Bloques* se incluye el detalle de los bloques de demanda obtenidos para el SING. La participación de cada una de las barras se adjunta en el archivo *Bloques SING por Barra ITD.xlsx*.

#### **4.1.2. Topología del Sistema y Expansión en Generación - Transmisión**

##### **i. Modelación Instalaciones Existentes**

En el *Anexo F. Listado Tramos Existentes Modelados en PLP* se incluye la comparación entre el listado de instalaciones disponible en la web del CDEC-SING y las que fueron consideradas en el modelo PLP. Cabe mencionar que, se consideró como base las barras de retiro e inyección del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011, por lo que los tramos no considerados corresponden a arranques radiales que abastecen a clientes específicos o bien instalaciones de niveles de tensión menores.

Como criterio general para la determinación de la capacidad de las líneas de transmisión, no se consideraron las restricciones de capacidad relacionadas con el dimensionamiento de los Transformadores de Corriente o el sistema de protecciones, estableciéndose por tanto la capacidad según el límite térmico de carga del conductor.

<sup>8</sup> Fuente: Elaboración Propia

## ii. Plan de Obras en Generación y Transmisión

En la *Tabla 6* se incluyen las centrales consideradas en el Plan de Expansión del sistema de generación del SING, tomando como base las centrales definidas como “en construcción” y “recomendadas” por la CNE en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011, asociando la central Eólico SING I al proyecto Valle de los Vientos que se conectará a la barra Calama 110 kV.

**Tabla 6: Centrales ITD con Puesta en Servicio hasta 2016<sup>9</sup>**

Nombre Central	Fecha inicio operación	Barra	Potencia neta (MW)	Tipo de unidad generadora
NORACID	Oct-2011	Chacaya 220	17	Otro
VALLE DE LOS VIENTOS	Abr-2013	Calama 110	100	Eólica
Geotérmica Polloquere 01	May-2016	Chapiquiña 066	40	Geotermia
TARAPACA I	Oct-2016	Tarapacá 220	200	Carbón

Respecto del plan de expansión del sistema de transmisión del SING, según lo estipulado en las Bases del estudio, se requiere considerar como base el plan de expansión óptimo del sistema de transmisión troncal del SING. Al respecto, no se incluyó las líneas nuevas Tarapacá – Lagunas 220 kV y Crucero – Encuentro 220 kV, producto de que según lo señalado en la RE CNE N°456, para su puesta en servicio se requiere la inclusión de una central de 200 MW de capacidad o superior en la S/E Tarapacá, por lo que al ser sólo 200 MW los añadidos se optó por su consideración como refuerzo resultante del análisis a desarrollar.

En la *Tabla 7* se incluyen las obras de expansión del Sistema de Transmisión Troncal consideradas.

**Tabla 7: Obras de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal del SING<sup>10</sup>**

Tipo Obra	Nombre Proyecto	Fecha estimada de puesta en servicio
Ampliación	Aumento de Capacidad de Línea 1x220 kV Crucero-Lagunas N°2	Mayo 2013
Ampliación	Barra seccionadora en 220 kV en la S/E Lagunas	Enero 2014
Ampliación	Barra seccionadora en 220 kV en la S/E Tarapacá	Mayo 2014

Adicionalmente, a partir de mayo 2012, se incluyó la ampliación de la línea Encuentro – Collahuasi 220 kV, consistente en el tendido de un nuevo circuito y en el repotenciamiento del

<sup>9</sup> Fuente: Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo SING Octubre 2011

<sup>10</sup> Fuente: Elaboración Propia

circuito existente, por ser un proyecto que se encuentra actualmente en desarrollo según lo informado por su propietario al CDEC-SING.

## **4.2. Parámetros Modelación Parques Eólicos**

Para cada uno de los Parques Eólicos se determinó lo siguiente:

### **4.2.1. Puntos de Conexión al Sistema**

Se consideró como base para la elección de los puntos de conexión al Sistema los propuestos en el “Informe Análisis Impacto Eólico en el SING” señalado en el numeral 7 del *Anexo D*, añadiéndose los puntos cercanos existentes actualmente por cambios en la topología del sistema posteriores a la realización de dicho estudio.

Adicionalmente, se verificó para dichos puntos los niveles de cortocircuitos y las variaciones de los niveles de tensión respecto de variaciones en las potencias activas y reactivas inyectadas, de modo de realizar una comparación cualitativamente respecto de la robustez de los puntos de conexión factibles que permita encontrar las 2 mejores opciones para cada Parque.

A continuación, se revisará el análisis desarrollado para cada una de las zonas.

#### ***i. Calama Norte***

En la *Figura 5* se incluyen las subestaciones más cercanas a esta zona que cuentan con instalaciones en 220 kV, detallándose en la *Tabla 8* las distintas alternativas de conexión al SING consideradas con sus características principales.



**Figura 5: Alternativas de Conexión Calama Norte al SING<sup>11</sup>**



**Tabla 8: Alternativas de Conexión al SING Parque Calama Norte<sup>12</sup>**

SSEE Conexión	Distancia (km)	Línea Evacuación	Capacidad (MW)
El Abra 220 kV	23	Crucero – El Abra 220 kV	457,26
Radomiro Tomic 220 kV	25	Crucero – Radomiro Tomic 220 kV	457,26
Salar 220 kV	31	Salar – Chuquicamata 220 kV	442,02
		Salar 220/110/13,8 kV	100,00
		Crucero – Salar 220 kV	442,02
Chuquicamata 220 kV	32	Chuquicamata 220/110/13.8 kV N°1 y N°2	240,00
		Salar – Chuquicamata 220 kV	442,02
		Crucero – Chuquicamata 220 kV	442,02

En la *Tabla 9* se incluyen las variaciones de tensión obtenidas a partir de los factores  $dV/dP$  y  $dV/dQ$  para una inyección eólica de 500 MW - 164 MVar y los niveles de Potencia de Cortocircuito Trifásico. Se observa una mayor robustez en las subestaciones Salar y Chuquicamata 220 kV, por poseer las menores variaciones de tensión y los mayores niveles de cortocircuito.

<sup>11</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>12</sup> Fuente: Elaboración Propia

Tabla 9: Variación de Tensión y Potencia de Cortocircuito Subestaciones de Conexión<sup>13</sup>

SSEE Conexión	Variación de Tensión (% para 500 MW y 164 MVar)		Potencia Cortocircuito Trifásico (MVA)
	dV/dP	dV/dQ	
El Abra 220 kV	10,43%	15,95%	1093
Radomiro Tomic 220 kV	10,17%	14,46%	1093
Salar 220 kV	3,84%	6,26%	2751
Chuquicamata 220 kV	3,92%	6,12%	2830

Producto de lo anterior, se escogió como puntos de conexión del Parque Calama Norte las Subestaciones **Salar y Chuquicamata 220 kV**.

ii. **Calama Oeste**

En la *Figura 6* se incluyen las subestaciones más cercanas a esta zona que cuentan con instalaciones en 220 kV. En la *Tabla 10* se detallan las distintas alternativas de conexión al SING con sus características principales, incluyéndose la opción de inyección directa en la Subestación Crucero con una línea construida especialmente para la evacuación del Parque.

<sup>13</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Figura 6: Alternativas de Conexión al SING Parque Calama Oeste<sup>14</sup>**



**Tabla 10: Alternativas de Conexión al SING Parque Calama Oeste<sup>15</sup>**

SSEE Conexión	Distancia (km)	Línea Evacuación	Capacidad (MW)
Calama 110 kV	19	Salar – Calama 110 kV	175,09
Chuquicamata 220 kV	29	Chuquicamata 220/110/13.8 kV N°1 y N°2	240,00
		Salar – Chuquicamata 220 kV	442,02
		Crucero – Chuquicamata 220 kV	442,02
Salar 220 kV	29	Salar – Chuquicamata 220 kV	442,02
		Salar 220/110/13,8 kV	100,00
		Crucero – Salar 220 kV	442,02
Crucero 220 kV	56		

<sup>14</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>15</sup> Fuente: Elaboración Propia

En la *Tabla 11* se incluyen las variaciones de tensión obtenidas a partir de los factores  $dV/dP$  y  $dV/dQ$  para una inyección eólica de 500 MW - 164 MVar y los niveles de Potencia de Cortocircuito Trifásico. Al respecto, cabe mencionar que no se consideró la subestación Calama 110 kV por la reducida capacidad de evacuación de potencia de la línea Calama – Salar 110 kV.

**Tabla 11: Variación de Tensión y Potencia de Cortocircuito Subestaciones de Conexión<sup>16</sup>**

SSEE Conexión	Variación de Tensión (% para 500 MW y 164 MVar)		Potencia Cortocircuito Trifásico (MVA)
	$dV/dP$	$dV/dQ$	
Salar 220 kV	3,84%	6,26%	2751
Chuquicamata 220 kV	3,92%	6,12%	2830
Crucero 220 kV	0,79%	0,79%	7243

De los valores de variación de tensión y potencia de cortocircuito incluidos en la *Tabla 11*, se observa una mayor robustez en la subestación Crucero 220 kV, no obstante lo anterior, la distancia de conexión al Parque es alrededor de 30 kms mayor que las alternativas de Chuquicamata y Salar 220 kV. Para poder comparar la variación de tensión de las 3 opciones anteriores, se consideró una variación de un 0,103% por km de línea de conexión, que corresponde al factor por km de la Subestación El Abra 220 kV.

En la *Tabla 12* se incluyen las variaciones de tensión resultantes en el Punto de Inyección del Parque Eólico, considerando la línea de interconexión al Sistema.

**Tabla 12: Variación de Tensión Punto de Inyección Parque Calama Oeste<sup>17</sup>**

SSEE Conexión	Distancia (km)	Variación de Tensión (%)		
		Subestación	Línea Conexión	Total
Salar 220 kV	29	3,84%	2,99%	6,83%
Chuquicamata 220 kV	29	3,92%	2,99%	6,91%
Crucero 220 kV	56	0,79%	5,78%	6,57%

Según lo señalado anteriormente, los Puntos de Conexión seleccionados para el Parque Calama Oeste son los siguientes:

- **Crucero 220 kV**, por registrar una menor variación de tensión en el punto de inyección.
- **Chuquicamata 220 kV**. A pesar de registrar una variación de tensión levemente superior que Salar 220 kV, la demanda proyectada en Chuquicamata excede en alrededor de 300

<sup>16</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>17</sup> Fuente: Elaboración Propia



MW a la correspondiente en Salar, por lo que se privilegió la inyección más cercana al retiro, de modo de obtener un uso más eficiente del Sistema de Transmisión.

### iii. **Sierra Gorda**

En la *Figura 7* se incluyen las subestaciones más cercanas a esta zona que cuentan con instalaciones en 220 kV, detallándose en la *Tabla 13*, las distintas alternativas de conexión al SING consideradas con sus características principales.

**Figura 7: Alternativas de Conexión al SING Parque Sierra Gorda<sup>18</sup>**



**Tabla 13: Alternativas de Conexión al SING Parque Sierra Gorda<sup>19</sup>**

SSEE Conexión	Distancia (km)	Línea Evacuación	Capacidad (MW)
El Tesoro 220 kV	5	Encuentro - El Tesoro 220 kV	125,00
		El Tesoro - Esperanza 220 kV <sup>20</sup>	293,41
Esperanza 220 kV	10	El Tesoro - Esperanza 220 kV <sup>20</sup>	293,41
		El Cobre - Esperanza 220 kV (C1 y C2)	358,19
Spence 220 kV	21	Encuentro - Spence 220 kV (C1 y C2)	318,18

<sup>18</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>19</sup> Fuente: Elaboración Propia.

<sup>20</sup> Línea opera normalmente abierta

En la *Tabla 14* se incluyen las variaciones de tensión obtenidas a partir de los factores  $dV/dP$  y  $dV/dQ$  para una inyección eólica de 500 MW - 164 MVar y los niveles de Potencia de Cortocircuito Trifásico. Dado que las distancias de las subestaciones de conexión y el Parque Sierra Gorda difieren entre las distintas alternativas, en la *Tabla 15* se incluyen las variaciones estimadas en el Punto de Inyección del Parque, escogiéndose como punto de conexión las subestaciones *Spence* y *Esperanza 220 kV* por poseer las menores variaciones de tensión.

**Tabla 14: Variación de Tensión y Potencia de Cortocircuito Subestaciones de Conexión<sup>21</sup>**

SSEE Conexión	Variación de Tensión (% para 500 MW y 164 MVar)		Potencia Cortocircuito Trifásico (MVA)
	$dV/dP$	$dV/dQ$	
El Tesoro 220 kV	12,15%	14,26%	2714
Spence 220 kV	7,81%	10,94%	1519
Esperanza 220 kV	6,46%	8,41%	2923

**Tabla 15: Variación de Tensión Punto de Inyección Sierra Gorda<sup>22</sup>**

SSEE Conexión	Distancia (km)	Variación de Tensión (%)		
		Subestación	Línea Conexión	Total
El Tesoro 220 kV	5	12,15%	0,52%	12,66%
Spence 220 kV	21	7,81%	2,17%	9,98%
Esperanza 220 kV	10	6,46%	1,03%	7,50%

#### 4.2.2. Factor de Planta Medio Anual

En primera instancia, se ilustran las características de las velocidades de viento medidas con las estaciones a 80 mts en cada una de las zonas, para proceder a continuación a estimar el factor de planta medio anual a emplear en el presente estudio.

- **Características velocidad de viento medidas con estaciones a 80 mts**

##### i. Calama Norte

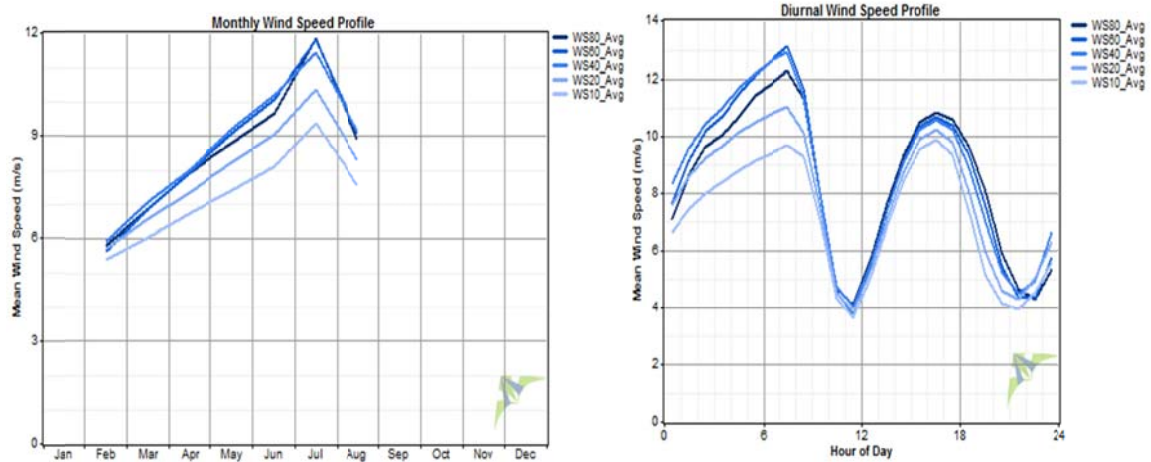
En la *Figura 8* y en la *Figura 9* se incluyen las características de las estadísticas de velocidades de viento revisadas, notándose las mayores velocidades de viento:

- en los meses de invierno,
- diariamente aproximadamente a las 8 y 16 hrs, con un brusco descenso al mediodía y a las 20 hrs,
- a 40 mts de altitud

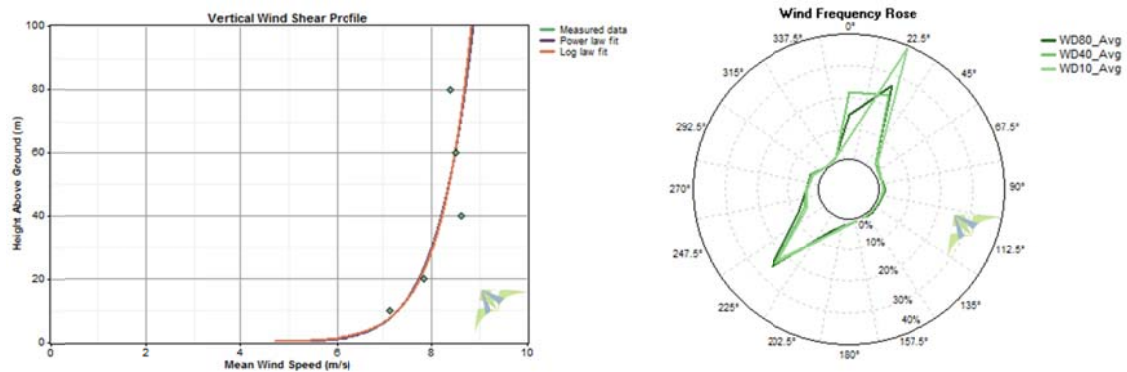
<sup>21</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>22</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Figura 8: Variación Mensual y Diaria Velocidad de Viento Calama Norte<sup>23</sup>**



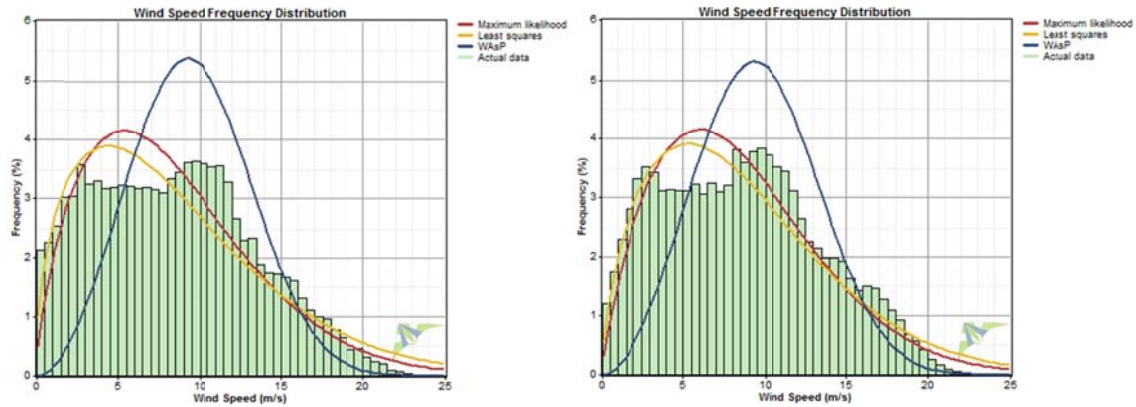
**Figura 9: Variación según Altura y Orientación Vientos Calama Norte<sup>24</sup>**



<sup>23</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>24</sup> Fuente: Elaboración Propia

Figura 10: Distribución de Weibull Velocidad de Viento a 80 mts (Izq) y 40 mts (Der) de Altitud<sup>25</sup>

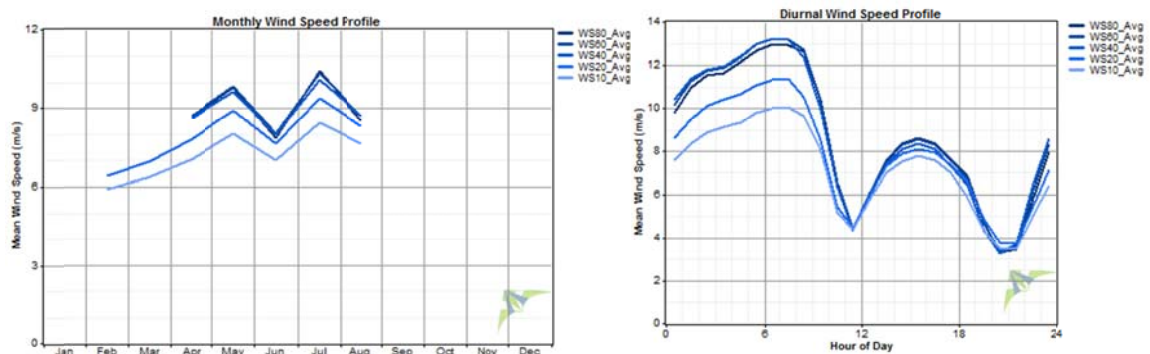


ii. **Calama Oeste**

En la Figura 11 y en la Figura 12 se incluyen las características de las estadísticas de velocidades de viento revisadas, notándose las mayores velocidades de viento:

- en los meses de mayo y julio,
- diariamente aproximadamente a las 8 y 16 hrs, con un brusco descenso al mediodía y a las 20 hrs,
- a 60 mts de altitud,

Figura 11: Variación Mensual y Diaria Velocidad de Viento Calama Oeste<sup>26</sup>



<sup>25</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>26</sup> Fuente: Elaboración Propia



Figura 12: Variación según Altura y Orientación Vientos Calama Oeste<sup>27</sup>

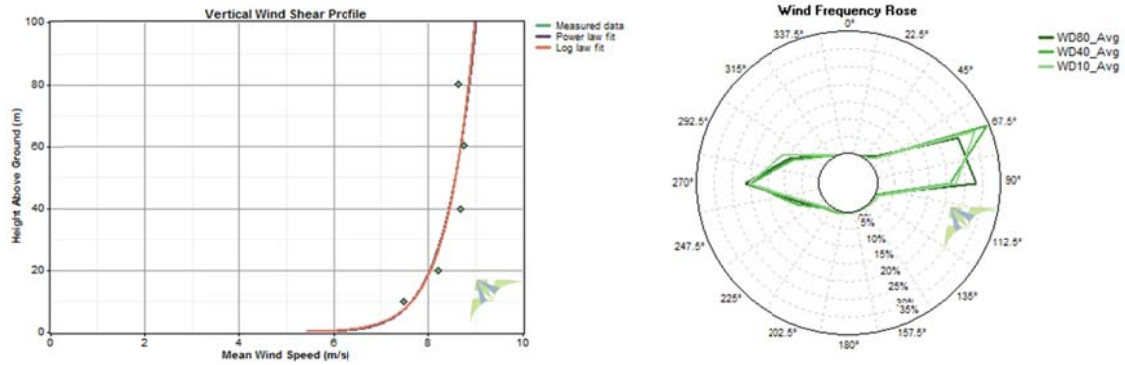
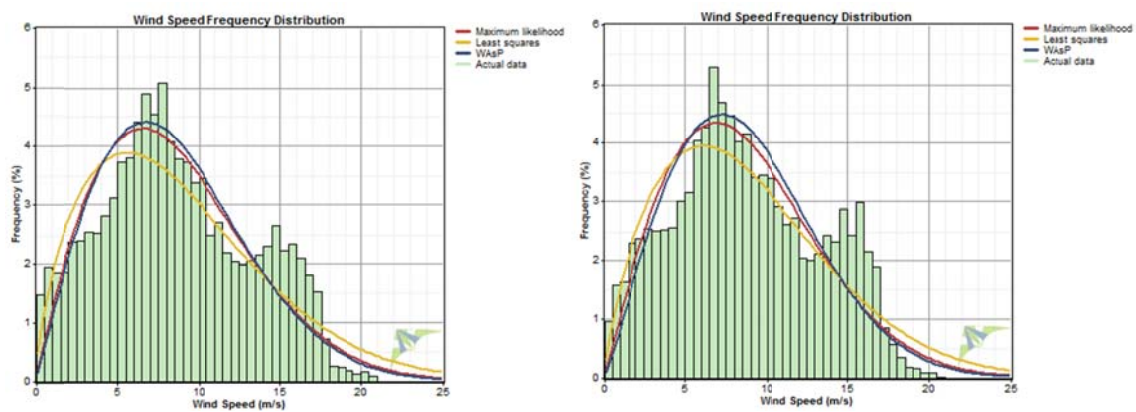


Figura 13: Distribución de Weibull Velocidad de Viento a 80 mts (Izq) y 60 mts (Der) de Altitud<sup>28</sup>



### iii. Sierra Gorda

En la Figura 14 y en la Figura 15, se incluyen las características de las estadísticas de velocidades de viento revisadas, notándose las mayores velocidades de viento:

- en los meses de mayo y julio,
- diariamente aproximadamente a las 8 y 16 hrs, con un brusco descenso al mediodía y a las 20 hrs,
- a 60 mts de altitud,

<sup>27</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>28</sup> Fuente: Elaboración Propia

Figura 14: Variación Mensual y Diaria Velocidad de Viento Sierra Gorda<sup>29</sup>

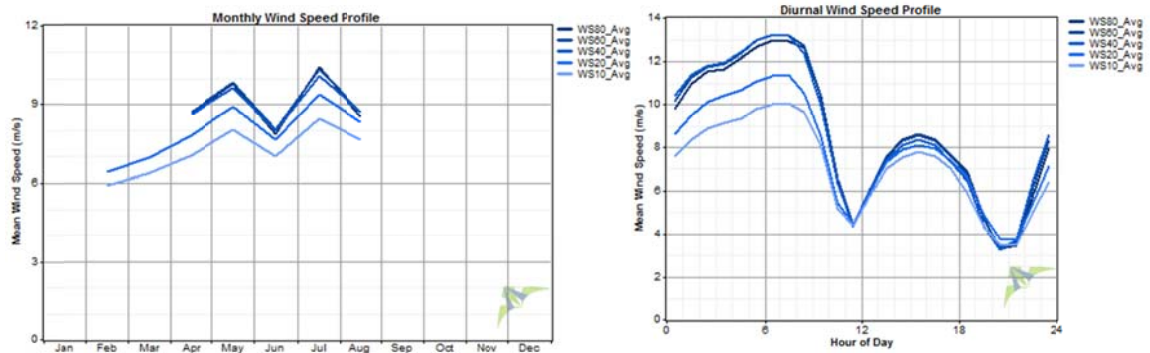
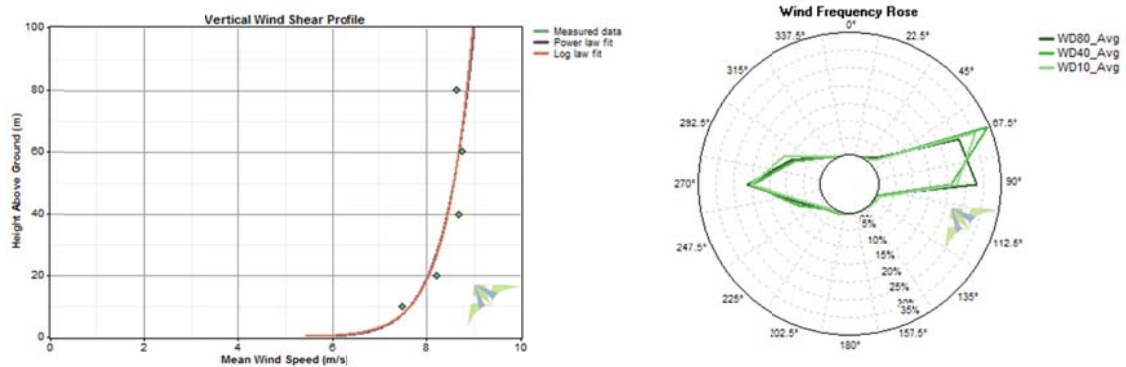


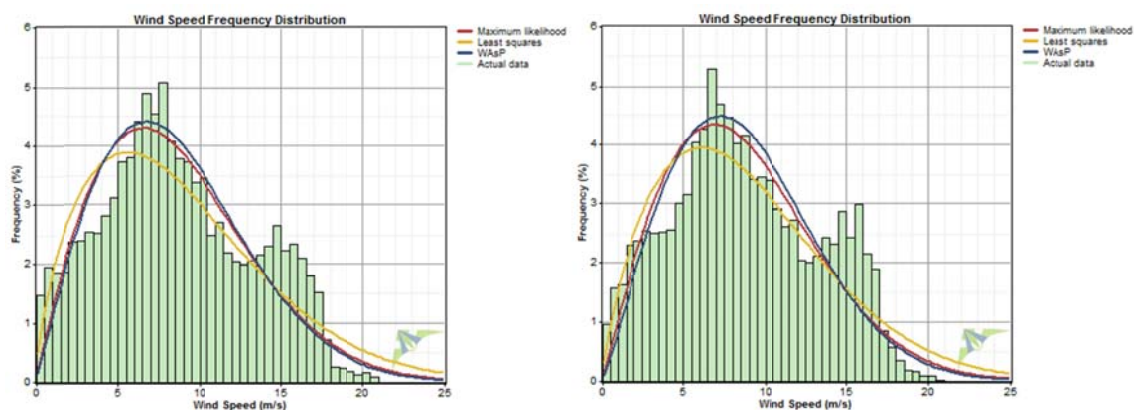
Figura 15: Variación según Altura y Orientación Vientos Sierra Gorda<sup>30</sup>



<sup>29</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>30</sup> Fuente: Elaboración Propia

Figura 16: Distribución de Weibull Velocidad de Viento a 80 mts (Izq) y 60 mts (Der) de Altitud<sup>31</sup>



- **Estimación Factor de Planta Medio Anual**

Producto de que no se dispone de un año de data en las estaciones de medición a 80 mts de cada uno de los sectores analizados, se requirió realizar extrapolaciones a partir de las velocidades de viento promedio horarias medidas con estaciones vecinas a distintas altitudes para poder completar las series y obtener un factor de planta representativo que recoja la estacionalidad de un año completo. A continuación, se detalla el procedimiento y los resultados obtenidos para cada una de las zonas.

i. **Calama Norte**

Se consideró como base para extrapolar las mediciones la estación b4.2, que cuenta con registros desde junio de 2009, obteniéndose un traslape con las mediciones registradas por la estación de 80 mts desde febrero a septiembre de 2011. En la *Tabla 16* se ilustran las velocidades de viento medias y la cantidad de horas con registros en cada una de las estaciones consideradas, notándose una ausencia considerable de registros en la estación Calama Norte en los meses de junio y julio.

Tabla 16: Velocidad de Viento Media Estaciones Calama Norte año 2011<sup>32</sup>

Mes	Cantidad de horas con registros			Velocidad Media Viento (m/seg)		
	b.4.2	Calama Norte		b.4.2	Calama Norte	
		80 mts	20 mts		80 mts	20 mts
feb	672	183	183	5,23	5,78	5,70
mar	744	744	744	6,77	6,84	6,58
abr	720	720	720	7,54	7,93	7,35

<sup>31</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>32</sup> Fuente: Elaboración Propia

Mes	Cantidad de horas con registros			Velocidad Media Viento (m/seg)		
	b.4.2	Calama Norte		b.4.2	Calama Norte	
		80 mts	20 mts		80 mts	20 mts
may	744	612	612	8,46	8,79	8,23
jun	720	374	374	8,20	9,64	9,06
jul	744	262	262	9,18	11,85	10,37
ago	744	704	704	8,52	8,95	8,32
sep	35	720	720	9,44	8,79	8,42

Para obtener los datos de la serie a 80 mts del año completo se realizaron regresiones lineales entre las siguientes mediciones:

- b.4.2 y Calama Norte 20 mts
- Calama Norte 20 mts y Calama Norte 80 mts

En la *Tabla 17* se ilustran los resultados de las regresiones realizadas, obteniéndose coeficientes de correlación superiores al 90% en ambos casos.

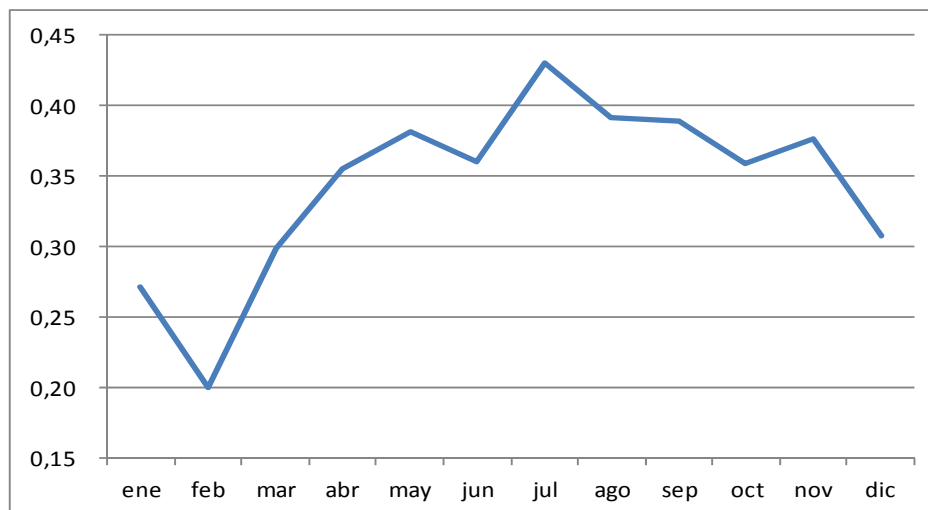
**Tabla 17: Resultados Regresiones Calama Norte<sup>33</sup>**

Regresión Variable		Coeficiente Correlación	Intercepción	Variable X1
Independiente	Dependiente			
b.4.2 20 mts	Calama Norte 20 mts	0,99	- 0,23	1,01
Calama Norte 20 mts	Calama Norte 80 mts	0,93	- 0,40	1,11

Para la estimación del Factor de Planta Anual se consideró la curva de potencia generada v/s velocidad de viento generación de una unidad Gamesa G97-2, con un factor de pérdidas del 30%, obteniéndose un valor medio anual de 0,3443. En el *Gráfico 3* se muestra la estimación de factor de planta mensual obtenida.

<sup>33</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 3: Factor de Planta Mensual Estimado Calama Norte<sup>34</sup>**



**i. Calama Oeste**

Se consideró como base para extrapolar las mediciones la estación b5.1, que cuenta con registros desde julio de 2009, obteniéndose un traslape con las mediciones registradas por la estación de 80 mts desde febrero 2011 en 20 mts y abril 2011 en 80 mts a septiembre de 2011 en ambas alturas. En la *Tabla 18* se ilustran las velocidades de viento medias y la cantidad de horas con registros en cada una de las estaciones consideradas, notándose una ausencia considerable de registros en la estación Calama Oeste en los meses de abril, mayo y julio.

**Tabla 18: Velocidad de Viento Media Estaciones Calama Oeste año 2011<sup>35</sup>**

Mes	Cantidad de horas con registros			Velocidad Media Viento (m/seg)		
	b.5.1	Calama Oeste		b.5.1	Calama Oeste	
		80 mts	20 mts		80 mts	20 mts
feb	672	-	175	5,67	-	6,41
mar	744	-	506	7,11	-	6,79
abr	720	273	632	7,66	8,66	7,41
may	744	363	363	8,70	9,66	8,78
jun	720	655	655	8,24	8,37	7,98
jul	744	290	290	8,05	7,76	7,32
ago	744	714	714	8,73	9,05	8,59
sep	19	720	720	9,35	8,92	8,41

<sup>34</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>35</sup> Fuente: Elaboración Propia

Para obtener los datos de la serie a 80 mts del año completo se realizaron regresiones lineales entre las siguientes mediciones:

- b.5.1 y Calama Oeste 20 mts
- Calama Oeste 20 mts y Calama Oeste 80 mts

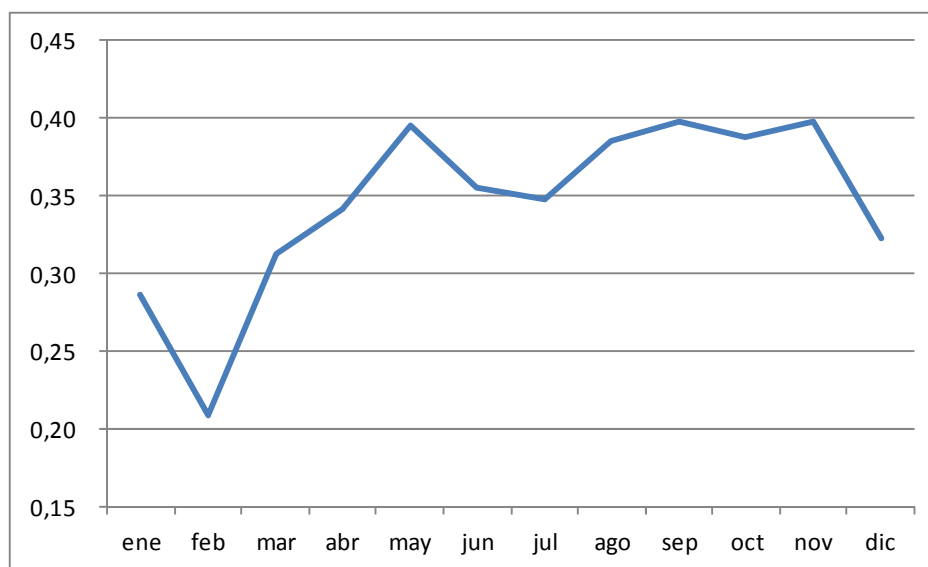
En la *Tabla 19* se ilustran los resultados de las regresiones realizadas, obteniéndose coeficientes de correlación superiores al 95% en ambos casos.

**Tabla 19: Resultados Regresiones Calama Oeste<sup>36</sup>**

Regresión Variable		Coeficiente Correlación	Intercepción	Variable X1
Independiente	Dependiente			
b.5.1 20 mts	Calama Oeste 20 mts	0,99	- 0,08	0,98
Calama Oeste 20 mts	Calama Oeste 80 mts	0,96	- 0,60	1,13

Para la estimación del Factor de Planta Anual se consideró la curva de potencia generada v/s velocidad de viento generación de una unidad Gamesa G97-2, con un factor de pérdidas del 30%, obteniéndose un valor medio anual de 0,3457. En el *Gráfico 4* se muestra la estimación de factor de planta mensual obtenida.

**Gráfico 4: Factor de Planta Mensual Estimado Calama Oeste<sup>37</sup>**



<sup>36</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>37</sup> Fuente: Elaboración Propia

i. **Sierra Gorda**

A diferencia de los casos de Calama Norte y Calama Oeste revisados anteriormente, en Sierra Gorda se cuenta con 2 estaciones de monitoreo a 80 mts con distintos períodos de medición:

- Sierra Gorda Oeste, desde abril 2010 a septiembre 2011.
- Sierra Gorda Este, desde marzo 2011 a octubre 2011. Dado que no se cuenta con un año de medición, se consideró como base para extrapolar las mediciones la estación b2.1, que cuenta con registros desde julio de 2009, obteniéndose un traslape con las mediciones registradas por la estación de 80 mts desde marzo a agosto de 2011.

En la *Tabla 20* se ilustran las velocidades de viento medias y la cantidad de horas con registros en cada una de las estaciones consideradas, para el período de traslape de las series.

**Tabla 20: Velocidad de Viento Media Sierra Gorda Oeste y Sierra Gorda Este año 2011<sup>38</sup>**

Mes	Cantidad de horas con registros					Velocidad Media Viento (m/seg)				
	Sierra Gorda Oeste		b2.1	Sierra Gorda Este		Sierra Gorda Oeste		b2.1	Sierra Gorda Este	
	80 mts	20 mts		80 mts	20 mts	80 mts	20 mts		80 mts	20 mts
mar	744	744	744	518	518	6,81	6,93	7,87	6,85	7,57
abr	715	715	720	720	720	7,30	7,16	8,28	7,28	7,84
may	744	744	744	744	744	8,50	8,29	9,33	8,12	8,87
jun	720	720	720	720	720	8,49	8,11	9,15	8,24	8,67
jul	744	744	744	744	744	8,78	8,20	9,18	8,44	8,72
ago	744	744	744	744	744	8,68	8,55	9,64	8,40	9,19
sep	720	720	-	720	720	8,63	8,44	-	8,21	9,06

Como se señaló anteriormente, en el caso de la serie Sierra Gorda Este a 80 mts, se requiere realizar regresiones lineales para obtener las velocidades de viento correspondientes a un año completo. Al respecto, se consideró como base las siguientes series:

- Sierra Gorda Oeste a 80 mts
- b.2.1 y Sierra Gorda Este 20 mts, para luego extrapolar con otra regresión a Sierra Gorda 80 mts

En la *Tabla 21* se ilustran los resultados de las regresiones realizadas, obteniéndose coeficientes de correlación superiores en la estimación 2, es decir, al extrapolar la serie de Sierra Gorda Este a partir de los datos de la estación b2.1. Al revisar los errores cuadráticos medios, se tiene un valor de 3,08 y 1,89 para las estimaciones 1 y 2, respectivamente. Producto de lo

<sup>38</sup> Fuente: Elaboración Propia

anterior, se escogió la estimación 2 para la obtención de las velocidades de viento faltantes en la estación Sierra Gorda Este a 80 mts.

**Tabla 21: Resultados Regresiones Sierra Gorda Este<sup>39</sup>**

Est	Regresión Variable		Coeficiente Correlación	Intercepción	Variable X1
	Independiente	Dependiente			
1	Sierra Gorda Este 80 mts	Sierra Gorda Oeste 80 mts	0,88	1,63	0,77
2	b.2.1 20 mts	Sierra Gorda Este 20 mts	0,99	-0,14	0,96
2	Sierra Gorda Este 20 mts	Sierra Gorda Este 80 mts	0,91	0,71	0,85

Para la estimación del Factor de Planta Anual de los Parques Sierra Gorda Este y Sierra Gorda Oeste, se consideró la curva de potencia generada v/s velocidad de viento generación de una unidad Gamesa G97-2, con un factor de pérdidas del 30%, obteniéndose los siguientes factores de planta medios anuales:

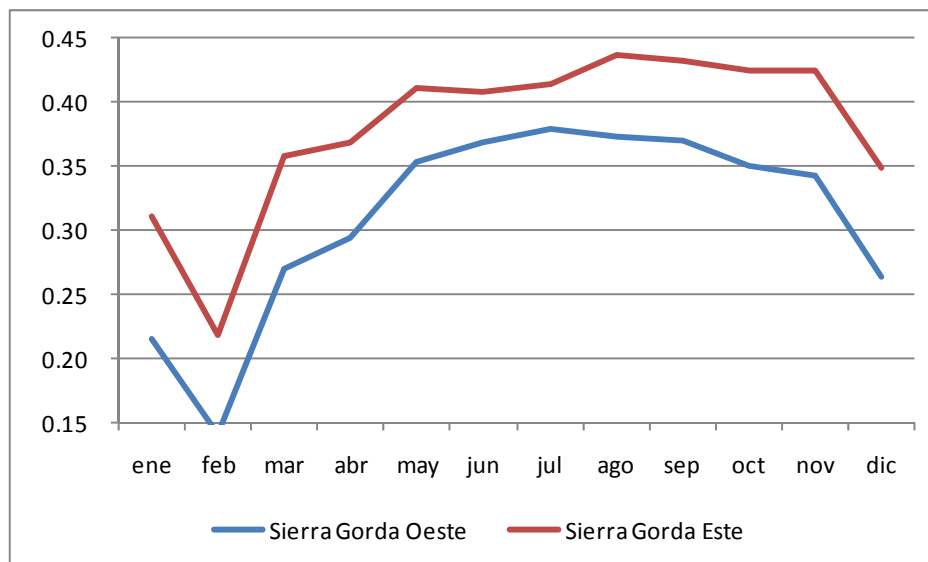
- Sierra Gorda Oeste : 0,3113
- Sierra Gorda Este : 0,3806

En el *Gráfico 5* se muestra la estimación de factor de planta mensual obtenida para los Parques Sierra Gorda Este y Sierra Gorda Oeste. Dado que el factor de planta medio anual obtenido es mayor para Sierra Gorda Este, se considerará esta ubicación para los análisis de las etapas siguientes.

<sup>39</sup> Fuente: Elaboración Propia



**Gráfico 5: Factor de Planta Mensual Estimado Sierra Gorda Oeste y Sierra Gorda Este<sup>40</sup>**



#### 4.2.3. Factor de Aporte de Potencia al Sistema

En la *Tabla 22* se incluye el resumen de los factores considerados por el CDEC SIC en la versión 8 de su cálculo provisional de Potencia Firme 2011, que reflejan el aporte de las Centrales Eólicas a la Potencia Firme del Sistema, según los parámetros de suficiencia, tiempos de partida y de toma de carga. Si bien el factor de planta de las centrales detalladas es menor que los proyectados para los parques eólicos del presente estudio, se optó por un criterio conservador de emplear un 22,2%, que corresponde al promedio simple de las Centrales Eólicas del SIC consideradas.

**Tabla 22: Potencia Firme Centrales Eólicas SIC<sup>41</sup>**

Central	Propietario	Potencia Máxima (MW)	Potencia Firme (MW)	% Pfirm	Factor de Planta
Canela	Endesa	18,15	3,49	19%	0,21
Canela_II	Endesa	60	16,03	27%	
Eol Totoral	Norvind	46	10,52	23%	0,19
MonteRedondo	Monte Redondo	48	11,81	25%	0,24
Eolica Lebu	Cristoro	3,6	0,63	18%	0,27

<sup>40</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>41</sup> Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3. Definición Escenarios Generación Eólica a considerar

Los escenarios a incluir en el análisis resultan de la combinación de los siguientes factores:

- Puntos de conexión de cada Parque definidos previamente de la siguiente forma:
  - Calama Norte : Salar y Chuquicamata 220 kV,
  - Calama Oeste : Chuquicamata y Crucero 220 kV,
  - Sierra Gorda : Esperanza y Spence 220 kV
- Capacidad de generación definida en módulos de 100 MW tales que:
  - La suma de los Parques considerados no sobrepase los 700 MW de capacidad instalada
  - Todas las Zonas cuentan con capacidad instalada de generación eólica

De las combinaciones mencionadas anteriormente resultan 280 escenarios, cuyo detalle se incluye en el *Anexo I. Escenarios de Penetración Eólica Analizados con Módulos de 100 MW*. Al revisar el universo de casos generados se observa que:

- Sobre el 40% de los casos registra una capacidad total instalada de 700 MW
- Existe una mayor capacidad y número de escenarios conectados en Chuquicamata 220 kV, dado que constituye una alternativa de conexión para los Parques de Calama Norte y Calama Oeste

#### **Etapas II. Simulación y Evaluación.**

Se empleó el software PLP para la determinación de los costos de generación y falla, así como de los flujos máximos que conllevan las inversiones en refuerzos del sistema de transmisión.

Como criterios generales para las simulaciones realizadas se consideró lo siguiente:

- **Costo de Falla:** Se empleó un valor de 4,86 USD/kWh, correspondiente al costo de falla de corta duración establecido para el SING en la NTSyCS y producto de que refleja la salida de operación para un parque generador dado.
- **Criterio N-1:** Según lo señalado en el Artículo 5-5 de la NTSyCS, en el desarrollo de los estudios que señala la Ley de Servicios Eléctricos, corresponde aplicar el criterio N-1 a las instalaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión. En el presente estudio se distinguieron los siguientes casos:
  - Para las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal, se restringió su capacidad térmica para cumplir con la aplicación del criterio N-1, de

modo de detectar e incorporar los refuerzos necesarios para la operación bajo esta condición en el horizonte de estudio.

- Respecto de las instalaciones correspondientes al Sistema de Subtransmisión, en el caso del SING se incluyen tramos destinados al abastecimiento de clientes no conectados directamente a las instalaciones afectadas por los escenarios de generación eólica evaluados, siendo en su mayor parte instalaciones de circuito simple con operación radial, por lo que sólo se consideraron los refuerzos necesarios para suplir demanda no suministrada respecto de las capacidades térmicas originales.

#### **4.4. Simulación Escenario sin Generación Eólica**

En primera instancia, se simuló el abastecimiento de la demanda sin la generación eólica de las zonas Calama Norte, Calama Oeste y Sierra Gorda, lo que permite determinar las holguras y sobrecargas existentes con las centrales consideradas en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011, así como las inversiones requeridas en las zonas del sistema que se encuentran alejadas de la influencia de las unidades eólicas incluidas en este estudio.

Al realizar la simulación detallada en el párrafo anterior, se detectan las siguientes inversiones:

- Transformador Arica 110/66 kV, a partir de mayo 2016, de modo de poder evacuar la generación de la central geotérmica Polloquere.
- Transformador Pozo Almonte 110/66 kV, desde mayo 2015, para satisfacer los retiros en 66 kV de la zona sin requerir el despacho de la central Iquique de alto costo.

En la Tabla 23, se incluyen las instalaciones con un porcentaje de uso superior al 90%. No obstante lo anterior, no se consideró dichos refuerzos en esta etapa de la simulación, por ser tramos en los que los distintos montos de inyección eólica con su correspondiente distribución de puntos de conexión puedan generar diferencias entre los escenarios analizados. Esta misma consideración se aplicó sobre la revisión de la aplicación del criterio N-1 a las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión Troncal.

**Tabla 23: Instalaciones con Mayor Porcentaje de Uso Simulación sin Inyección Eólica<sup>42</sup>**

Tramo	Flujo Máximo (MW)	Capacidad (MW)		% uso
		Térmica	CDEC-SING	
Chuquicamata - km6 110 kV	99	100	100	99%
El Cobre - Esperanza 220 kV (C1 y C2)	358	358	358	100%
Encuentro - Spence 220 kV	318	318	229	100%
Lagunas - Collahuasi 220 kV (C1 y C2)	198	218	218	91%
Salar 220/110 kV	100	100	100	100%

En el *Anexo H. Holguras Sistema de Transmisión del SING sin Generación Eólica* se incluye el detalle de los flujos máximos anuales registrados en cada una de las instalaciones, así como las holguras correspondientes respecto de su capacidad térmica y la considerada por el CDEC-SING.

#### 4.5. Simulación y Evaluación Escenarios Penetración Eólica

Para cada caso definido en el numeral 4.3, es decir las combinaciones Punto de Conexión-Generación Eólica en bloques de 100 MW, se simuló la operación del sistema bajo 3 condiciones: con las unidades eólicas operando en su capacidad máxima, con factor de aporte de potencia y factor de planta medio anual. Cabe mencionar que, para evaluar los escenarios bajo condiciones similares de seguridad de servicio, se añadieron unidades diesel en los mismos puntos de conexión de los Parques Eólicos, de modo que la Potencia Firme total sea similar en todos los casos. En la Tabla 24 se ilustra la capacidad diesel añadida según la Capacidad Eólica considerada.

**Tabla 24: Capacidad Diesel Adicional (MW)<sup>43</sup>**

Capacidad Parque Eólico (MW)	Potencia Firme (MW)	Diesel Adicional (MW)
300	66,6	88,8
400	88,8	66,6
500	111	44,4
600	133,2	22,2
700	155,4	0

A partir de las simulaciones detalladas en el párrafo anterior se evalúan los costos asociados a cada escenario de la siguiente forma:

<sup>42</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>43</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Costos de Generación y Falla: Obtenidos directamente de la simulación con inyección eólica operando con su factor de planta medio anual.
- Inversión: Se incluyeron los siguientes ítems:
  - *Aerogeneradores con su subestación de conexión al sistema*: se utilizó un valor estándar de 2300 USD/kW, obtenido del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011 con una vida útil de 50 años considerada para las unidades eólicas existentes en el SIC en su correspondiente Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011.
  - *Generadores Diesel para suplir los diferenciales de potencia firme entre los casos*: se utilizó un valor estándar de 500 USD/kW, obtenido del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo del SING de Octubre 2011 con su correspondiente vida útil de 24 años.
  - *Línea de conexión del Parque Eólico al SING*: se consideró las unidades eólicas operando en la barra de conexión al sistema, empleándose costos para la línea de interconexión correspondientes a circuitos simples para inyecciones menores a 400 MW y dobles circuitos para las capacidades superiores. En la Tabla 25 se incluyen los costos de inversión unitarios empleados, extraídos del estudio de Tarificación Troncal del cuadrienio en curso, considerando además que las líneas se encuentran emplazadas sobre terrenos fiscales.

**Tabla 25: Costo de Inversión Línea de Conexión<sup>44</sup>**

MW Parque Eólico	Inversión MUSD/km
100	134,19
200	134,19
300	181,19
400	239,71
500	284,16
600	284,16

- *Refuerzos en Líneas de Transmisión y Equipos de Subestaciones*: se obtuvieron a partir de los flujos máximos por tramo resultantes de las simulaciones con las unidades eólicas operando con su capacidad máxima y con su factor de aporte de potencia. Para la valorización se empleó los costos unitarios medios obtenidos a partir del Estudio de Transmisión Troncal del cuadrienio en curso con una vida útil de 30 años. Para las líneas se utilizaron los valores indicados en la Tabla 25, mientras que para las instalaciones restantes se consideraron los siguientes valores:

<sup>44</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Paños<sup>45</sup>
    - Línea 220 kV : 756 MUSD
    - Transformación 110 kV : 145 MUSD
    - Transformación 66 kV : 82,8 MUSD
  - Transformador 110/66 kV 30 MVA : 712 MUSD
  - Transformador de Corriente 220 kV : 47,59 MUSD
  - Protecciones 220 kV (Interruptor) : 106,25 MUSD
- Mantenimiento y Administración: Se empleó un 1,7% del Valor de Inversión de las Instalaciones de Transmisión valorizadas en el punto anterior. Dicho valor corresponde al empleado para el SING en el Estudio de Transmisión Troncal del cuatrienio en curso.

El costo utilizado para comparar los escenarios mencionados en este punto, corresponde a la anualidad equivalente de la suma de los costos anteriores para el período 2014 – 2016.

En la *Tabla 26* se incluyen las instalaciones que requieren ser reforzadas en los escenarios con distintos niveles de penetración eólica analizados, indicando además el tipo de refuerzo correspondiente. En el *Anexo K. Refuerzos Requeridos Escenarios de Penetración Eólica en Bloques de 100 MW*, se incluye la fecha de puesta en servicio requerida para las instalaciones en cada uno de los casos.

**Tabla 26: Refuerzos Escenarios Penetración Eólica<sup>46</sup>**

Instalación adicional	Cambio TTCC	Cambio Protecciones
Encuentro - Spence 220 kV	Arica - Dolores 110 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV
Crucero - Lagunas 220 kV	Chapiquiña - El Águila 66 kV	
El Cobre - Esperanza 220 kV	Dolores - Cerro Balcón 110 kV	
Laberinto - El Cobre 220 kV	El Águila - Arica 66 kV	
Crucero - Encuentro 220 kV	Encuentro - Spence 220 kV	
	Laberinto - Lomas Bayas 220 kV	
	Mejillones - O' Higgins 220 kV	
	Tap Off Oeste - Minsal 110 kV	
	O' Higgins - Palestina 220 kV	
	Pozo Almonte - Cerro Colorado 110 kV	

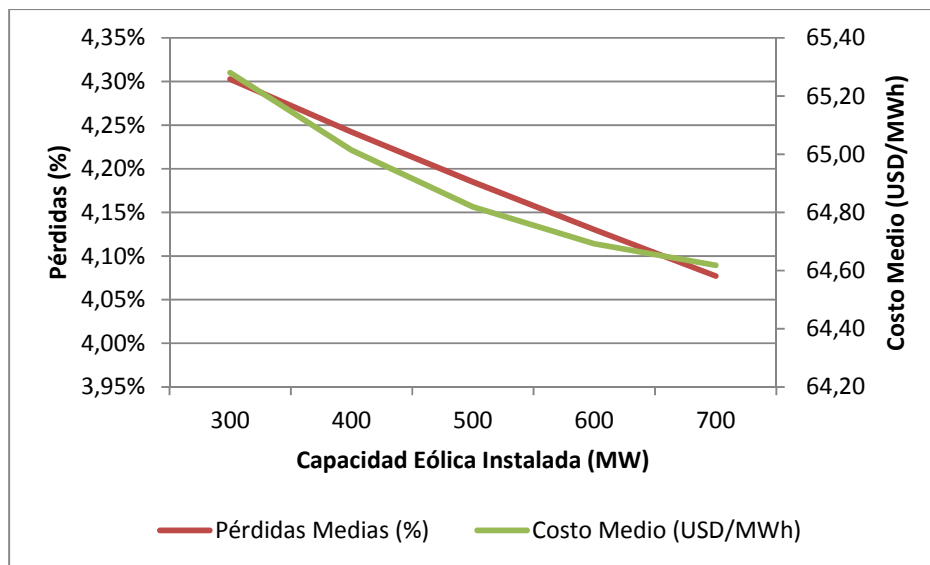
En el *Gráfico 6* se ilustra la evolución de las pérdidas medias y los costos medios del sistema según la capacidad eólica instalada, observándose una disminución de ambos parámetros a medida que se incrementa dicha capacidad. Lo anterior se debe principalmente a:

<sup>45</sup> Valores medios obtenidos del Estudio de Transmisión Troncal, a excepción de los correspondientes a tensiones de 110 y 66 kV, que fueron extraídos del Estudio de Tarificación de Subtransmisión.

<sup>46</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Respecto de los costos de operación y falla, la energía eólica desplaza generación térmica más cara,
- En el caso de las pérdidas, los puntos de conexión de los parques eólicos se encuentran cercanos a los proyectos de crecimiento de demanda considerados, lo que conlleva a una reducción de las pérdidas y una utilización más eficiente del Sistema de Transmisión,
- Respecto de las inversiones consideradas, a menor potencia eólica se requiere una mayor inversión diesel, que aunque más barata cuenta con la mitad de la vida útil de un generador eólico,

**Gráfico 6: Pérdidas y Costo Medio según Capacidad Eólica Instalada<sup>47</sup>**

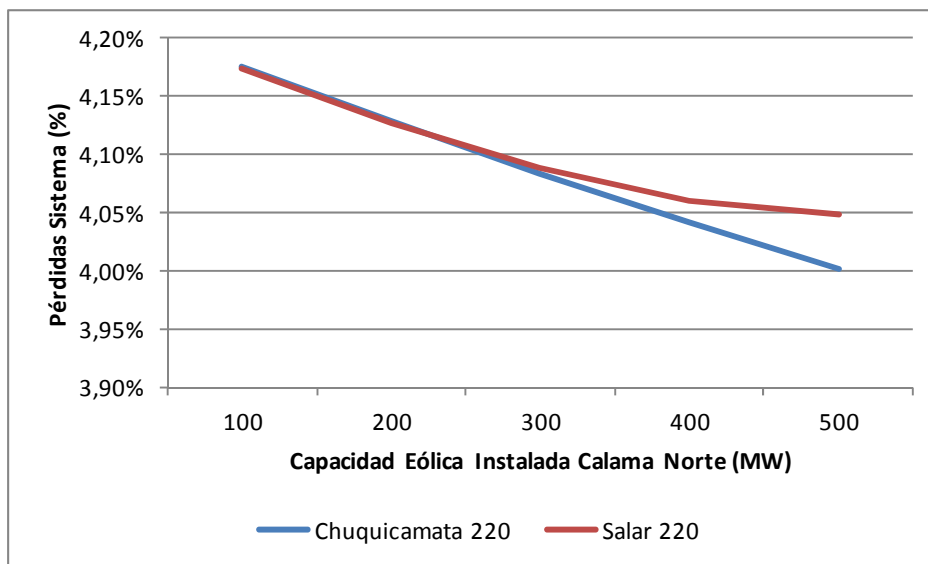


En el *Gráfico 7*, *Gráfico 8* y *Gráfico 9* se ilustran las pérdidas medias del sistema promedio de los casos analizados, según la capacidad instalada por Punto de Conexión de los Parques Calama Norte, Calama Oeste y Sierra Gorda, respectivamente. Al respecto, se observa lo siguiente:

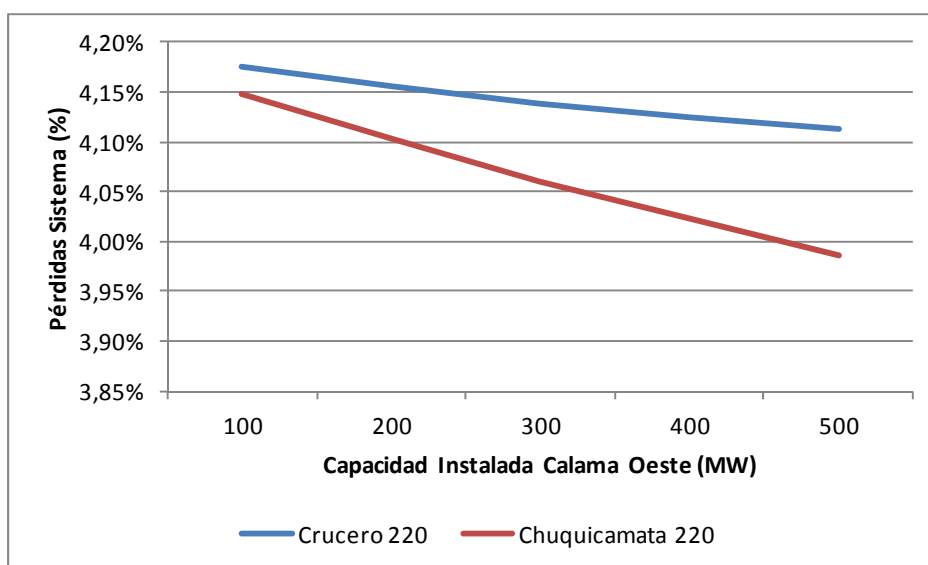
- Los menores niveles de pérdidas se registran al aumentar la capacidad conectada en Sierra Gorda en la barra Spence 220 kV, producto de la cercanía a los proyectos de consumo considerados,
- Tanto para Calama Norte como para Calama Oeste, las menores pérdidas se registran en el Punto de conexión Chuquicamata 220 kV, producto de la mayor cercanía a los consumos

<sup>47</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 7: Pérdidas Medias Sistema según Capacidad Instalada por Punto de Conexión Calama Norte<sup>48</sup>**



**Gráfico 8: Pérdidas Medias Sistema según Capacidad Instalada por Punto de Conexión Calama Oeste<sup>49</sup>**

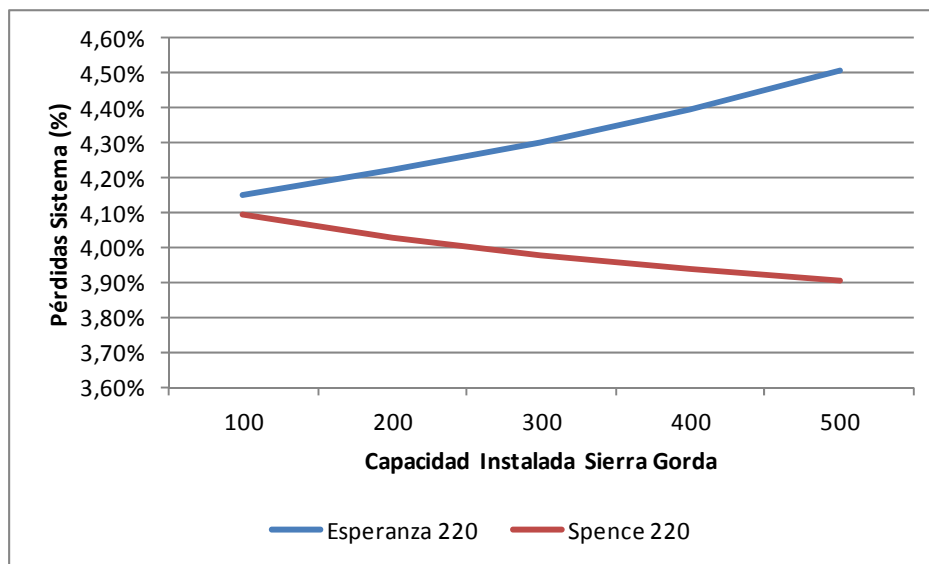


<sup>48</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>49</sup> Fuente: Elaboración Propia



**Gráfico 9: Pérdidas Medias Sistema según Capacidad Instalada por Punto de Conexión Sierra Gorda<sup>50</sup>**



Del análisis anterior se tiene que los 5 escenarios con menores costos actualizados incluidos en la *Tabla 27* cuentan con una capacidad instalada eólica total de 700 MW, de los que en la mayor parte de los casos 500 MW corresponden al Parque Sierra Gorda conectado en la barra Spence 220 kV, por contar con un factor de planta mayor, estar más cercano a los proyectos mineros considerados con un consecuente menor nivel de pérdidas para el sistema.

A continuación, se repite la simulación y evaluación anterior para valores de capacidad por zona de 50 MW por sobre y debajo de los considerados en los escenarios recién seleccionados, generándose los casos detallados en el *Anexo J. Escenarios de Penetración Eólica analizados con módulos de 50 MW*.

**Tabla 27: 5 Escenarios Seleccionados con Menores Costos Actualizados<sup>51</sup>**

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
126	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	500
266	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	500
56	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	500
196	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	500
129	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	400

<sup>50</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>51</sup> Fuente: Elaboración Propia

Las combinaciones generadas con sus costos asociados se añaden al listado de escenarios original con bloques de 100 MW, de modo de escoger del total resultante los 10 con menores costos totales actualizados indicados en la *Tabla 28*.

**Tabla 28: 10 Escenarios Seleccionados con Menores Costos Actualizados<sup>52</sup>**

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)			% Pérdidas	Costo Medio (USD/MWh)
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda		
1	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550	3,89%	64,09
2	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	550	3,89%	64,10
3	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	500	3,89%	64,14
4	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550	3,89%	64,09
5	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	550	3,89%	64,10
6	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	500	3,89%	64,15
7	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	550	3,92%	64,14
8	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	550	3,91%	64,13
9	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	550	3,92%	64,14
10	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	550	3,91%	64,13

A continuación, se revisará el cumplimiento de la NTSyCS en los casos seleccionados en lo referente a los siguientes puntos:

- niveles de tensión en barras del sistema,
- niveles de carga en elementos de transmisión,
- cumplimiento de la condición N-1 en los elementos de transmisión del SING que componen el Sistema de Transmisión Troncal

Para verificar el cumplimiento de la NTSyCS de cada caso analizado, se realizaron simulaciones en el software PowerFactory Digsilent, utilizando perfiles de generación – demanda que representen condiciones de operación exigentes para el sistema desde el punto de vista de uso de las instalaciones.

Los perfiles definidos para realizar los chequeos de cumplimiento de la NTSyCS son:

- Generación máxima eólica y demanda mínima año 2014
- Generación máxima eólica y demanda máxima año 2016

Con el primer perfil se busca observar el comportamiento del sistema para una condición en que la generación eólica concentra una parte importante de la generación de sistema, con un cifra alrededor del 32,2% de la generación total, lo que provoca un desplazamiento de la

<sup>52</sup> Fuente: Elaboración Propia

generación existente en condiciones normales de operación que no consideran la inyección de grandes bloques de generación eólica. En particular, en este perfil interesa observar los niveles de tensión en barras alejadas de los puntos de generación, que ahora se encuentran más concentrados.

El segundo perfil permite observar el comportamiento del sistema frente a una condición de máxima demanda, en que si bien la generación eólica en estudio presenta una menor participación porcentual, del orden del 20,6%, si se encuentra concentrada en la parte troncal del sistema, lo que podría provocar que la tensión en barras alejadas del sistema no se encuentre dentro de los rangos definidos en la NTSyCS.

El perfil de demanda mínima para el año 2014 representa una demanda del sistema de aproximadamente de 1.648 MW, el perfil de demanda máxima tiene una demanda total para el sistema de aproximadamente 3.284 MW.

Los perfiles de generación utilizados, obtenidos de la simulación en PLP para cada uno de los 10 casos analizados, y para el bloque de demanda mínima del año 2014 y el bloque de demanda máxima del año 2016, son los siguientes:

- Perfiles de generación demanda mínima año 2014

**Tabla 29: Generación en Demanda Mínima Año 2014<sup>53</sup>**

CenNom	BarNom	Caso									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GxEol_CalamaNorte	Chuquic220	0	0	0	50	100	50	0	0	50	100
	Salar__220	50	100	50	0	0	0	50	100	0	0
GxEol_CalamaOeste	Chuquic220	100	50	150	100	50	150	0	0	0	0
	Crucero220	0	0	0	0	0	0	100	50	100	50
GxEol_SierraGorda	Spence_220	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393
ANGAMOS I	Angamos220	33	33	0	33	33	0	34	33	34	33
CAVA	CDragon110	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CHAP	Chapiqu066	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
CT ANDINA	Chacaya220	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
CTM1	Chacaya220	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
CTM2	Chacaya220	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
EOLICO SING I	Lagunas220	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
HORNITOS	Chacaya220	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
MHAH	A_Hospi110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MHT2	A_Hospi110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NORACID	Chacaya220	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
NT01	Norgene220	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
NT02	Norgene220	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
U16 GNL	Tocopil220	323	323	306	323	323	307	323	323	323	323
<b>Total general</b>		<b>1.717</b>	<b>1.717</b>	<b>1.717</b>	<b>1.717</b>	<b>1.717</b>	<b>1.718</b>	<b>1.718</b>	<b>1.717</b>	<b>1.718</b>	<b>1.717</b>

<sup>53</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Perfiles de generación demanda máxima año 2016

**Tabla 30: Generación en Demanda Máxima Año 2016<sup>54</sup>**

CenNom	BarNom	Caso									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GxEol_CalamaNorte	Chuquic220	0	0	0	50	100	50	0	0	50	100
	Salar_220	50	100	50	0	0	0	50	100	0	0
GxEol_CalamaOeste	Chuquic220	100	50	150	100	50	150	0	0	0	0
	Crucero220	0	0	0	0	0	0	100	50	100	50
GxEol_SierraGorda	Spence_220	550	550	500	550	550	500	550	550	550	550
ANGAMOS I	Angamos220	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
ANGAMOS II	Angamos220	199	199	199	199	199	199	199	199	199	199
CAVA	CDragon110	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CC2 GNL	CAtacam220	271	271	270	271	271	270	273	272	273	272
CHAP	Chapiqu066	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
CT ANDINA	Chacaya220	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
CTM1	Chacaya220	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
CTM2	Chacaya220	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
CTM3 GNL	Chacaya220	217	217	217	217	217	217	217	217	217	217
CTTAR	Tarapac220	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
EOLICO SING I	Lagunas220	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Geo Polloquere 01	Chapiqu066	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
HORNITOS	Chacaya220	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
MHAH	A_Hospi110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
MHT2	A_Hospi110	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NORACID	Chacaya220	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
NT01	Norgene220	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
NT02	Norgene220	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
TARAPACA I	Tarapac220	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173
U12	Tocopil110	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
U13	Tocopil110	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
U14	Tocopil220	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
U15	Tocopil220	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
U16 GNL	Tocopil220	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323
<b>Total general</b>		<b>3.405</b>	<b>3.405</b>	<b>3.404</b>	<b>3.405</b>	<b>3.405</b>	<b>3.404</b>	<b>3.407</b>	<b>3.406</b>	<b>3.407</b>	<b>3.406</b>

Cabe señalar que al momento de cargar esta información en el modelo DigSilent, se ha chequeado que los niveles de generación sean efectivamente mayores que los mínimos técnicos de las centrales correspondientes, en caso de no verificar este cumplimiento se han realizados los ajustes en caso que algunos de estos valores sea menor al mínimo técnico de la central correspondiente.

Las centrales eólicas se modelan como generadores asíncronos que generan en niveles de media tensión, luego mediante bancos de transformadores se conectan a las barras de 220 kV y líneas de transmisión se conectan a los puntos que se han definido como puntos de conexión factibles.

<sup>54</sup> Fuente: Elaboración Propia

Se define en DigSilent que los generadores asíncronos sólo aportan potencia activa al sistema, lo que es equivalente a suponer que el parque eólico deberá contar en su configuración interna con la suficiente compensación reactiva que le permita evitar la inyección o absorción de reactivos desde el sistema de transmisión.

Se ha considerado que los parques eólicos se conectan al SING mediante un sistema de transmisión adicional compuesto por un transformador elevador desde el nivel de generación del parque a 220 kV y una línea de transmisión de 220 kV, cuya longitud depende del sector analizado y la barra de conexión elegida.

Dado que en el punto de conexión de la línea de transmisión al SING también puede presentar inyección o absorción de reactivos, por efectos de las pérdidas del transformador y del diferencial de tensiones entre sus extremos y de las pérdidas que se producen en la línea de transmisión, se debe considerar que estos parques también deben disponer de compensación reactiva en un punto de su sistema de transmisión. Para efectos de las simulaciones realizadas se ha supuesto que la compensación reactiva será incorporada en el lado de alta tensión del transformador elevador.

En la modelación de las centrales generadoras del SING se han incorporado curvas P-Q características, lo anterior permite obtener en forma automática relaciones de potencia activa y potencia reactivas generadas válidas para cada máquina.

Una vez implementados los perfiles de generación – demanda en el modelo DigSilent, e incorporados los modelos de los parques eólicos con sus respectivos transformadores elevadores y líneas de transmisión, se simula el comportamiento del sistema de manera de obtener indicadores que permitan evaluar el cumplimiento de la NTSyCS en los aspectos de niveles de tensión en barras y factores de utilización de elementos de transmisión.

Para evaluar en el cumplimiento de la NTSyCS en lo referente a niveles de tensión en barras, se aplica el artículo 5-25 de la NTSyCS, en este artículo se señala lo siguiente:

#### **Artículo 5-25**

*El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en barras del SI esté comprendida entre:*

*0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].*

*0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].*

*0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].*

Para evaluar en el cumplimiento de la NTSyCS en lo referente a niveles de carga en elementos de transmisión, se aplica el artículo 5-32 de la NTSyCS, en este artículo se señala lo siguiente:

#### **Artículo 5-32**

*(...)*

*El CDC y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en estado Normal como en Estado de Alerta.*

Para la adecuación del modelo al cumplimiento de la NTSyCS se ajustan las consignas de voltaje en barras controladas que tiene el sistema (barras asociadas a centrales generadoras), lo cual se traduce en modificar los aportes de potencia reactiva de las unidades generadoras asociadas al control de tensión de la barra correspondiente.

Otra acción que se realiza para llevar el sistema a cumplir la NTSyCS es ajustar los tap de los transformadores de mayor capacidad del sistema y que poseen cambiador de tap bajo carga.

En caso que con las acciones anteriores no sea posible conseguir cumplimiento de la NTSyCS, se considerará la incorporación de banco de condensadores, reactores e incluso el aumento de capacidad de instalaciones en caso que éstas presenten saturación.

#### **Resultados obtenidos del cumplimiento de NTSyCS para los casos analizados**

Los resultados de niveles de carga en líneas de transmisión y transformadores, y niveles de tensión en barras del sistema se entrega en los archivos Excel denominados “ResultadosNTSyCS\_DminAño2014” y “ResultadosNTSyCS\_DmaxAño2016”. Los resultados se entregan para todos los elementos relevantes del sistema con tensiones de 220 y 110 kV.

Tanto para los 10 escenarios de máxima inyección eólica y demanda mínima del año 2014, como para los 10 escenarios de máxima inyección eólica y demanda máxima del año 2016 es posible obtener el cumplimiento de la NTSyCS en lo referente a niveles de tensión en barras, nivel de utilización de elementos de transmisión y cumplimiento de condición operacional N-1 en el sistema de transmisión troncal.

Para lo anterior, se ha requerido de la incorporación de compensación reactiva en el lado de alta tensión del transformador del sistema de transmisión adicional que permite la conexión del parque eólico al SING, y de compensación reactiva en otras barras del sistema. Adicionalmente se ha requerido del refuerzo de algunos elementos de transmisión como líneas y transformadores.

Se presenta a continuación el resumen de la compensación reactiva requerida para cada caso y en cada condición de demanda, en primer lugar se muestra la compensación reactiva a instalar en el lado de alta tensión del transformador elevador de los parques generadores y luego la compensación reactiva a instalar en otras barras del sistema.

Luego se presenta el resumen de los otros elementos de transmisión incorporados al modelo.

- Requerimiento de potencia reactiva en parques generadores eólicos

**Tabla 31: Requerimiento de potencia reactiva de bancos de condensadores para cumplimiento NTSyCS a instalar en Parques Generadores Eólicos<sup>55</sup>**

Caso	Compensación reactiva por parque (MVar) Demanda Mínima 2014			Compensación reactiva por parque (MVar) Demanda Máxima 2016			Máxima compensación reactiva por parque (MVar)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
1	-	1,1	11,1	-	1,0	31,5	-	1,1	31,5
2	1,1	-	11,1	1,0	-	31,5	1,1	-	31,5
3	-	5,5	12,2	-	6,1	26,2	-	6,1	26,2
4	-	1,1	11,1	-	1,0	31,5	-	1,1	31,5
5	-	-	11,1	1,0	-	31,5	1,0	-	31,5
6	-	5,5	12,2	-	6,1	26,2	-	6,1	26,2
7	-	-	11,1	-	-	31,5	-	-	31,5
8	1,1	-	11,1	2,0	-	31,5	2,0	-	31,5
9	-	-	11,1	-	-	31,5	-	-	31,5
10	-	-	11,1	1,0	-	31,5	1,0	-	31,5

<sup>55</sup> Fuente: Elaboración Propia

- Requerimiento de potencia reactiva en otras barras del sistema

**Tabla 32: Requerimiento de potencia reactiva para cumplimiento NTSyCS en otras barras del sistema<sup>56</sup>**

Barra	Requerimiento comp. reactiva (MVar)		
	Dmax 2016	Dmin 2014	Máximo Requerimiento
Domeyko 220 kV	28,1		28,1
Escondida 66kV	10,5	4,3	10,5
Spence 220		-2,7	-2,7

Nota: signo positivo indica requerimiento de condensador y signo negativo de reactor

- Refuerzos en el sistema de transmisión

**Tabla 33: Líneas de transmisión en que se instala nuevo circuito<sup>57</sup>**

Nombre Línea	Barra i	Barra j
Laberinto Oeste 110-Laberinto Minsal 110 kV	Laberinto Oeste 110	Laberinto Minsal 110
El Cobre 220 - Esperanza 220 C2 220 kV	El Cobre 220	Esperanza 220
El Cobre 220 - Esperanza 220 C1 220 kV	El Cobre 220	Esperanza 220
El Cobre 220 - Esperanza 220 C3_2015 220 kV	Esperanza 220	El Cobre 220
Laberinto 220 - El Cobre 220_Ter 220 kV	El Cobre 220	Laberinto 220
Desalant 110 - Tap Desalant 110 kV	Desalant 110	Tap Desalant 110

**Tabla 34: Refuerzos Transformadores de 3 devanados<sup>58</sup>**

Nombre Trafo 2D	Cantidad final de unidades
El Loa 220/110/23	2
Capricornio 220/115/13.8	2
Laberinto Oeste 220/110/13.2	2

<sup>56</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>57</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>58</sup> Fuente: Elaboración Propia



### **Etapas III. Resultados de los Escenarios Evaluados**

A partir de los análisis desarrollados se obtienen los siguientes resultados:

#### **4.6. Identificación y análisis de los impactos y restricciones en las redes de transmisión del SING al considerar el Plan Óptimo de Expansión de la Transmisión Troncal**

Al comparar los tramos saturados en el caso base respecto de los escenarios simulados con menor capacidad eólica instalada (300 MW) se observan las siguientes características para las instalaciones adicionales a considerar:

- **Transformadores Arica 110/66 kV y Pozo Almonte 110/66 kV**, 30 MVA cada uno, se requieren para el abastecimiento de los consumos de la zona y para la evacuación de la generación de las unidades conectadas aguas abajo, por lo que la conexión de las unidades eólicas no influye en el requerimiento de estas instalaciones,
- **Encuentro – Spence 220 kV**, 318 MW, destinada principalmente al abastecimiento de los consumos proyectados para la barra Spence 220 kV, el contar con generación en dicha barra permite retrasar la entrada en servicio de esta línea de febrero 2015 a enero 2016.
- **El Cobre – Esperanza 220 kV**, 179 MW, se requiere una inyección superior a 200 MW en Esperanza 220 kV para desplazar esta inversión de diciembre 2015 a diciembre 2016.
- **Crucero – Lagunas 220 kV**, 183 MW, necesaria en todos los casos a partir de agosto 2014, producto de la aplicación del criterio N-1.
- **Crucero – Encuentro 220 kV**, 384 MW, se requiere adelantar la inversión de enero 2015 a enero 2014 en caso de registrarse inyecciones de generación en Esperanza 220 kV
- **Chuquicamata – km6 110 kV y Salar 220/110 100 MVA**, no se consideraron inversiones adicionales a pesar de la saturación de los tramos, producto de que no se generaban energías de falla a causa de ellas.

De lo anterior se deduce que, no es factible abastecer la demanda proyectada considerando únicamente las inversiones señaladas en el Plan de Expansión del Sistema Troncal, independiente del nivel de Inyección Eólica analizada.

#### 4.7. Identificación y análisis de los impactos y restricciones en las redes de transmisión, considerando refuerzos de líneas de transmisión existentes y/o implementación de nuevas líneas para cada nivel de penetración eólica revisado

A continuación, se revisan los escenarios que resultaron de menores costos para cada nivel de inyección eólica analizada. En la *Tabla 35* se incluyen las principales características de los casos seleccionados, destacándose lo siguiente:

- Para cada parque los Puntos de Conexión son los mismos en todos los casos,
- En el caso de Calama Norte y Calama Oeste, se presenta un incremento en el costo medio al pasar de 100 a 50 MW conectados,
- El nivel de pérdidas es decreciente a medida que aumenta la capacidad eólica conectada, lo que concuerda con los resultados obtenidos anteriormente.

**Tabla 35: Escenarios de Menores Costos según Capacidad Eólica Instalada<sup>59</sup>**

Capacidad Instalada (MW)	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)			Pérdidas (%)	Costo medio (USD/M Wh)
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda		
300	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	100	4,26%	65,20
400	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	200	4,15%	64,81
500	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	300	4,05%	64,52
550	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	450	4,01%	65,87
600	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	400	3,97%	64,30
650	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	550	3,93%	64,64
700	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550	3,89%	64,09

En la *Tabla 36* se incluye el listado de refuerzos comunes a todos los casos incluidos en la tabla anterior, con sus correspondientes fechas de puesta en servicio. Adicionalmente, se registraron las siguientes inversiones:

- Arica – Dolores 110 kV, TTCC a partir de julio 2016, para un nivel de inyección eólica de 300 MW.
- Encuentro – Spence 220 kV, TTCC a partir de:
  - Enero 2015, hasta 300 MW de inyección en Sierra Gorda
  - Marzo 2015, para 400 MW de inyección en Spence
  - No se requiere para inyecciones superiores a 450 MW en Sierra Gorda

<sup>59</sup> Fuente: Elaboración Propia

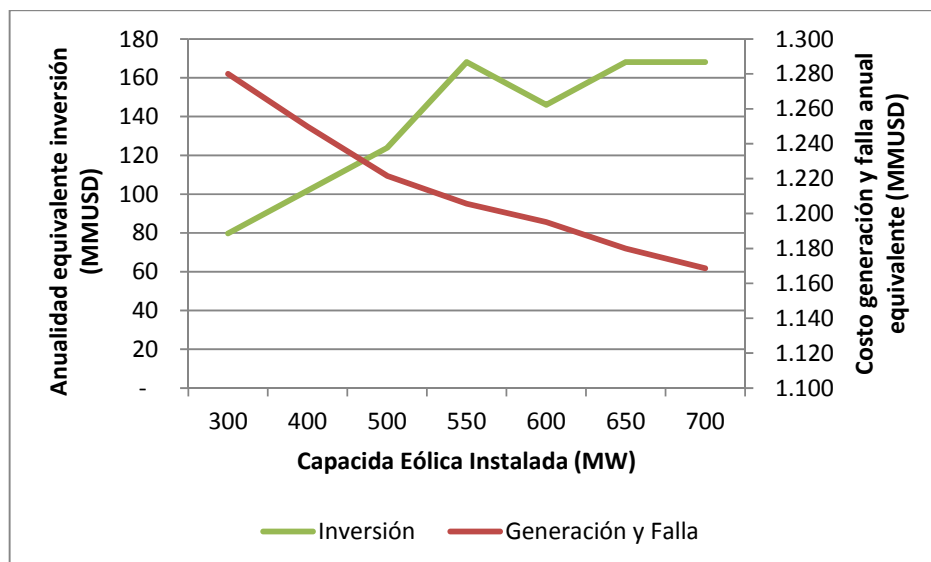
**Tabla 36: Refuerzos Comunes a Todos los Casos<sup>60</sup>**

Tipo Refuerzo	Tramo	Puesta en Servicio
Adicional	Encuentro - Spence 220 kV	Ene-16
	Crucero - Lagunas 220 kV	Ago-14
	El Cobre - Esperanza 220 kV	Dic-15
	Crucero - Encuentro 220 kV	Ene-15
	Arica 110/66 kV	May-16
	Pozo Almonte 110/66 kV	May-15
Transformador de Corriente	Chapiquiña - El Águila 66 kV	May-16
	El Águila - Arica 66 kV	May-16
	Laberinto - Lomas Bayas 220 kV	Oct-14
	Mejillones - O'Higgins 220 kV	Ene-13
	Oeste - Minsal 110 kV	Sep-13
	Pozo Almonte - Cerro Colorado 110 kV	Jun-16
Protecciones	Laberinto - El Cobre 220 kV	Dic-15

En el *Gráfico 10* se ilustra el costo anual equivalente de inversión y generación – falla según la capacidad eólica instalada. Si bien el costo de inversión aumenta a medida que se incrementa la capacidad eólica instalada, mientras disminuye el costo de generación y falla, la suma de ambos es sólo un 2% mayor para el caso de 300 MW respecto de una potencia de 700 MW. Es así como la diferencia inicial del 10% en los costos de generación y falla se reduce producto de las inversiones involucradas.

<sup>60</sup> Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 10: Costos Inversión y Generación - Falla Según Capacidad Eólica Instalada<sup>61</sup>



#### 4.8. Sensibilidades de los Resultados Obtenidos

A continuación, se revisará el efecto en los resultados obtenidos respecto de una variación en los costos involucrados, así como las holguras de capacidad existente que permitan una modificación en la fecha de puesta en servicio de la central Tarapacá I incluida en el Informe Técnico de Precio de Nudo definitivo de Octubre 2011.

##### 4.8.1. Sensibilidad Costos de Inversión v/s Costos de Generación – Falla

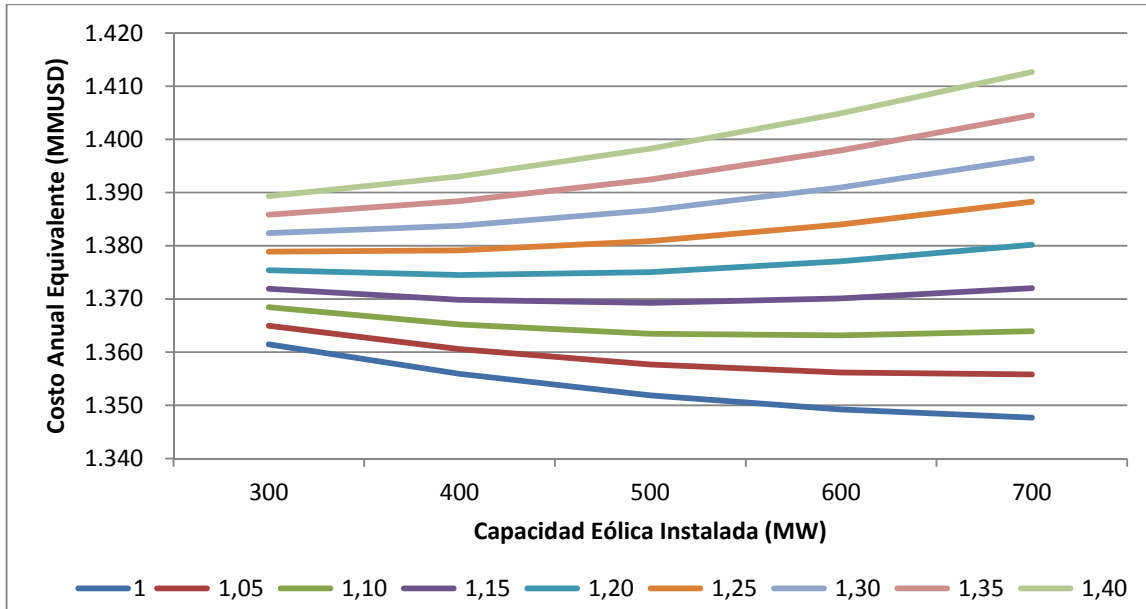
Dado que los casos con menores costos resultaron ser los con mayor capacidad eólica instalada, se analizará el efecto por separado en la solución encontrada de las siguientes variables:

- Incremento del Costo de Inversión de los Aerogeneradores

Se consideró como base para las unidades eólicas un costo de inversión de 2300 USD/kW, con una vida útil de 50 años. En el *Gráfico 11* se ilustra la variación del costo total anualizado, según la capacidad instalada del parque eólico para cada factor de incremento en su costo de inversión, observándose una variación en la capacidad óptima para alzas superiores al 10%.

<sup>61</sup> Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 11: Costo Total Anual Equivalente (MMUSD) Incremento Inversión Eólica<sup>62</sup>

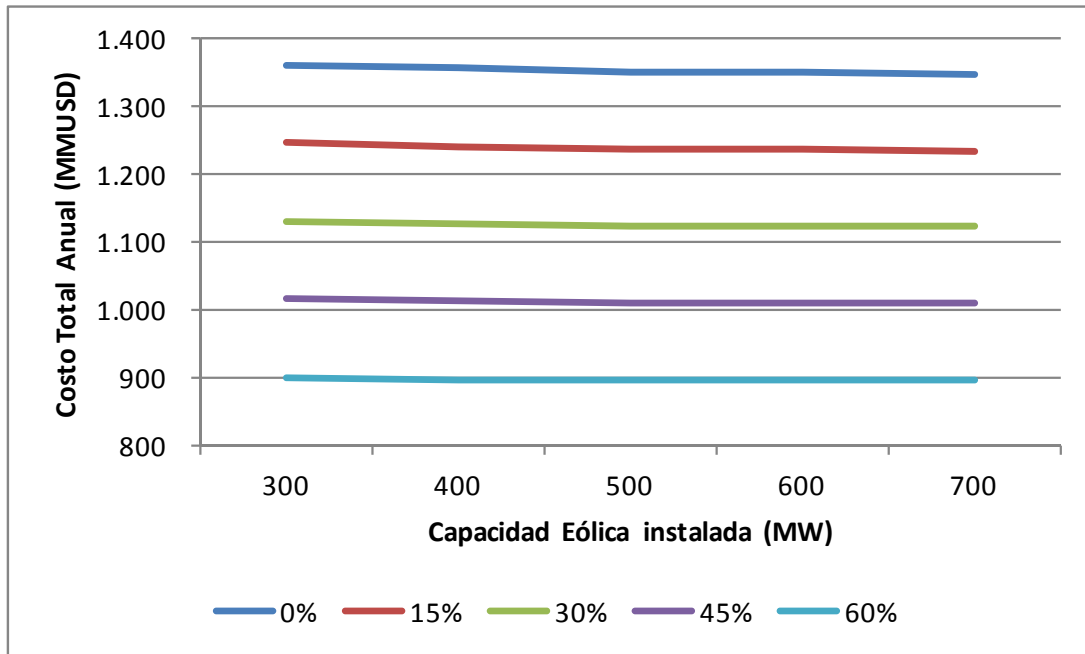


- Disminución del Costo de Combustible

Dado que alrededor del 60% del consumo proyectado del SING en el período 2014 – 2016 es abastecido por medio de carbón, se revisó la capacidad eólica total que resulta más económica para el Sistema ante una disminución del precio del carbón. De los resultados ilustrados en el *Gráfico 12*, se aprecia una reducción del costo total según se disminuye el precio de carbón, no registrándose variaciones al interior de cada curva de reducción de precio, debido principalmente a que las unidades eólicas no desplazan la generación de las unidades de carbón.

<sup>62</sup> Fuente: Elaboración Propia

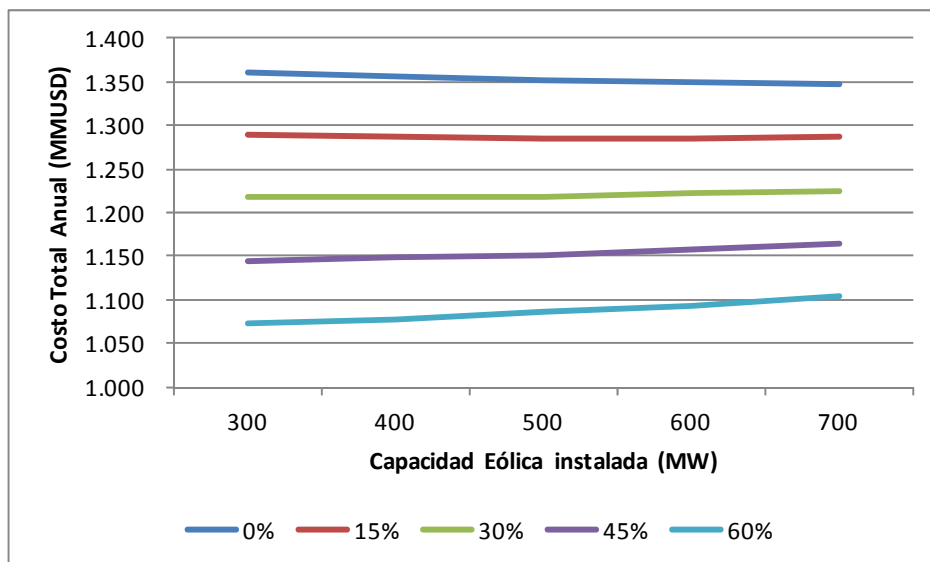
**Gráfico 12: Costo Anualizado Sistema según Reducción en Precio de Carbón (MMUSD)<sup>63</sup>**



Al repetir el ejercicio anterior respecto del precio del gas natural, que abastece alrededor del 30% de la demanda del Sistema, se obtienen los costos anualizados del *Gráfico 13*. A diferencia de la generación a carbón, al disminuir el precio del gas en un 15% el óptimo alcanza los 500 MW eólicos, mientras que si la reducción es de un 30% el óptimo sería de 400 MW, lo anterior debido a que la diferencia entre la capacidad instalada en unidades de carbón y la demanda máxima del Sistema, hace que la generación eólica desplace a la operación de las centrales a gas.

<sup>63</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 13: Costo Anualizado Sistema según Reducción en Precio de Gas Natural (MMUSD)<sup>64</sup>**



#### **4.8.2. Holguras Entrada en Servicio Central Tarapacá I**

En la *Tabla 37* se incluyen las capacidades de reserva disponibles para la operación del SING, considerando la entrada en servicio de la Central Tarapacá I en octubre 2016, según lo señalado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011.

Para el cálculo se consideró lo siguiente:

- Se empleó como Demanda del SING la correspondiente a la Demanda del SING del Bloque 1 modelado mensualmente,
- Respecto de la Capacidad Instalada de las Centrales, se considera la Potencia Neta y Tasa de Salida Forzada incluidas en el Cuadro N°3 del Informe Técnico de Precio de Nudo Definitivo de Octubre de 2011,
- En el caso de la Capacidad Instalada Eólica PF, ésta se refiere a la potencia firme aportada por las unidades eólicas analizadas en este estudio, la que es suplida por unidades diesel en los casos de los parques con menor nivel de penetración eólica,
- Se consideró como unidad mayor del Sistema a la unidad 1 de la Central Atacama,
- Para los valores de Control Primario y Secundario de Frecuencia, se empleó como base los valores indicados en el estudio de Control de Frecuencia 2011 del CDEC SING, del 07/06/2011,

<sup>64</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 37: Reservas disponibles SING Bloque Demanda Máxima 2016<sup>65</sup>**

Mes	Demanda Máxima (MW)	Capacidad Instalada (MW)			Reserva (MW)					% Reserva Fría
		Centrales ITD	Eólico o PF	Total	Disponible	Mantenimiento Unidad Mayor	CPF (4,4%)	CSF	Fría	
ene	2.868	3.626	155	3782	914	381	126	60	337	12%
feb	2.857	3.626	155	3782	925	381	126	60	348	12%
mar	2.901	3.626	155	3782	881	381	128	60	302	10%
abr	2.954	3.626	155	3782	828	381	130	60	246	8%
may	2.893	3.664	155	3820	927	381	127	60	349	12%
jun	2.944	3.664	155	3820	876	381	130	60	296	10%
jul	2.905	3.664	155	3820	915	381	128	60	336	12%
ago	2.927	3.664	155	3820	894	381	129	60	314	11%
sep	3.003	3.664	155	3820	817	381	132	60	234	8%
oct	2.892	3.854	155	4010	1.118	381	127	60	540	19%
nov	3.060	3.854	155	4010	950	381	135	60	364	12%
dic	3.285	3.854	155	4010	726	381	145	60	130	4%

<sup>65</sup> Fuente: Elaboración Propia



## 5. Estimación de los niveles de reserva secundaria necesarios para manejar la variabilidad y predictibilidad del recurso eólico, así como los impactos técnico – económicos en la programación y operación del SING para los niveles de penetración eólica de 300, 400, 500, 600 y 700 MW

### Etapas I. Generación de Escenarios

A continuación, se detalla el procedimiento realizado para determinar cada uno de los antecedentes necesarios en la elección de los escenarios a considerar, de modo de estimar el nivel de reserva secundaria requerida para cubrir las variaciones horarias de demanda y de la inyección eólica, así como su impacto técnico – económico en la programación y operación del SING.

#### 5.1. Determinación Generación Eólica Horaria

##### 5.1.1. Selección de Perfiles de Viento

Producto de que en las tres zonas analizadas sólo se contaba con 6 meses de registros de viento a 80 mts de altura, se procedió a extrapolar linealmente los perfiles medidos a 20 mts en estaciones cercanas por medio de las regresiones realizadas en el numeral 4.2.2, de modo de contar con un mayor número de perfiles de viento para el análisis. En la *Tabla 38* se incluye un resumen de las características de las regresiones lineales indicadas.

**Tabla 38: Características Regresiones Perfiles de Viento<sup>66</sup>**

Zona	Estación	Período data	Regresión Variable		Correlación
			Independiente	Dependiente	
Calama Norte	b.4.2 20 mts	jun 2009 - ago 2011	b.4.2 20 mts	Calama Norte 20 mts	0,99
	Calama Norte 20 - 80 mts	feb 2011 - oct 2011	Calama Norte 20 mts	Calama Norte 80 mts	0,93
Calama Oeste	b.5.1 20 mts	jul 2009 - ago 2011	b.5.1 20 mts	Calama Oeste 20 mts	0,99
	Calama Oeste 20 - 80 mts	feb 2011 - oct 2011	Calama Oeste 20 mts	Calama Oeste 80 mts	0,96
Sierra Gorda	b.2.1 20 mts	jul 2009 - ago 2011	b.2.1 20 mts	Sierra Gorda Este 20 mts	0,99
	Sierra Gorda Este 20 - 80 mts	mar 2011 - oct 2011	Sierra Gorda Este 20 mts	Sierra Gorda Este 80 mts	0,91

<sup>66</sup> Fuente: Elaboración Propia

En el *Anexo L. Perfiles de viento* se adjunta el detalle mensual de los perfiles de velocidad de viento obtenidos por medio de la regresión lineal anterior. A continuación, se escogió mensualmente para cada zona de entre los perfiles de velocidad de viento estimados, los que registrarán el menor error cuadrático medio respecto de las siguientes condiciones:

- Menor error cuadrático medio respecto de los demás perfiles mensuales, que correspondería a un valor medio representativo,
- Envolvente horaria superior, que se refiere a la generación máxima que entregaría el parque,
- Para cada hora, el valor medio de los perfiles mensuales más 2 veces la desviación estándar, que considera la generación máxima del parque en aproximadamente el 98% de los casos,
- Para cada hora, el valor medio de los perfiles mensuales menos la desviación estándar, que considera la generación máxima del parque en aproximadamente el 16% de los casos,

Al comparar entre sí las curvas obtenidas para cada zona se observa:

- Una mayor dispersión entre los perfiles estimados entre abril y septiembre, principalmente en las horas de madrugada. Junio y julio resultan ser los meses con las mayores variaciones.
- Una tendencia de un comportamiento creciente en las horas de madrugada hasta alcanzar un valor máximo a las 6 a.m. para luego descender hasta las 11 a.m. A continuación, se incrementan nuevamente hasta las 6 p.m., descendiendo a su valor mínimo a las 9 p.m. Esta tendencia es común para todos los parques, registrándose pequeñas variaciones entre las curvas respecto de los valores mencionados.
- En Calama Oeste y Sierra Gorda la velocidad máxima del viento en la mañana es mayor que la de la tarde para todos los meses del año. Respecto de Calama Norte, se aprecian mayores velocidades de viento en la tarde de noviembre a marzo.

A partir del análisis anterior, se escogieron los perfiles de velocidad de viento de cada zona a considerar en el análisis de estimación de reserva secundaria, considerando curvas representativas para cada trimestre<sup>67</sup>, según los siguientes criterios:

- Menor error cuadrático medio respecto de los perfiles trimestrales restantes, en adelante *Media o  $\mu$* ,

---

<sup>67</sup> Trimestres: 1: ene – mar, 2: abr-jun, 3: jul-sep, 4: oct-dic

- Para cada hora, el perfil que mejor se ajusta al valor medio más 2 desviaciones estándar, en adelante  $\mu + 2\sigma$ , que representa la generación máxima a considerar del parque eólico,
- Se añadió a los perfiles representativos analizados previamente, el perfil de velocidad de viento cuyas variaciones horarias registran el menor error cuadrático medio respecto de las variaciones máximas horarias de los perfiles trimestrales, en adelante  $\Delta Max$ , que correspondería a la mayor exigencia para la reserva secundaria del sistema.

En la *Tabla 39* se incluye la cantidad de perfiles de viento que se encuentran más cercanos a cada uno de los perfiles seleccionados, así como su participación en el total de los escenarios trimestrales a analizar.

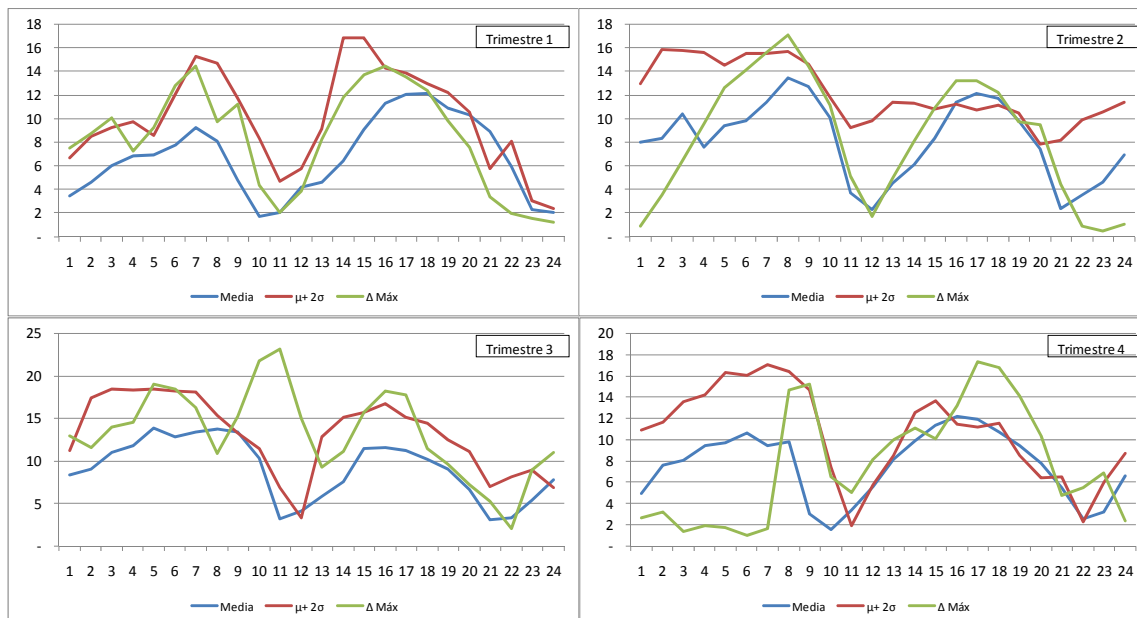
**Tabla 39: Participación Perfiles de Velocidad de Viento Seleccionados<sup>68</sup>**

Parque	Trimestre	Media ( $\mu$ )	$\mu + 2\sigma$	$\Delta Max$	Total
Calama Norte	T1	152	1	27	180
	T2	150	29	13	192
	T3	261	8	7	276
	T4	169	25	9	203
Calama Oeste	T1	138	31	11	180
	T2	142	23	17	182
	T3	193	33	19	245
	T4	152	45	6	203
Sierra Gorda	T1	151	17	12	180
	T2	141	25	16	182
	T3	254	1	18	273
	T4	160	28	15	203
Total	T1	82%	9%	9%	100%
	T2	78%	14%	8%	100%
	T3	89%	5%	6%	100%
	T4	79%	16%	5%	100%

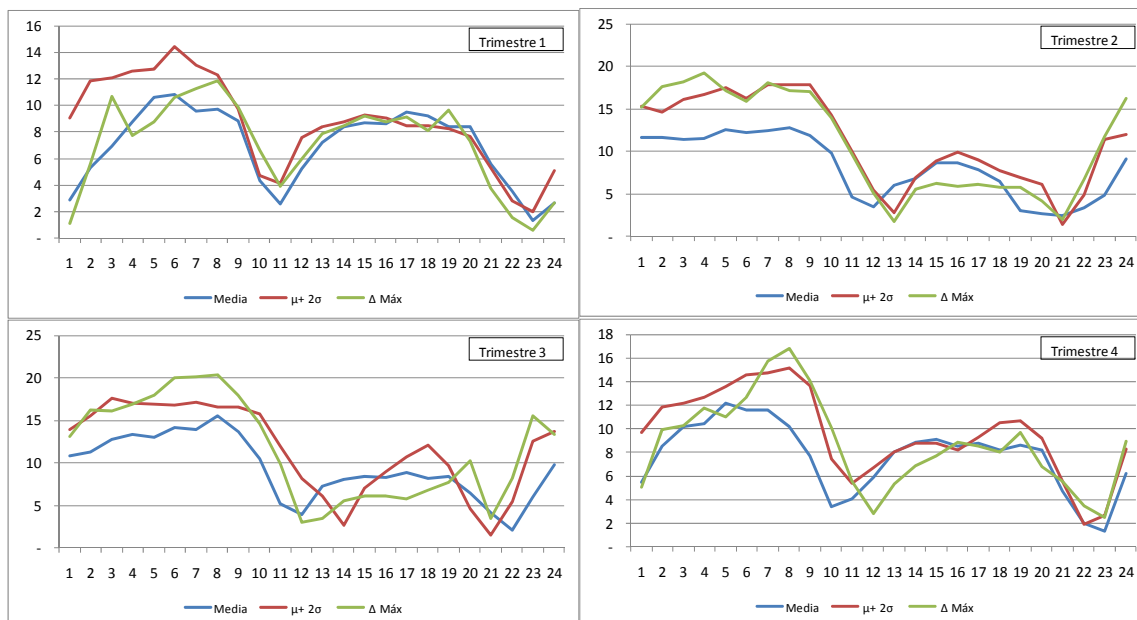
En el *Gráfico 14*, *Gráfico 15* y *Gráfico 16* se ilustran los perfiles seleccionados para cada zona, a partir de los cuales se obtuvo la potencia eólica generable con la curva de una unidad Gamesa G97-2 para una densidad de aire de  $1 \text{ kg/m}^3$  y un 15% de pérdidas. En el *Anexo M* se incluyen las Potencias Eólicas Generables para los perfiles mensuales obtenidos, mientras que en el *Anexo N* se adjuntan las Potencias Generables por cada Parque Eólico en los escenarios de penetración eólica analizados.

<sup>68</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 14: Perfiles de Velocidad de Viento Seleccionados Calama Norte (m/seg)<sup>69</sup>**



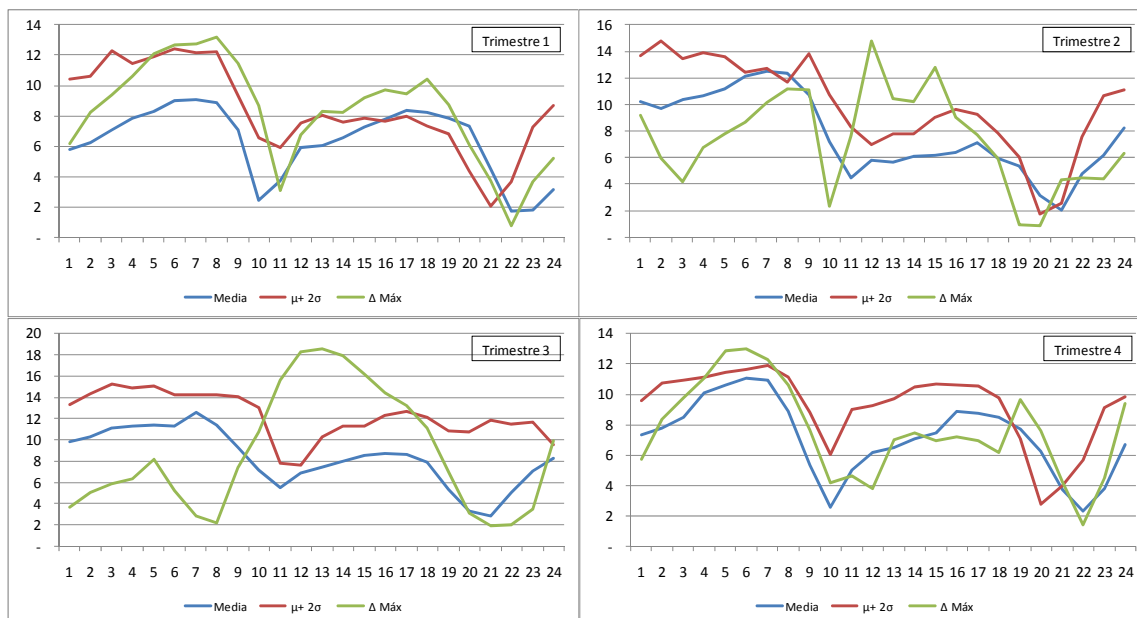
**Gráfico 15: Perfiles de Velocidad de Viento Trimestrales Seleccionados Calama Oeste (m/seg)<sup>70</sup>**



<sup>69</sup>Fuente: Elaboración Propia

<sup>70</sup>Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 16: Perfiles de Velocidad de Viento Seleccionados Sierra Gorda (m/seg)<sup>71</sup>**



### 5.1.2. Niveles de Penetración Eólica

Se consideraron los escenarios de menores costos para los niveles de penetración eólica de 300, 400, 500, 600 y 700 MW indicados en el capítulo 4.7. En la *Tabla 40* se resume la distribución de dichas capacidades entre las zonas bajo estudio con su correspondiente punto de conexión, observándose una mayor potencia conectada en Sierra Gorda en la barra Spence 220 kV.

**Tabla 40: Capacidades Eólicas Seleccionadas Estimación Reserva Secundaria<sup>72</sup>**

Capacidad Instalada (MW)	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
300	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	100
400	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	200
500	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	300
600	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	400
700	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550

<sup>71</sup> Fuente: Elaboración Propia

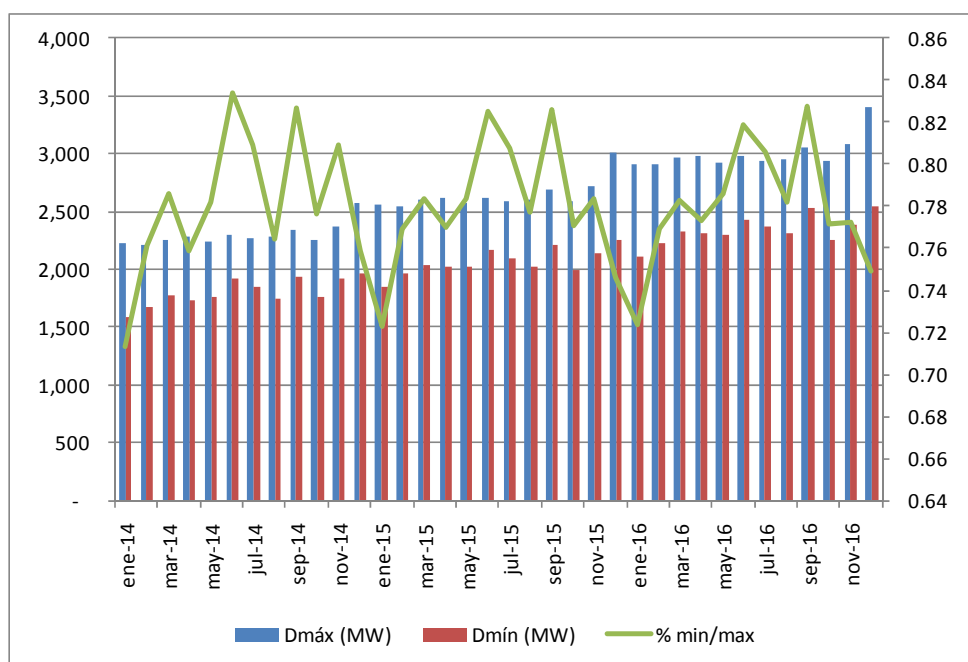
<sup>72</sup> Fuente: Elaboración Propia

## 5.2. Comportamiento horario de la Proyección de Demanda

Desde el punto de la reserva secundaria del sistema, son relevantes los siguientes aspectos de la demanda proyectada:

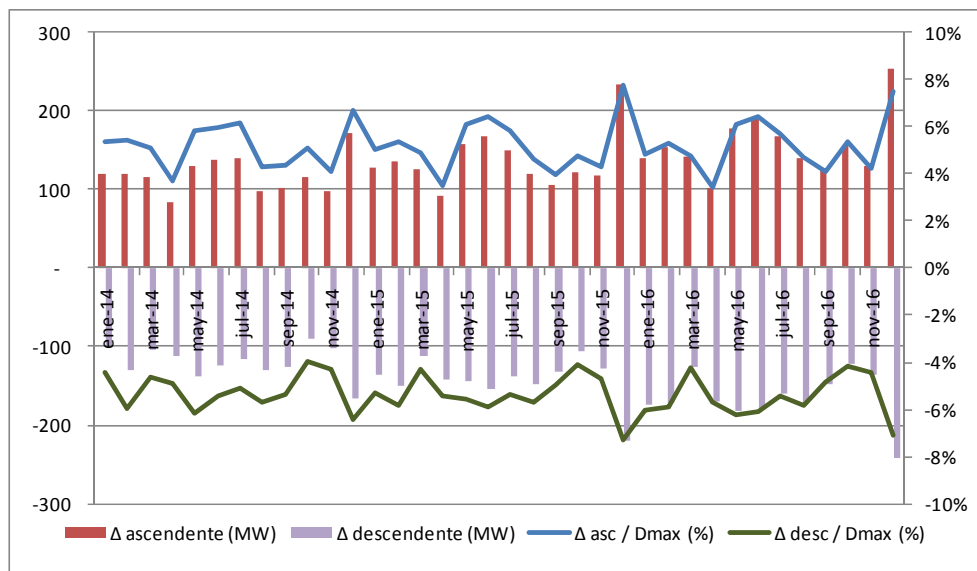
- Nivel de potencia demandado en una hora determinada, según las tasas de crecimiento señaladas en el Capítulo 4, se registran las demandas máximas y mínimas ilustradas en el
- *Gráfico 17*. Al respecto, cabe mencionar que la demanda mínima oscila entre un 71 y un 83% de la demanda máxima, con un valor medio del 78%.
- Variaciones interhorarias registradas, cuyos máximos y mínimos mensuales se incluyen en el *Gráfico 18*, y oscilan entre los 80 y 254 MW, presentándose los mayores valores en el mes de diciembre, que resulta ser también el mes de demanda máxima del sistema.

**Gráfico 17: Demanda máxima y mínima proyectada (MW)<sup>73</sup>**



<sup>73</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 18: Variaciones Máximas Mensuales Demanda Horaria<sup>74</sup>**



Dada la homogeneidad del comportamiento mensual y horario de la demanda del SING, en la definición de los escenarios a considerar en la determinación de la reserva secundaria, para la simulación de cada trimestre se consideró un período de 2 semanas que contenga la semana con menor energía demandada del trimestre, de modo de representar la condición más exigente del despacho, por cuanto la inyección eólica al reemplazar generación térmica podría traer consigo una mayor cantidad de unidades operando con mínimos técnicos, al tener que respetarse las restricciones de tiempos mínimos de operación y detención.

**Tabla 41: Períodos Trimestrales Simulados Estimación Reserva Secundaria<sup>75</sup>**

Trimestre	2014	2015	2016
1	1 al 14 de enero	14 al 27 de enero	13 al 26 de enero
2	7 al 20 de mayo	6 al 19 de mayo	6 al 19 de mayo
3	16 al 29 de julio	15 al 28 de julio	15 al 28 de julio
4	8 al 21 de octubre	7 al 20 de octubre	7 al 20 de octubre

En el archivo adjunto *Proyección demanda horaria.xlsx* se encuentra el detalle de la energía horaria proyectada para el período 2014 – 2016.

<sup>74</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>75</sup> Fuente: Elaboración Propia

### 5.3. Mantenimiento Centrales SING

A partir de los períodos de mantenimiento de las unidades considerados en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre 2011, se determinó la capacidad térmica de generación disponible en cada una de las semanas que conforman los períodos trimestrales considerados, así como el tipo de unidades que se encontraban fuera de servicio. A continuación, se procedió a escoger de ellos tres perfiles representativos para cada período.

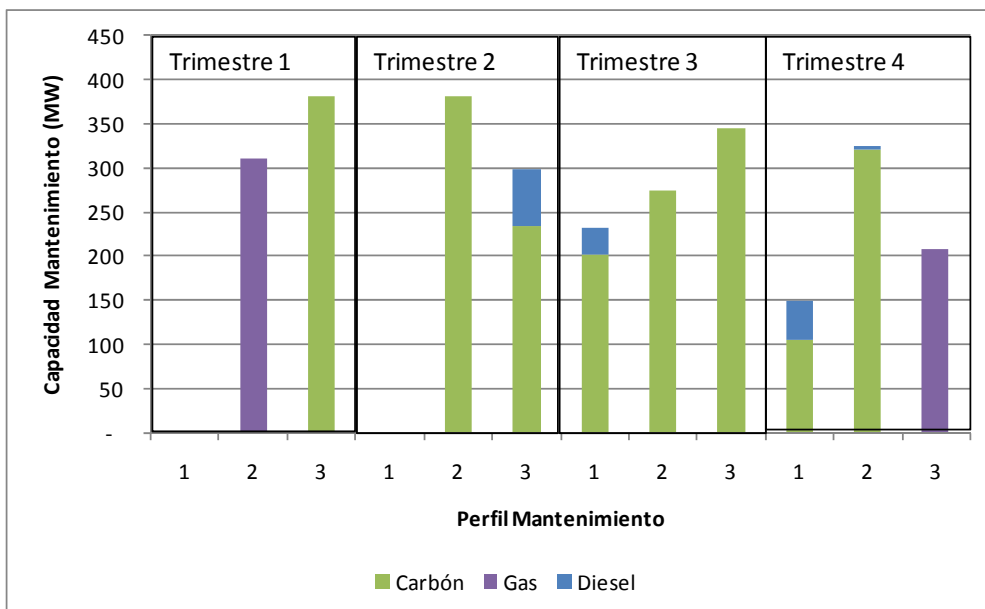
En el *Gráfico 19*, *Gráfico 20* y *Gráfico 21* se ilustran los perfiles de mantenimiento escogidos trimestralmente para el período 2014 – 2016. Al respecto, cabe mencionar lo siguiente:

- La capacidad en mantenimiento oscila entre los 0 y 400 MW, registrándose mantenimientos de unidades a gas durante el primer trimestre y para la unidad 16 de la central Tocopilla, y en el cuarto trimestre para la unidad 3 de la Termoeléctrica Mejillones.
- Producto de la energía de falla resultante para el año 2016 de la simulación del caso de penetración eólica de 700 MW, se requirió reducir la potencia en mantenimiento en los siguientes casos:
  - Trimestre 2, Perfil de mantenimiento 2, de 381 a 190 MW, con la entrada en funcionamiento de Angamos I,
  - Trimestre 3, Perfil de mantenimiento 2, de 274 a 138 MW, cancelando el mantenimiento de la unidad CTM2.

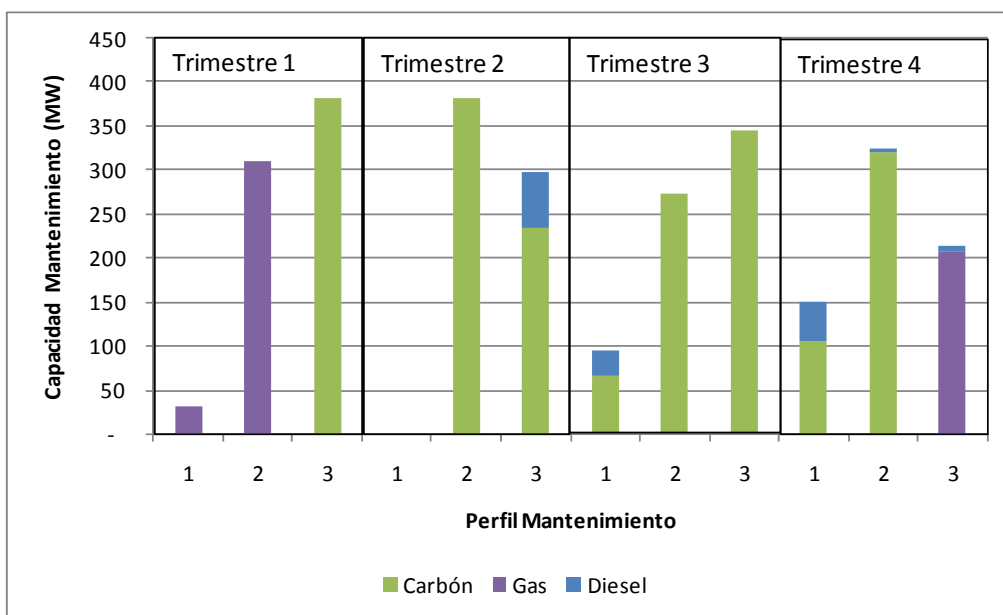
En la *Tabla 42* se incluye la duración de cada uno de los perfiles de mantenimiento al interior de los trimestres.



**Gráfico 19: Capacidad Térmica en Mantenimiento 2014 (MW)<sup>76</sup>**



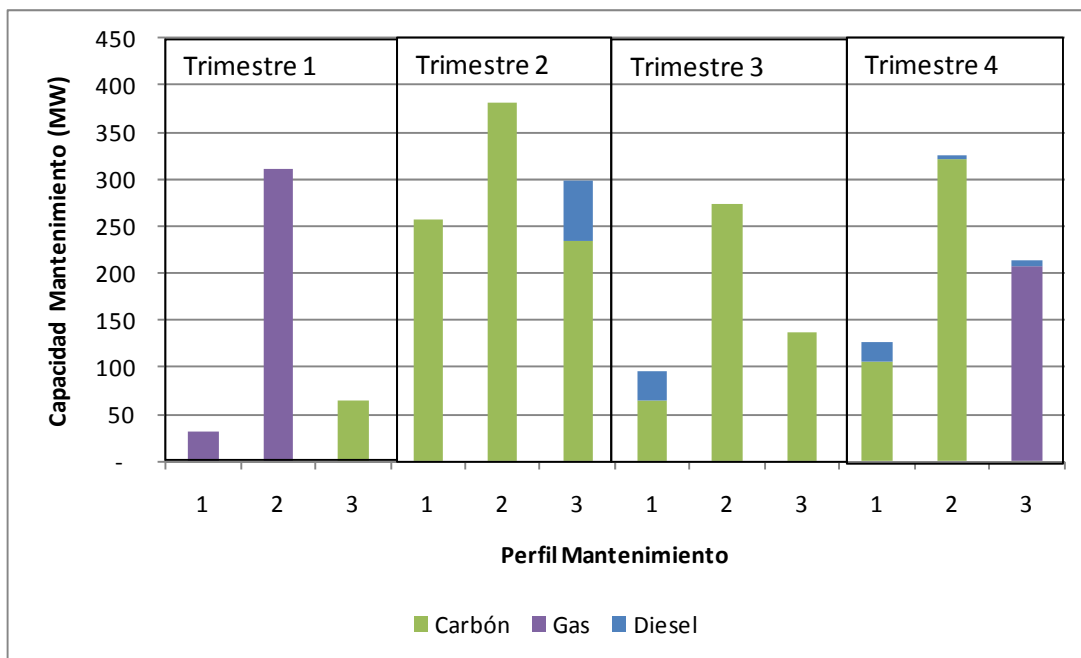
**Gráfico 20: Capacidad Térmica en Mantenimiento 2015 (MW)<sup>77</sup>**



<sup>76</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>77</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 21: Capacidad Térmica en Mantenimiento 2016 (MW)<sup>78</sup>**



**Tabla 42: Duración Perfiles de Mantenimiento (días)<sup>79</sup>**

Perfil	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	59	30	14	53
2	21	21	24	21
3	11	40	53	17

Respecto de la disponibilidad de combustibles, no se consideraron restricciones en el abastecimiento de gas natural licuado en el período de análisis.

#### 5.4. Escenarios Resultantes

Los escenarios seleccionados para la estimación de la reserva secundaria y sus costos asociados resultan de la combinación de los siguientes factores:

<sup>78</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>79</sup> Fuente: Elaboración Propia

- **Generación Eólica:** 16 combinaciones, resultantes de:
  - Perfiles de viento: 3 (medio, medio + 2 veces la desviación estándar, variación horaria máxima)
  - Niveles de Penetración : 5 (300, 400, 500 600 y 700 MW)
  - Sin inyección eólica, de modo de visualizar el efecto de la inyección eólica en el monto de reserva secundaria y en los costos de operación del Sistema
- **Demanda del Sistema:** 12 alternativas, 1 por cada trimestre,
- **Perfiles de Mantenimiento:** 3 opciones para cada trimestre

De la combinación de los factores anteriores, resulta un total de 576 casos.

## **Etapas II. Reservas y Despacho para cada Escenario**

A continuación, se incluye el procedimiento y los resultados obtenidos en la determinación del nivel de reserva secundaria requerido para absorber las variaciones de demanda y del recurso eólico, así como los costos asociados a la operación del SING para proveer dicha reserva.

### **5.5. Determinación del Nivel de Reserva Secundaria**

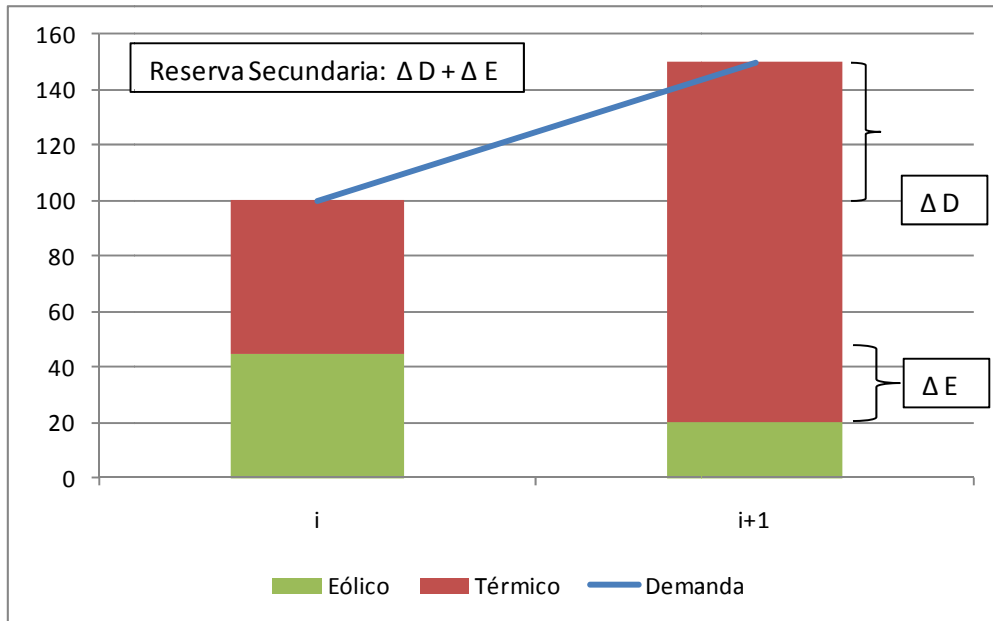
Se requiere estimar el nivel de reserva secundaria requerido para manejar las variaciones de demanda y del recurso eólico, determinando para cada trimestre una solución única que opere bajo todos los perfiles de velocidad de viento considerados, independiente de su probabilidad de ocurrencia.

Para la determinación del nivel de reserva secundaria requerido, se consideró para el análisis los escenarios resultantes de la combinación de las alternativas de demanda e inyección eólica, producto de que resultan ser los parámetros que registran las variaciones interhorarias.

El procedimiento desarrollado considera para cada trimestre las siguientes etapas:

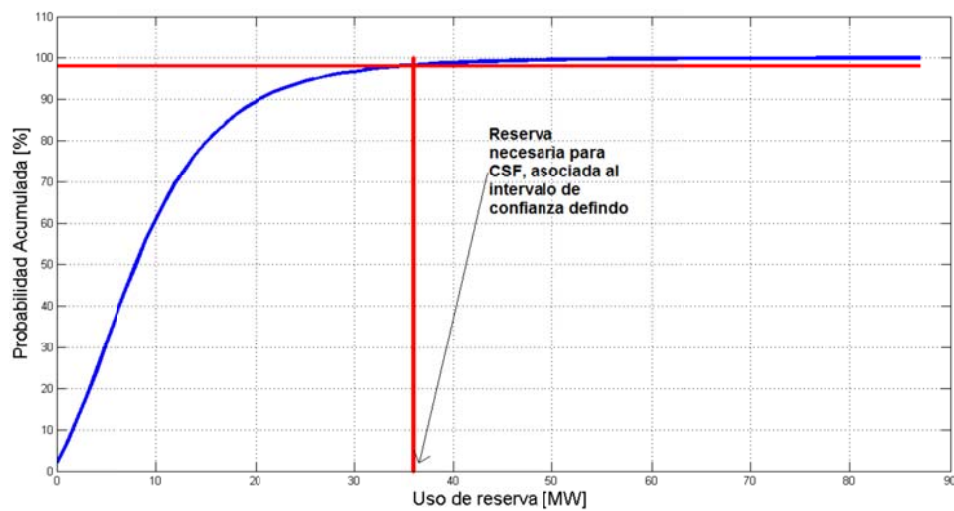
- Para cada perfil de viento y nivel de penetración eólica:
  - Se estima la variación horaria como la resultante de la demanda horaria y la generación eólica correspondiente, del modo ilustrado en el *Gráfico 22*.

Gráfico 22: Ejemplo Estimación Reserva Secundaria<sup>80</sup>



- El nivel de reserva, se obtiene como la variación horaria equivalente que permite cubrir un intervalo de confianza del 97% de los casos, del modo indicado en el Gráfico 23.

Gráfico 23: Nivel de Reserva según Probabilidad Acumulada<sup>81</sup>



<sup>80</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>81</sup> Fuente: Estudio Control de Frecuencia 2011 SING versión 2011.07.06

- Se escoge el mayor valor resultante para cada nivel de penetración eólica, de modo de obtener una solución que satisfaga todos los perfiles de viento considerados.

En la *Tabla 43* a *Tabla 47* se incluyen tanto los niveles de reserva secundaria estimados trimestralmente para cada nivel de penetración eólica y perfil de velocidad de viento determinado previamente según los criterios señalados en el numeral 5.1.1, como el valor máximo seleccionado. Al respecto, cabe mencionar lo siguiente:

- A medida que aumenta el nivel de penetración eólica, el nivel de reserva está determinado por la curva de mayor desviación horaria ( $\Delta$  Max), producto de que al aumentar la potencia eólica inyectada sus variaciones resultan ser más relevantes que las correspondientes a la demanda,
- Los niveles de reserva secundaria estimados sin inyección eólica oscilan entre los 57 y 87 MW, capacidades que se encuentran en el rango señalado en el estudio de Regulación de Frecuencia 2011 del SING, que situó este valor en 60 MW,

**Tabla 43: Reserva Secundaria para 300 MW de Inyección Eólica<sup>82</sup>**

Año	Trimestre	Reserva Secundaria según Perfil de Viento (MW)				
		Sin Gen Eólica	$\mu$	$\mu + 2\sigma$	$\Delta$ Máximo	Máximo
2014	1	63	120	144	<b>152</b>	152
2014	2	58	<b>131</b>	102	101	131
2014	3	68	<b>130</b>	121	125	130
2014	4	57	107	<b>150</b>	142	150
2015	1	69	125	151	<b>171</b>	171
2015	2	62	<b>129</b>	110	109	129
2015	3	76	<b>141</b>	131	136	141
2015	4	67	116	<b>152</b>	145	152
2016	1	73	131	150	<b>169</b>	169
2016	2	69	<b>135</b>	117	114	135
2016	3	87	<b>149</b>	136	140	149
2016	4	70	120	<b>154</b>	147	154

<sup>82</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 44: Reserva Secundaria para 400 MW de Inyección Eólica<sup>83</sup>**

Año	Trimestre	Reserva Secundaria según Perfil de Viento (MW)				
		Sin Gen Eólica	$\mu$	$\mu + 2\sigma$	$\Delta$ Máximo	Máximo
2014	1	63	164	136	<b>194</b>	194
2014	2	58	122	155	<b>162</b>	162
2014	3	68	162	144	<b>178</b>	178
2014	4	57	<b>173</b>	130	166	173
2015	1	69	183	142	<b>213</b>	213
2015	2	62	129	156	<b>159</b>	159
2015	3	76	159	152	<b>189</b>	189
2015	4	67	<b>174</b>	131	172	174
2016	1	73	184	145	<b>211</b>	211
2016	2	69	132	<b>159</b>	158	159
2016	3	87	162	160	<b>175</b>	175
2016	4	70	<b>177</b>	134	171	177

**Tabla 45: Reserva Secundaria para 500 MW de Inyección Eólica<sup>84</sup>**

Año	Trimestre	Reserva Secundaria según Perfil de Viento (MW)				
		Sin Gen Eólica	$\mu$	$\mu + 2\sigma$	$\Delta$ Máximo	Máximo
2014	1	63	159	203	<b>235</b>	235
2014	2	58	187	149	<b>226</b>	226
2014	3	68	161	220	<b>242</b>	242
2014	4	57	155	<b>199</b>	192	199
2015	1	69	161	221	<b>254</b>	254
2015	2	62	179	151	<b>214</b>	214
2015	3	76	167	210	<b>253</b>	253
2015	4	67	151	<b>196</b>	194	196
2016	1	73	166	220	<b>252</b>	252
2016	2	69	173	153	<b>217</b>	217
2016	3	87	175	208	<b>239</b>	239
2016	4	70	154	<b>202</b>	197	202

<sup>83</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>84</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 46: Reserva Secundaria para 600 MW de Inyección Eólica<sup>85</sup>**

Año	Trimestre	Reserva Secundaria según Perfil de Viento (MW)				
		Sin Gen Eólica	$\mu$	$\mu + 2\sigma$	$\Delta$ Máximo	Máximo
2014	1	63	241	180	277	277
2014	2	58	176	219	305	305
2014	3	68	280	178	306	306
2014	4	57	221	183	214	221
2015	1	69	260	185	296	296
2015	2	62	175	213	293	293
2015	3	76	265	186	318	318
2015	4	67	222	178	218	222
2016	1	73	258	191	294	294
2016	2	69	177	211	284	284
2016	3	87	262	199	303	303
2016	4	70	224	173	221	224

**Tabla 47: Reserva Secundaria para 700 MW de Inyección Eólica<sup>86</sup>**

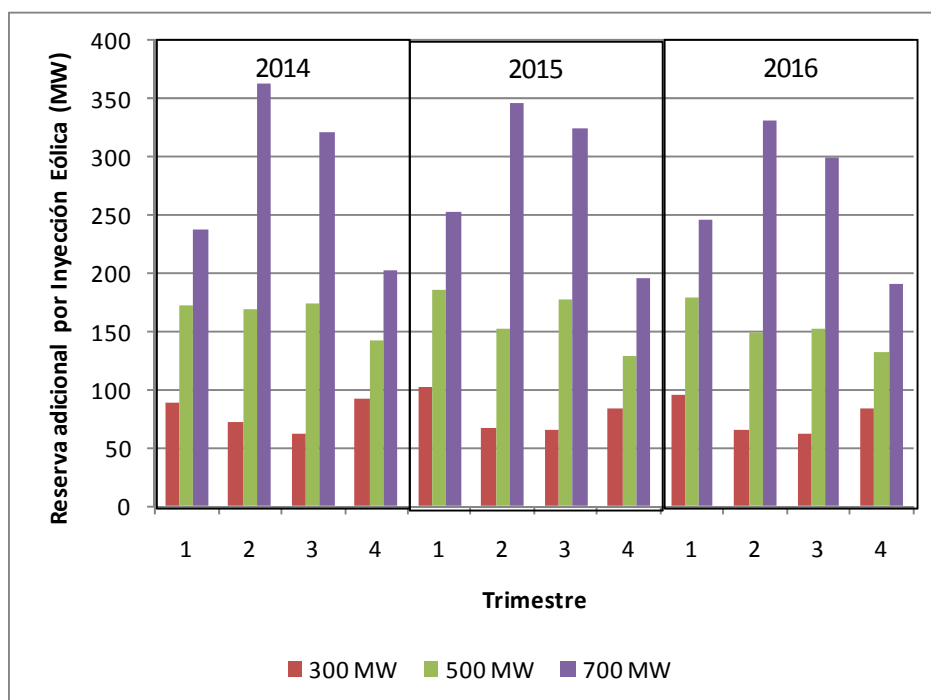
Año	Trimestre	Reserva Secundaria según Perfil de Viento (MW)				
		Sin Gen Eólica	$\mu$	$\mu + 2\sigma$	$\Delta$ Máximo	Máximo
2014	1	63	211	277	302	302
2014	2	58	264	205	421	421
2014	3	68	194	338	389	389
2014	4	57	196	229	260	260
2015	1	69	206	296	321	321
2015	2	62	252	209	409	409
2015	3	76	194	323	401	401
2015	4	67	195	238	263	263
2016	1	73	213	294	319	319
2016	2	69	251	210	400	400
2016	3	87	193	320	387	387
2016	4	70	190	239	261	261

<sup>85</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>86</sup> Fuente: Elaboración Propia

En el *Gráfico 24* se incluyen las diferencias de las reservas secundarias determinadas para los niveles de inyección eólica de 300, 500 y 700 MW respecto del caso sin generación eólica. Adicionalmente, en la *Tabla 48* y en el *Gráfico 25* se ilustran los valores promedio obtenidos para cada nivel de penetración eólica y la reserva unitaria respecto de la capacidad del parque. Dicho valor resultó ser creciente a medida que aumenta la capacidad eólica instalada, producto de que las variaciones en la inyección de potencia cobran mayor importancia relativa respecto de las variaciones de demanda del sistema.

**Gráfico 24: Reserva Adicional sobre Caso sin Generación Eólica (MW)<sup>87</sup>**



**Tabla 48: Reserva Secundaria Promedio Adicional Respecto de Caso sin Generación Eólica<sup>88</sup>**

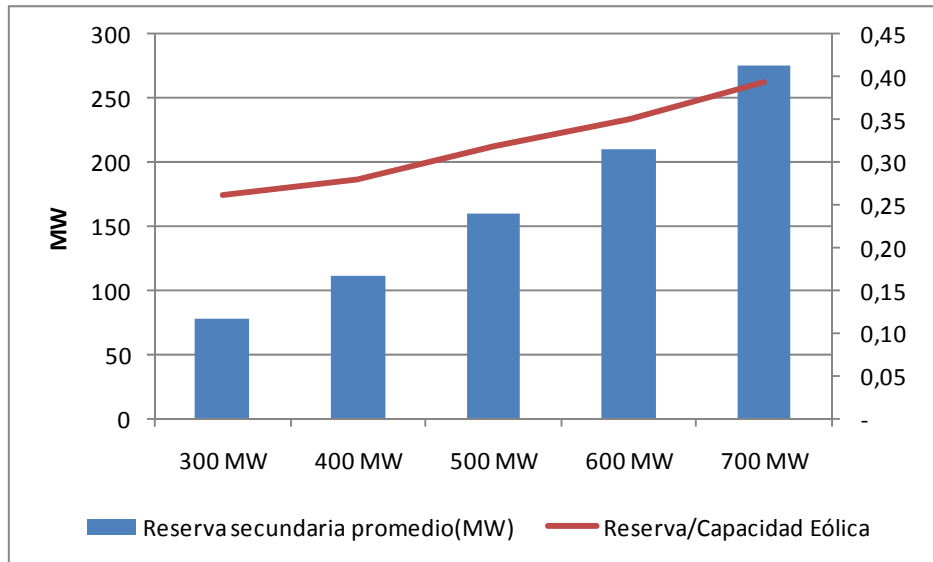
Reserva secundaria media	300 MW	400 MW	500 MW	600 MW	700 MW
Reserva secundaria (MW)	79	112	159	211	276
Reserva/Penetración	0,26	0,28	0,32	0,35	0,39

<sup>87</sup> Fuente: Elaboración Propia

<sup>88</sup> Fuente: Elaboración Propia



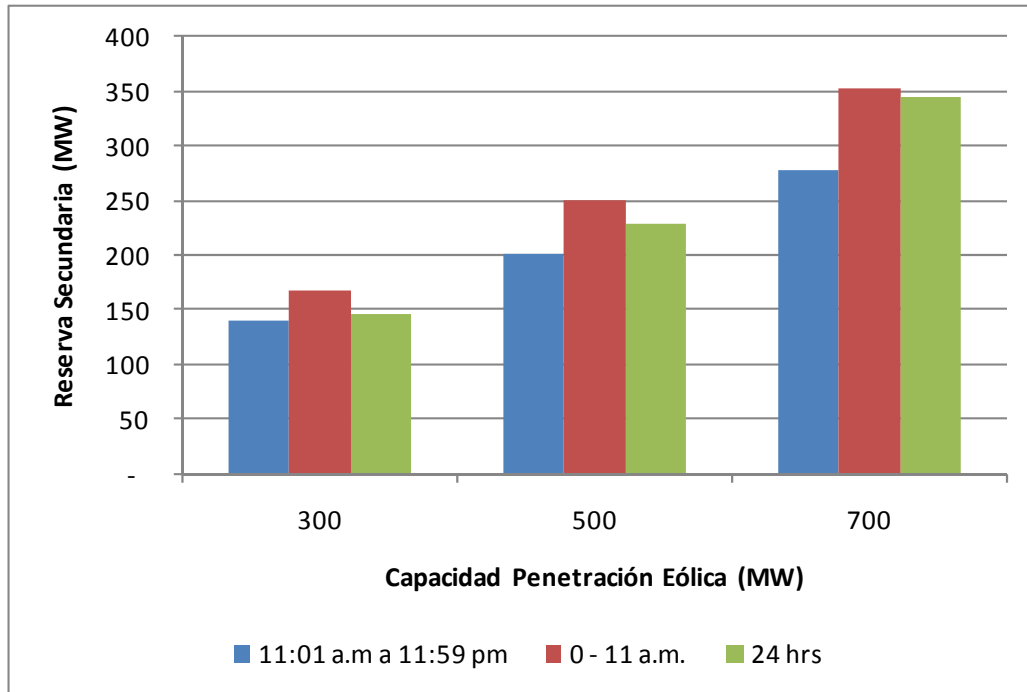
**Gráfico 25: Reserva Secundaria Adicional al Caso Sin Generación Eólica<sup>89</sup>**



Por otro lado, se revisó la variación de la reserva secundaria en caso de considerarse dos bloques diarios, el primero de ellos desde las 0 a 11 a.m y el segundo con las horas restantes, empleándose en cada uno de ellos las variaciones horarias registradas en el intervalo de tiempo correspondiente. En ambos casos se repitió el procedimiento anterior trimestralmente para cada perfil de velocidad de viento y los niveles de penetración de 300, 500 y 700 MW, escogiéndose el mayor valor de entre los perfiles de viento considerados para cada trimestre y capacidad eólica considerada. En el Gráfico 26 se incluyen las reservas secundarias promedio obtenidas, observándose que los mayores valores se registran para las horas de madrugada, incrementándose la diferencia entre ambos bloques horarios a medida que aumenta la inyección eólica.

<sup>89</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 26: Reserva Secundaria según Intervalos Diarios (MW)<sup>90</sup>**



## 5.6. Estimación del Impacto Técnico – Económico de los niveles de Reserva Secundaria en la Programación y Operación del SING

A partir de los montos de reserva secundaria obtenidos en el punto anterior para cada trimestre y nivel de inyección eólica dado, se simuló la operación del Sistema en cada uno de los 576 escenarios definidos, de modo de estimar sus costos de operación y falla correspondientes.

<sup>90</sup> Fuente: Elaboración Propia

Respecto de las unidades generadoras del SING, se realizaron los siguientes supuestos:

- Se empleó un nivel de reserva primaria del 4,4%, obtenido como el cociente entre la Reserva de 70 MW indicada en el Estudio de Control de Frecuencia 2011 del SING y la demanda media del año 2010 (1574 MW). Dicha reserva se distribuyó entre todas las unidades que operan en el parque de manera proporcional a su Capacidad de Generación. Cabe mencionar que, al aplicar este porcentaje a la totalidad del parque existente se obtiene una capacidad de reserva de 153 MW. Si bien en la programación diaria de la operación del SING, el control primario de frecuencia se asigna a un número determinado de unidades, la capacidad total considerada es de 292 MW, valor que resulta ser superior a la aplicación del porcentaje considerado. En la *Tabla 49* se incluye el detalle de las capacidades máximas asignadas para control primario de frecuencia utilizadas en la programación diaria de la operación del SING.

**Tabla 49: Capacidades Control Primario Frecuencia SING<sup>91</sup>**

Central	Reserva Máxima CDEC (MW)
Salta	30
Termoeléctrica Andina	5
Termoeléctrica Angamos	14
Termoeléctrica Tarapacá	12
Chapiquiña	5
Diesel Arica	10
Diesel Iquique	25
Termoeléctrica Mejillones	28
Diesel Enaex	-
Diesel Mantos Blancos	5
Diesel Tamaya	8
Termoeléctrica Tocopilla	76
Diesel Zofri	-
Estandartes	-
Atacama	54
Termoeléctrica Hornitos	5
Diesel Incacal	5
Termoeléctrica Norgener	10
Total	292

<sup>91</sup> Fuente: Elaboración Propia

- En la *Tabla 50* se incluyen las unidades consideradas con restricciones en la operación del sistema. Para la determinación de los parámetros, se empleó las siguientes fuentes:
  - Programación Semanal del CDEC SING para los costos de arranque – detención y potencia mínima,
  - Información Técnica de Configuraciones SING para los tiempos mínimos de operación - detención

**Tabla 50: Parámetros Unidades SING con Restricciones<sup>92</sup>**

Central	Unidad	Costo de Arranque (USD)	Costo de Detención (USD)	Potencia Mínima (MW)	Tiempo Mínimo de Operación (hrs)	Tiempo Fuera de Servicio (hrs)
Angamos	ANG1	2996	2996	150	48	48
	ANG2	2930	2930	150	48	48
Termoeléctrica Andina	CTA	2396	2396	100	48	72
Termoeléctrica Mejillones	CTM1	2544	2544	90	48	48
	CTM2	2468	2468	90	48	120
Termoeléctrica Tarapacá	CTTAR	486	486	100	48	48
Termoeléctrica Hornitos	CTH	2376	2376	100	48	72
Termoeléctrica Tocopilla	U12	1807	1807	50	24	48
	U13	1709	1709	50	24	48
	U14	2475	2475	75	24	48
	U15	2415	2415	75	24	48

La simulación de la operación del SING se realizó en dos etapas, según la incorporación de las restricciones de operación señaladas en la *Tabla 50*. A continuación, se describirá el detalle de cada una de ellas.

#### 5.6.1. Pre-despacho de la Operación del SING

En primera instancia, para cada uno de los 576 escenarios definidos en el capítulo 5.4, se añadió a la demanda proyectada de cada hora, la reserva secundaria estimada según el trimestre y nivel de penetración eólica correspondiente. A continuación, se procedió a simular el despacho

<sup>92</sup> Fuente: Elaboración Propia

de la operación del SING para cada escenario, por medio del software PCP, considerando los costos de partida – detención y las potencias mínimas de las unidades definidas en la *Tabla 50*.

Al revisar el cumplimiento de los tiempos mínimos de operación y detención en los 576 escenarios simulados, en 40 de ellos se comprobó la necesidad de realizar los ajustes indicados en la etapa siguiente, producto de que la inclusión en el despacho de los costos de partida y detención conllevó a reducir el cambio de estado de las unidades. Entre las características comunes de los 22 escenarios señalados se tiene que:

- El 91% se registró el tercer trimestre del año 2014,
- En los casos con generación eólica, no hubo diferencias entre los distintos niveles de penetración,
- Las unidades que no cumplieron con sus tiempos de operación – detención:
  - CTTAR, el 14 % de los escenarios,
  - U12, el 36 % de los casos,
  - U13, el 50% de los escenarios.

#### **5.6.2. Revisión y ajustes operación unidades pre despachadas**

Se requiere realizar los siguientes procedimientos:

- Revisión y ajuste de tiempos mínimos de operación y detención

A partir de los despachos simulados para cada escenario con el software PCP y para cada una de las centrales indicadas en la *Tabla 50*, se cuenta la cantidad de horas que permanecieron en operación o detenidas en cada intervalo, pudiendo detectarse situaciones en las que los tiempos de operación y/o detención sean menores a los mínimos requeridos por la unidad. A continuación, se detalla el procedimiento de corrección aplicado en cada uno de estos casos:

##### *i. Tiempo sin operación menor al tiempo mínimo de detención de la central*

En primera instancia, para cada intervalo se cuenta la cantidad de horas en las que la unidad permaneció apagada “hd”, optándose por lo siguiente en caso de:

- Si “hd” se encuentra más cercano a 0 que al tiempo mínimo de detención:

- Se enciende la unidad, de modo de que junto con los intervalos de tiempo adyacentes, formen un nuevo período de tiempo en que la máquina se encuentre en operación y cumpla con los tiempos correspondientes.
- Se ajusta la generación de las unidades restantes, de modo de mantener la cantidad generada originalmente. Para lo anterior, se define un orden de mérito desde la máquina de mayor costo de generación a la unidad más económica, para proceder a disminuir en dicho orden la potencia generada por cada máquina, manteniendo como cota de descenso la potencia mínima de la unidad.
- Si “*hd*” se encuentra más cercano al tiempo mínimo de detención:
  - Se apaga la máquina en las horas adyacentes, de modo de completar las horas requeridas como tiempo mínimo de detención.
  - Se revisan los tiempos mínimos de operación de las unidades de los intervalos adyacentes modificados.
  - Para aquellas horas en las que se apagan unidades, se requiere ajustar las generaciones de las unidades restantes, de modo de mantener el monto generado originalmente. Para lo anterior, se define un orden de mérito desde la máquina más económica hasta la de mayor costo, luego siguiendo dicho orden se va aumentando la potencia generada por cada unidad, manteniendo como cota de aumento su potencia máxima.
  - En caso de ser necesario encender nuevas unidades, éstas lo hacen en su mínimo técnico, descontándose potencia a la última unidad de la lista de mérito anterior.

*ii. Tiempo de operación continua menor al tiempo mínimo de operación de la central*

Para cada intervalo se cuenta la cantidad de horas en las que la unidad permaneció encendida “*he*”, optándose por lo siguiente en caso de:

- Si “*he*” se encuentra más cercano a 0 que al tiempo mínimo de operación:
  - Se apaga la unidad, de modo de que junto con los intervalos de tiempo adyacentes, formen un nuevo período de tiempo en que la máquina se encuentre detenida y cumpla con los tiempos correspondientes.

- Para aquellas horas en las que se apagan unidades, se requiere ajustar las generaciones de las unidades restantes, de modo de mantener el monto generado originalmente. Para lo anterior, se define un orden de mérito desde la máquina más económica hasta la de mayor costo, luego siguiendo dicho orden se va aumentando la potencia generada por cada unidad, manteniendo como cota de aumento su potencia máxima.
- En caso de ser necesario encender nuevas unidades, éstas lo hacen en su mínimo técnico, descontándose potencia a la última unidad de la lista de mérito anterior.
- Si “*he*” se encuentra más cercano al tiempo mínimo de operación:
  - Se enciende la máquina en las horas adyacentes, de modo de completar las horas requeridas como tiempo mínimo de operación.
  - Se revisan los tiempos mínimos de detención de las unidades de los intervalos adyacentes modificados.
  - Se ajusta la generación de las unidades restantes, de modo de mantener la cantidad generada originalmente. Para lo anterior, se define un orden de mérito desde la máquina de mayor costo de generación a la unidad más económica, para proceder a disminuir en dicho orden la potencia generada por cada máquina, manteniendo como cota de descenso la potencia mínima de la unidad.
- Asignación Reserva Secundaria entre las unidades en operación

En primera instancia, se procede a descontar en cada escenario la reserva secundaria añadida a la demanda horaria proyectada, privilegiando las unidades de mayores costos, limitando su aporte de reserva según su tasa de toma de carga. A continuación, se requiere revisar la reserva secundaria horaria resultante en cada uno de los escenarios, producto de la incorporación de holguras adicionales ocasionadas por las restricciones de operación de las centrales del sistema. En los casos en los que la reserva secundaria promedio excedió en más de 200 MW respecto de que la reserva secundaria requerida, se repitió el procedimiento de pre-despacho y ajustes de la operación, de modo de obtener un despacho más cercano a las reservas requeridas.

### Etapa III. Resultados y Dispositivos de Mitigación

#### 5.7. Participación de cada Escenario en el Costo Esperado

En la hoja *Datos casos* del archivo adjunto *Resultados Reserva Secundaria.xlsm*, se incluye la participación de cada escenario en el costo anual estimado.

#### 5.8. Niveles de Reserva Secundaria

En la *Tabla 51* se incluyen los niveles de reserva secundaria considerados trimestralmente para cada capacidad de penetración eólica.

**Tabla 51: Niveles de Reserva Secundaria según Capacidad Inyección Eólica (MW)<sup>93</sup>**

Año	Trimestre	Nivel de Penetración Eólica (MW)					
		Sin	300	400	500	600	700
2014	1	63	152	194	235	277	302
2014	2	58	131	162	226	305	421
2014	3	68	130	178	242	306	389
2014	4	57	150	173	199	221	260
2015	1	69	171	213	254	296	321
2015	2	62	129	159	214	293	409
2015	3	76	141	189	253	318	401
2015	4	67	152	174	196	222	263
2016	1	73	169	211	252	294	319
2016	2	69	135	159	217	284	400
2016	3	87	149	175	239	303	387
2016	4	70	154	177	202	224	261

#### 5.9. Costos Operación y Características Despacho

El costo medio de operación y falla obtenido para el caso sin generación eólica es de **68,23** USD/MWh, considerando las restricciones de operación de las unidades y los niveles de reserva secundaria indicados en el numeral anterior.

<sup>93</sup> Fuente: Elaboración Propia



Adicionalmente, en la *Tabla 52* se incluyen los costos medios de operación obtenidos para cada nivel de penetración eólica, así como las diferencias respecto de los costos de generación y falla correspondientes de cada escenario de penetración eólica obtenidos en la primera parte del estudio, es decir, sin considerar tanto las restricciones de operación como los niveles de reserva secundaria requeridos. A grandes rasgos se puede observar lo siguiente:

- Para niveles de penetración eólico de hasta 500 MW se obtienen costos medios de operación inferiores que el caso sin inyección eólica, registrándose un pequeño incremento para el caso de 600 MW.
- Los menores costos de operación con reserva y restricciones de operación se obtienen para un nivel de penetración eólica de 300 MW, producto de que se produce una compensación entre el ahorro de combustible generado por la operación de las unidades eólicas y la mayor reserva necesaria para operar con las variaciones del recurso eólico
- El costo de reserva y restricciones de operación se incrementa considerablemente para un nivel de penetración eólica de 700 MW debido a los siguientes factores:
  - Incremento de la energía de falla producto de que el sistema no contaría con la capacidad suficiente para suministrar la reserva requerida por las variaciones de demanda y del recurso eólico,
  - Reducción de la Capacidad Instalada respecto de los demás casos, por no contar con las unidades diesel añadidas para comparar los escenarios con un mismo nivel de Potencia Firme.

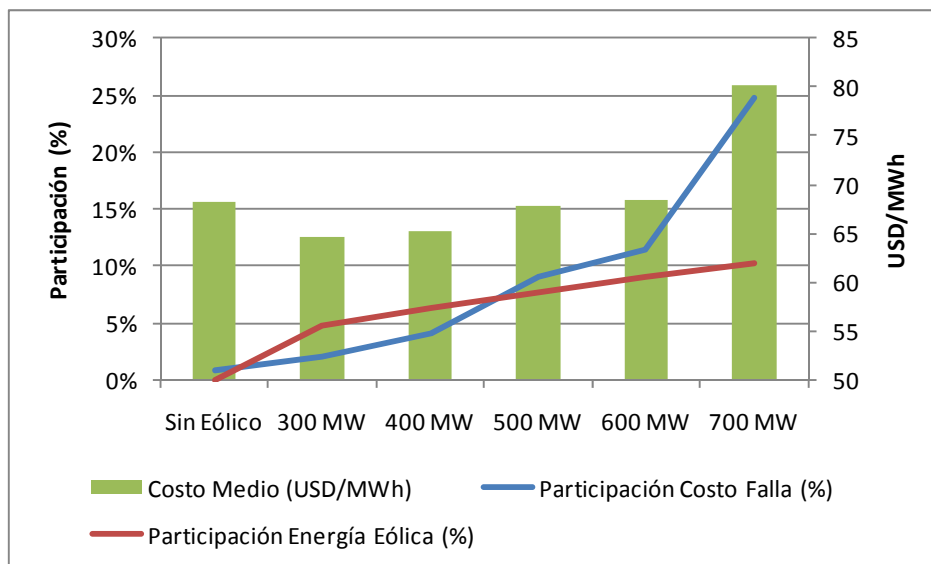
**Tabla 52: Efecto de la Reserva Secundaria en los Costos Medios de Operación<sup>94</sup>**

Nivel Penetración Eólico	Costo Medio Operación (USD/MWh)		
	Sin Reserva	Con Reserva y Restricciones Operación	Diferencia (%)
300 MW	61,37	64,70	5,43%
400 MW	59,93	65,16	8,73%
500 MW	58,57	67,85	15,85%
600 MW	57,3	68,51	19,56%
700 MW	56,03	80,18	43,11%

En el *Gráfico 27* se incluyen los costos medios de operación para cada nivel de penetración eólica evaluado, con sus correspondientes participaciones del costo de falla en el costo total y de la generación eólica en el total de energía producida. Para el caso de 700 MW, se observa que si bien el 10% de la energía producida corresponde a inyección eólica, el costo de falla equivale a casi un 25% del costo total, con lo que el ahorro ocasionado por el menor costo de producción eólico se ve ampliamente superado por el costo de falla.

<sup>94</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 27: Costo Medio Operación y Participación Generación Eólica y Costo de Falla<sup>95</sup>**



A continuación, se verifican las siguientes condiciones respecto de los despachos resultantes:

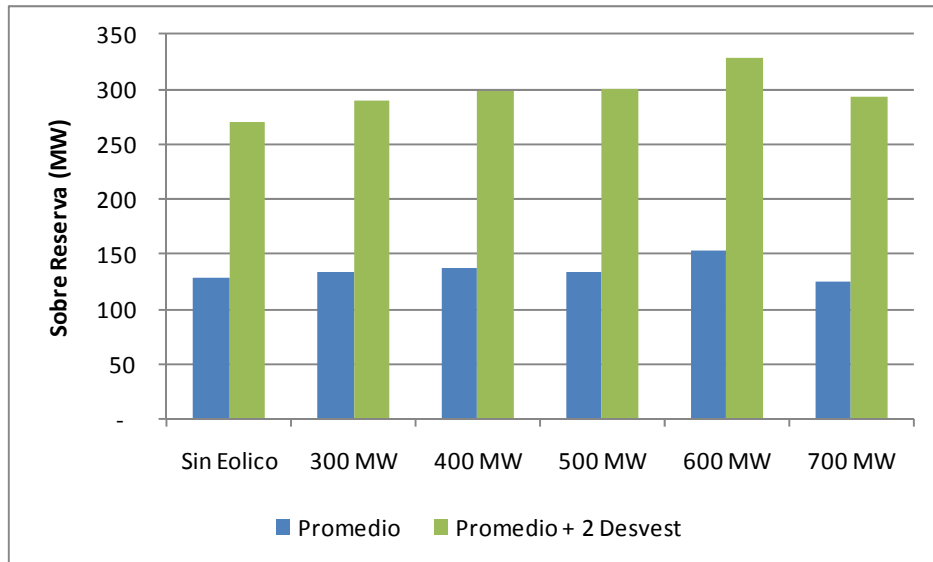
- **Niveles de Reserva Secundaria obtenidos**

Para cada uno de los escenarios evaluados, se calculó en cada hora la diferencia entre el nivel de reserva secundaria resultante de las holguras del despacho y la requerida según lo señalado en el numeral 5.8. Dicha diferencia constituye el nivel de sobrerreserva registrado, y se debe principalmente a las restricciones de operación de las unidades, producto de que para cumplir con los requerimientos de una hora determinada se necesita tener en funcionamiento las unidades por un período mayor, de modo de respetar tanto las restricciones de tiempo mínimo de operación – detención como las tasas de toma de carga de cada una de las centrales involucradas.

En el *Gráfico 28* se incluyen las capacidades de sobrerreserva promedio y para el 95% de los casos (promedio + 2 veces la desviación estándar) para cada uno de los niveles de penetración eólica analizados. A grandes rasgos, no se observan diferencias significativas entre las distintas capacidades de inyección eólica revisadas.

<sup>95</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 28: Capacidad de Sobre Reserva (MW)<sup>96</sup>**



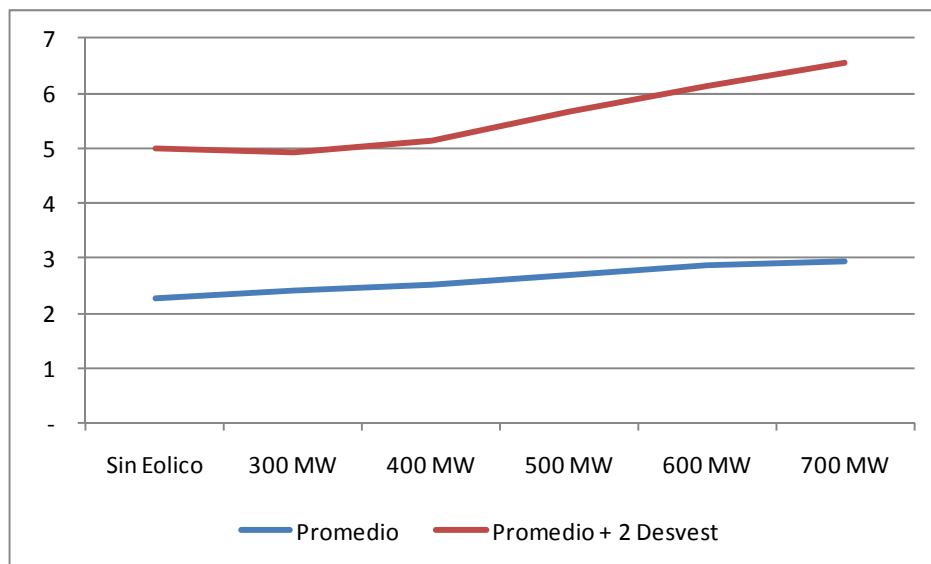
- **Centrales realizando el seguimiento de la demanda**

En el *Gráfico 29* se incluye la cantidad de unidades promedio y para el 95% de los casos (promedio + 2 desvest) que participan en el seguimiento de la carga. Para los distintos niveles de inyección eólica se observa que:

- A nivel promedio, el número de centrales oscila entre las 2 y 3 unidades,
- Para el 95% de los casos (promedio + 2 desvest), la cantidad de centrales varía entre 5 y 7, registrándose un incremento para inyecciones eólicas superiores a los 400 MW.

<sup>96</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 29: Cantidad Centrales en Seguimiento de Carga<sup>97</sup>**



Al respecto, cabe mencionar que, según lo señalado en el Informe Técnico del “*Estudio Específico Control Automático de Generación*” del CDEC-SING de fecha 16/05/2011, en la actualidad el control secundario de frecuencia en el SING se realiza de forma manual con una unidad generadora. Si bien la NTSyCS en su Artículo 3-19 contempla la posibilidad de realizar el CSF en forma manual por razones técnicas aprobadas por la DO, se establece esta condición sólo cuando se involucra a una unidad generadora. De los resultados ilustrados en el *Gráfico 29* se tiene que el CSF es realizado en todos los casos por más de una unidad generadora, lo que trae consigo la necesidad de incorporar un esquema de “Control Automático de Generación (AGC)”, de modo de dar cumplimiento a lo estipulado en la NTSyCS.

#### **5.10. Programación y Operación horaria del SING**

En la hoja *Despachos* del archivo adjunto *Resultados Reserva Secundaria.xlsm*, se incluye el despacho resultante para cada una de las unidades en los respectivos escenarios.

#### **5.11. Dispositivos de Mitigación de Reserva Secundaria**

Según lo señalado por el Panel de Expertos en su Dictamen N°3 – 2009, referido a la Discrepancia sobre el procedimiento DP del CDEC-SING, “Tratamientos Dispositivos tipo BESS”:

<sup>97</sup> Fuente: Elaboración Propia

- *“Dado que el aporte de potencia de un dispositivo tipo BESS como el analizado **sólo se puede mantener por un máximo de 15 minutos, no es un sustituto de la reserva en giro** de unidades de generación que permiten el Control Secundario de Frecuencia (CSF). No obstante lo anterior, **en caso de existir capacidad de reserva en frío en unidades de partida rápida** (menos de 15 minutos) que puedan prestar el servicio, **el equipo BESS en conjunto con dicha reserva en frío entregaría un servicio equivalente al que entrega la reserva en giro**, a excepción del servicio de seguimiento de carga, es decir, el que mantiene la frecuencia en régimen permanente en la banda 49,8 – 50,2 Hz”*

Del párrafo anterior, se desprende que los dispositivos tipo BESS pueden ser empleados para control secundario de frecuencia en conjunto con unidades de reserva fría. No obstante lo anterior, resulta conveniente revisar la respuesta del sistema ante una contingencia determinada, de modo de comprobar que la solución es factible para la operación del Sistema.

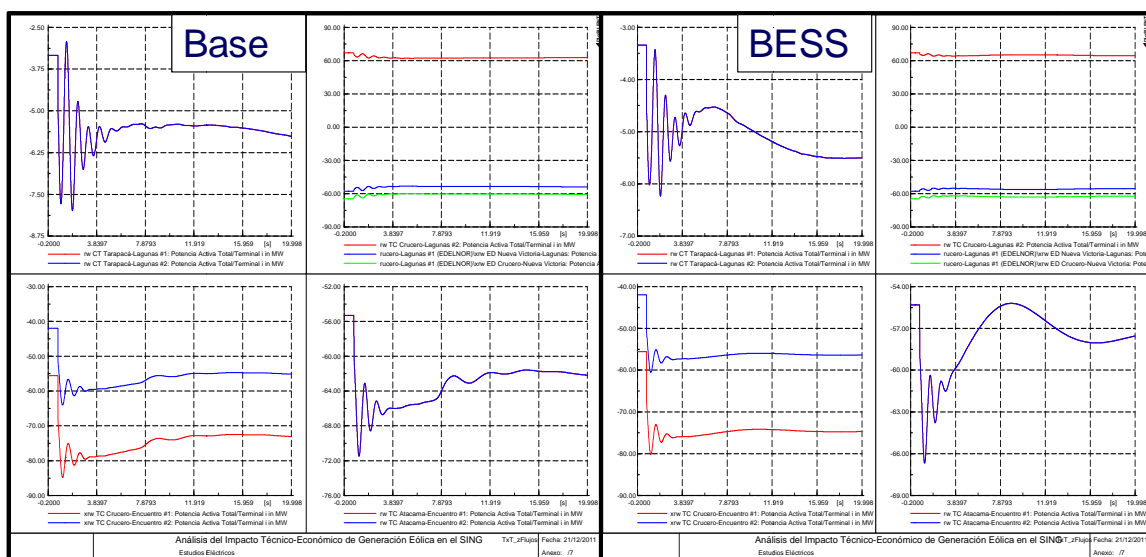
- **Evaluación respuesta dinámica del sistema con BESS:**

Se simuló la salida de servicio intempestiva de la Central Tamaya (100 MW), comparando la respuesta del Sistema al contar con 250 MW adicionales, ya sea en baterías o con unidades síncronas. Para ello, se consideraron los siguientes casos:

- **Caso Base:** Unidades síncronas, localizadas de modo de disponer de 150 MW en Spence 220 kV, 50 MW en Chuquicamata 220 kV y 50 MW en Salar 220 kV,
- **Caso BESS:** Reemplazo de las unidades síncronas anteriores por dispositivos tipo BESS de la misma capacidad y ubicación que el caso Base,

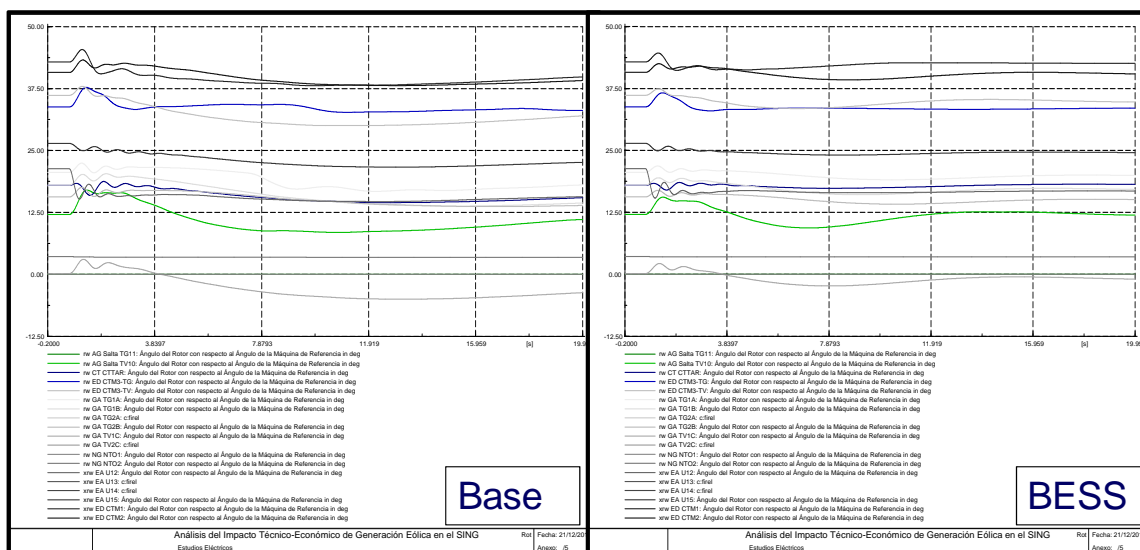
En el *Gráfico 30*, *Gráfico 31* y *Gráfico 32* se incluyen las variables comparativas de las simulaciones realizadas. A grandes rasgos, se puede señalar que en ambos casos el sistema es estable, registrándose al incorporar los dispositivos BESS una mayor oscilación de frecuencia en las barras troncales, pero con una amplitud menor y una convergencia más rápida al valor de régimen permanente correspondiente.

**Gráfico 31: Flujo de Potencia Líneas Troncales Simulación BESS<sup>99</sup>**



<sup>99</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 32: Ángulos Rotóricos Centrales Simulación BESS<sup>100</sup>**



• **Evaluación económica CSF con Reserva Fría en conjunto con BESS:**

Para el caso de penetración eólica de 300 MW, se comparó los costos de proveer el CSF con reserva en giro respecto de la opción de considerar los equipos BESS mientras entra en operación la Reserva Fría.

En la *Tabla 53* se incluye la comparación de costos anualizados entre las alternativas analizadas. Al respecto, cabe mencionar lo siguiente:

- Como caso base se incluyó los costos de generación y falla esperados para el escenario de 300 MW de Inyección Eólica determinados anteriormente,
- En el caso BESS:
  - Para la determinación de los costos de generación y falla, no se consideró la reserva secundaria del Sistema,
  - Se empleó un dispositivo BESS de 170 MW, con una capacidad similar de Reserva Fría. Respecto de los costos anuales de inversión:
    - Para los dispositivos BESS, se consideró un valor de 1167 USD/kW con una vida útil de 15 años,
    - Para las unidades diesel destinadas a Reserva en Frío, se utilizó 500 USD/kW, con una vida útil de 24 años.

<sup>100</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 53: Costos anualizados CSF 300 MW Inyección Eólica (MUSD)<sup>101</sup>**

Costos anuales (MUSD)	Base	
	BESS	
Generación y Falla	1.293.485	1.289.746
Inversión BESS		26.076
Inversión Reserva Fría		9.460
Total	1.293.485	1.325.282
USD/MWh	64,7	66,29

<sup>101</sup> Fuente: Elaboración Propia



## 6. Conclusiones y Supuestos Considerados

Del análisis desarrollado y desde el punto de vista de los costos operacionales del sistema, resulta conveniente contar con una capacidad de inyección eólica de hasta 500 MW, pudiendo incluso llegar hasta los 600 MW según los supuestos considerados. Como base se consideró un escenario conservador, siendo los siguientes los principales aspectos:

- 100% disponibilidad en el suministro de gas natural licuado durante el período de evaluación, lo que reduce el costo de generación factible de ahorrar por medio de la inyección eólica,
- Robustez del nivel de Reserva Secundaria estimado, de modo de satisfacer todos los perfiles de viento representativos considerados, independiente de su probabilidad de ocurrencia,
- Cronograma de Mantenimiento de las Centrales del SING, según lo señalado en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011, reduciendo sólo las unidades en mantenimiento ante energías de falla considerables,
- No se consideró la utilización reserva fría de partida rápida, para rebajar el nivel de reserva secundaria, en casos de energía de falla significativa.
- Proyección de demanda incluyendo los proyectos mineros de Ministro Hales, Antucoya, Sierra Gorda y Distrito Sierra Gorda, con un total de demanda adicional de 530 MW a la prevista en el Informe Técnico de Precio de Nudo de Octubre de 2011. Si bien esto genera una mayor demanda a abastecer con generación eólica unida a la previsión de reserva secundaria requerida, se originan energías de falla en algunas horas producto de considerar el plan de expansión indicado en dicho Informe Técnico, lo que contrarresta el ahorro generado con la inyección eólica considerada,
- Factor de aporte de potencia de las unidades eólicas del 22,2%, con lo que se añadió unidades diesel a los escenarios de menor penetración eólica, de modo de comparar escenarios bajo condiciones de suficiencia similares. No obstante lo anterior, al considerar los perfiles de viento seleccionados, existen horas en las que la generación eólica es menor al factor “firme” empleado para obtener un nivel de suficiencia similar, lo que unido a la estrechez de la capacidad instalada mencionada en el párrafo anterior, origina una mayor energía de falla en los escenarios de mayor nivel de penetración eólica, viéndose

especialmente reflejado en los costos de abastecimiento obtenidos para el escenario de 700 MW.

Respecto de los costos de inversión estimados en la primera etapa del estudio, estos oscilan entre los 3,83 USD/MWh para el parque de 300 MW y los 8 USD/MWh para el caso de 700 MW e incluyen los costos anuales correspondientes a los refuerzos requeridos en el Sistema de Transmisión, las centrales eólicas y las unidades diesel empleadas para la comparación de escenarios en condiciones similares de suficiencia.

Adicionalmente, se analizaron los siguientes aspectos:

- Cantidad de unidades que realizan el seguimiento de carga:

En todos los casos analizados, el CSF es realizado por más de una unidad generadora. Al respecto, en la actualidad el CSF se realiza en forma manual con una unidad generadora. Si bien la NTSyCS en su Artículo 3-19 contempla la posibilidad de realizar el CSF en forma manual por razones técnicas aprobadas por la DO, se establece esta condición sólo cuando se involucra a una unidad generadora. De los resultados obtenidos en el estudio, se requiere analizar la necesidad de incorporar un esquema de “Control Automático de Generación (AGC)”, de modo de dar cumplimiento a lo estipulado en la NTSyCS.

- Empleo de dispositivos de Mitigación de Reserva Secundaria:

Para un nivel de penetración eólica de 300 MW, se evaluó la conveniencia de proveer la reserva secundaria con unidades de reserva en frío y dispositivos BESS, en reemplazo de la reserva en giro considerada en el caso base. Si bien los costos de esta alternativa resultaron un poco mayores, se obtuvo una mejor respuesta dinámica del sistema, con una convergencia más rápida de la frecuencia al valor de régimen permanente correspondiente.

## **Anexo A. Proyección de Demanda**

El procedimiento empleado para proyectar la demanda del SING en el presente estudio consideró las siguientes etapas:

- Determinación de la demanda horaria por punto de retiro modelado del sistema
- Proyección horaria del punto anterior hasta el año 2016.

A continuación, se revisará el detalle de lo realizado en cada una de las etapas anteriores.

### **1. Determinación de la demanda horaria por punto de retiro modelado del sistema**

Para la modelación del sistema se privilegió el empleo de las barras de retiro consideradas en el Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre 2011, por lo que se requirió ajustar los registros horarios en los puntos de medida existentes del año 2010 a dichas barras de retiro de la siguiente forma:

- Se refirió los consumos de los puntos de medida a las barras de retiro empleando las pérdidas de Subtransmisión del SING incluidas en el numeral 10.4 del Decreto 320 de 2008.
- Se ajustó y agrupó las curvas horarias resultantes del punto anterior según las barras del Informe Técnico Definitivo de Octubre 2011.

### **2. Proyección demanda horaria hasta el año 2016**

Para la proyección de demanda a utilizar en el presente estudio, se consideró como base los consumos de energía proyectados por barra por la Comisión Nacional de Energía en su Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Octubre de 2011. A continuación, y dado de que no se cuenta con información adicional de la proyección de base, se procedió a comparar los crecimientos registrados en los consumos asociados a clientes libres con los proyectos seleccionados en el *Anexo B*, de modo de detectar por simple inspección si dichos consumos ya fueron incluidos en dicha proyección.

En la Tabla 54, se incluyen los consumos anuales por barra asociados a los clientes libres considerados en el Informe Técnico Definitivo de Nudo de Octubre 2011, con sus correspondientes incrementos anuales de energía.

**Tabla 54: Consumo Clientes Libres Informe Técnico Definitivo Octubre 2011<sup>102</sup>**

Barra	Consumo Clientes Libres SING [GWh]						Crecimiento por año (GWh)				
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Alto Norte 110	331	346	361	363	364	398	15	15	3	0	34
Calama 110	24	34	36	36	36	39	10	1	0	0	3
CD Antofagasta 013	26	33	35	35	35	38	7	1	0	0	3
Centro 110	13	14	15	15	16	17	1	1	1	1	1
Cerro Colorado 110	295	358	373	376	376	412	63	15	3	0	35
Chacaya 220	109	152	165	167	167	182	43	13	1	0	16
Chapiquiña 066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0
<b>Chuquicamata 110</b>	<b>2.336</b>	<b>2.786</b>	<b>2.904</b>	<b>2.927</b>	<b>2.930</b>	<b>3.204</b>	<b>450</b>	<b>119</b>	<b>23</b>	<b>2</b>	<b>274</b>
<b>Collahuasi 220</b>	<b>1.330</b>	<b>1.392</b>	<b>1.610</b>	<b>1.841</b>	<b>2.245</b>	<b>2.500</b>	<b>62</b>	<b>218</b>	<b>231</b>	<b>404</b>	<b>255</b>
Desalant 110	53	66	69	69	69	76	12	3	1	0	6
Dolores 110	12	13	14	14	15	16	1	1	1	1	1
Domeyko 220	1.331	1.392	1.451	1.463	1.464	1.601	61	59	12	1	137
El Abra 220	676	708	739	744	745	815	33	30	6	1	70
El Aguila 066	14	15	16	16	16	17	1	1	0	0	1
<b>El Loa 220</b>	<b>205</b>	<b>303</b>	<b>348</b>	<b>495</b>	<b>711</b>	<b>778</b>	<b>98</b>	<b>45</b>	<b>147</b>	<b>216</b>	<b>67</b>
El Negro 110	18	19	20	20	20	22	1	1	0	0	2
El Tesoro 220	275	287	299	302	302	330	12	12	2	0	28
Enaex 110	47	49	51	51	52	56	2	2	0	0	5
Escondida 220	1.310	1.370	1.428	1.440	1.441	1.575	60	58	11	1	135
Esperanza 220	130	150	187	304	420	459	20	38	117	116	39
Gaby 220	348	364	379	382	382	418	16	15	3	0	36
La Cruz 220	25	37	42	52	53	58	12	5	10	1	5
La Negra 110	46	48	51	51	51	56	2	2	0	0	5
Lagunas 023	40	52	56	59	59	64	12	4	3	0	6
Lomas Bayas 220	268	280	292	294	294	322	12	12	2	0	28
Mantos Blancos 220	248	62	49	-	-	-	- 186	- 14	- 49	-	-
Mantos de la Luna 110	82	86	89	90	90	99	4	4	1	0	8

<sup>102</sup> Fuente: Elaboración Propia

Barra	Consumo Clientes Libres SING [GWh]						Crecimiento por año (GWh)				
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
Mejillones 110	193	202	210	212	212	232	9	9	2	0	20
Minsal 023	147	190	220	231	283	309	43	30	11	52	26
Nueva Victoria 220	40	46	56	141	141	155	6	10	85	0	13
O'higgins 220	150	157	163	165	165	180	7	7	1	0	15
Palestina 220	154	172	180	211	211	231	19	7	31	0	20
Pampa 110	27	28	29	30	30	32	1	1	0	0	3
Pozo Almonte 066	75	127	132	134	136	147	52	6	2	1	12
Quebrada Blanca 220	26	27	28	29	29	31	1	1	0	0	3
Radomiro Tomic 220	824	861	898	905	906	990	38	37	7	1	85
<b>Spence 220</b>	<b>567</b>	<b>622</b>	<b>709</b>	<b>833</b>	<b>1.082</b>	<b>1.184</b>	<b>55</b>	<b>88</b>	<b>123</b>	<b>250</b>	<b>101</b>
Sulfuros 220	383	401	418	421	421	461	17	17	3	0	39
Tamarugal 066	32	34	35	37	38	40	2	2	1	1	2
Tarapaca 220	26	31	34	36	38	40	4	3	2	2	3
Tocopilla 005	6	6	7	7	7	7	0	0	0	0	1
Zaldivar 220	522	545	569	573	574	627	24	23	5	0	54
<b>Total</b>	<b>12.764</b>	<b>13.865</b>	<b>14.765</b>	<b>15.572</b>	<b>16.623</b>	<b>18.219</b>	<b>1.101</b>	<b>900</b>	<b>806</b>	<b>1.052</b>	<b>1.596</b>

Al revisar los crecimientos por barra señalados en la *Tabla 54*, de los proyectos seleccionados en el *Anexo B* se considera que tanto la Fase I de la Expansión de Collahuasi como la ampliación de SQM Salar se encuentran incluidos en la proyección base. Respecto de los proyectos restantes, en la *Tabla 55* se incluyen las energías y demandas máximas anuales estimadas, por lo que por los montos asociados se concluye que no se encuentran incluidas en la proyección anterior.

**Tabla 55: Consumos Projectados Proyectos Adicionales<sup>103</sup>**

Proyecto	Conexión	Año inicio	Demanda (MW)	Energía (GWh)	Factor de Carga
Ministro Hales	Salar	2014	82,99	602,27	0,83
Antucoya	Encuentro	2014	53,70	389,70	0,83
Sierra Gorda	Spence	2015	214,80	1.558,81	0,83
Distrito Sierra Gorda	Spence	2016	165,98	1.204,53	0,83

<sup>103</sup> Fuente: Elaboración Propia



## **Anexo B. Antecedentes Proyectos Existentes Clientes Libres SING**

A continuación, se incluye la revisión de los antecedentes disponibles de los proyectos de expansión de los clientes libres conectados al SING, de modo de identificar los que correspondería añadir a la proyección considerada por la Comisión Nacional de Energía en su Informe Técnico Definitivo de Nudo de Octubre 2011.

En primera instancia, se procedió a revisar la cartera de proyectos incluida en el documento *"INVERSIÓN EN LA MINERÍA CHILENA Cartera de Proyectos DE / 07 / 2011"*, elaborado por la Dirección de Estudios y Políticas Públicas de la Comisión Chilena del Cobre, que corresponden a clientes que se conectarán al SING en las regiones I, II y XV.

En la *Tabla 56* se incluye la Cartera de Proyectos de las regiones I, II y XV incluida en la Tabla N° 1 del informe de la referencia complementada con la información contenida en los anexos del mismo documento. Se adicionó las columnas Observación y Estado avance, de modo de identificar los proyectos que implican una demanda adicional a considerar en el estudio respecto de los que corresponden a sustitución de consumos actuales.

**Tabla 56: Cartera de Proyectos Mineros I, II y XV Regiones<sup>104</sup>**

Puesta en Marcha	Empresa	Proyectos	Región	Sector	Tipo	Condición	Inversión (MMUSD)	Observación	Estado avance
2011	Freeport MC Moran	El Abra Sulfolix	II	Gran Minería	Reposición	Construcción	725	Mejora producción actual	Proyecto en Construcción
	BHP Billiton	Escondida Nueva Pila Biolixiv	II	Gran Minería	Reposición	Construcción	384	Mejora producción actual	Proyecto en Construcción
2012	<b>Collahuasi</b>	<b>Expansión Fase I</b>	<b>I</b>	<b>Gran Minería</b>	<b>Expansión</b>	<b>Construcción</b>	<b>750</b>	<b>Demanda adicional</b>	<b>Proyecto en Construcción</b>
	BHP Billiton	Escondida Reloc. Chancador	II	Gran Minería	Reposición	Construcción	554	Mejora producción actual	Proyecto en Construcción
	Xstrata	Extensión Lomas Bayas II	II	Gran Minería	Reposición	Construcción	293	Mejora producción actual	Proyecto en Construcción
2013	BHP Billiton	Escondida Nueva Pila Lixiv. Óx	II	Gran Minería	Reposición	Probable	426	Mejora producción actual	Proyecto en Factibilidad
2014	<b>Codelco Div MH</b>	<b>Mina Ministro Hales</b>	<b>II</b>	<b>Estatel</b>	<b>Nuevo</b>	<b>Construcción</b>	<b>2.515</b>	<b>Demanda adicional</b>	<b>Proyecto en Construcción</b>
	<b>Antofagasta Min</b>	<b>Antucoya</b>	<b>II</b>	<b>Gran Minería</b>	<b>Nuevo</b>	<b>Posible</b>	<b>950</b>	<b>Demanda adicional</b>	<b>Estudio de factibilidad en ejecución y presentado su estudio de impacto ambiental</b>
2015	<b>Quadra FNX Mining</b>	<b>Sierra Gorda</b>	<b>II</b>	<b>Gran Minería</b>	<b>Nuevo</b>	<b>Posible</b>	<b>2.500</b>	<b>Demanda adicional</b>	<b>Estudio de factibilidad en curso</b>
	Codelco Div Chuqui	Quetena	II	Estatel	Nuevo	Posible	620	Compensa término de vida útil Mina Sur actual	Proyecto en Prefactibilidad
2016	Teck	Quebrada Blanca Hipógeno	I	Gran Minería	Nuevo	Probable	3.000	Mejora producción actual	Estudio de factibilidad en ejecución

<sup>104</sup> Fuente: Elaboración Propia

Puesta en Marcha	Empresa	Proyectos	Región	Sector	Tipo	Condición	Inversión (MMUSD)	Observación	Estado avance
	BHP Billiton	Escondida Fase V	II	Gran Minería	Expansión	Probable	2.514	Reemplaza planta Los Colorados	
2016 <sup>105</sup>	Antofagasta Min	Distrito Sierra Gorda	II	Gran Minería	Nuevo	Posible	6.000	Demanda adicional	Estudio de prefactibilidad en ejecución
2017 <sup>105</sup>	Collahuasi	Expansión Fase II	I	Gran Minería	Expansión	Posible	2.450	Demanda adicional	Aún requiere estudio de factibilidad
	Codelco Div RT	Sulfuros Fase II	II	Estatal	Nuevo	Posible	1.946	Demanda adicional	Estudios de prefactibilidad en ejecución
2018	Codelco Div Chuqui	Chuquicamata Subterránea	II	Estatal	Reposición	Probable	2.200	Compensa término de vida útil mina actual	Estudio de impacto ambiental aprobado. Estudio de factibilidad en ejecución.
2013	SQM Salar	Ampliac. Producción KCI	II	Potasio	Expansión	Construcción	527	Demanda adicional	Proyecto en Construcción gradual
	SQM Salar	Ampliac. Planta SOP	II	Potasio	Expansión	Construcción	100	Mejora producción actual	Proyecto en Construcción

<sup>105</sup> Se consideró la fecha más próxima según el rango indicado en los antecedentes revisados



En la *Tabla 57* se incluyen los proyectos seleccionados a partir de la tabla anterior como demandas adicionales del Sistema, considerando además que el año de puesta en marcha se encuentre dentro del período de proyección de demanda del estudio.

**Tabla 57: Proyectos Seleccionados como Demandas Adicionales<sup>106</sup>**

Puesta en Marcha	Empresa	Proyectos	Región	Sector	Inversión (MMUSD)	Estado Avance
2012	Collahuasi	Expansión Fase I	I	Gran Minería	750	Proyecto en Construcción
2013	SQM Salar	Ampliac. Producción KCl	II	Potasio	527	Proyecto en Construcción gradual
2014	Codelco Div MH	Mina Ministro Hales	II	Estatal	2515	Proyecto en Construcción
2014	Antofagasta Min	Antucoya	II	Gran Minería	950	Estudio de factibilidad en ejecución y presentado su estudio de impacto ambiental
2015	Quadra FNX Mining	Sierra Gorda	II	Gran Minería	2500	Estudio de factibilidad en curso
2016 <sup>105</sup>	Antofagasta Min	Distrito Sierra Gorda	II	Gran Minería	6000	Estudio de prefactibilidad en ejecución

<sup>106</sup> Fuente: Elaboración Propia

### Anexo C. Modelación de Demanda por Medio de Bloques

Según lo señalado en los antecedentes requeridos para la simulación de la operación de las unidades eólicas, la cantidad de bloques mensuales considerados depende del año que se analice y el resultado que se requiere es la duración de cada bloque y la energía consumida en cada barra del sistema. Producto de la cantidad de información resultante, a continuación se incluye la energía y duración de los bloques obtenidos para cada año del sistema completo, así como su ajuste mensual respecto de la energía y demanda proyectada para el sistema. El detalle de la asignación a cada barra del sistema se adjunta en el archivo *Bloques SING por barra.xlsx*.

En la *Tabla 58* y en la *Tabla 59*, se indica el ajuste de la demanda máxima modelada a la demanda máxima horaria del sistema. Como era de esperarse, la diferencia disminuye a medida que se aumenta el número de bloques mensuales considerados.

**Tabla 58: Ajuste Bloques Demanda SING 2011 - 2013<sup>107</sup>**

Año	Mes	Energía (GWh)	Demanda (MW)		
			Máxima	Bloque	Diferencia (%)
2011 (1 bloque mensual)	ene	1.142	1.753	1.536	12%
	feb	1.069	1.727	1.591	8%
	mar	1.194	1.767	1.605	9%
	abr	1.187	1.791	1.648	8%
	may	1.164	1.745	1.565	10%
	jun	1.200	1.820	1.667	8%
	jul	1.224	1.808	1.645	9%
	ago	1.227	1.806	1.649	9%
	sep	1.219	1.839	1.693	8%
	oct	1.204	1.785	1.618	9%
	nov	1.208	1.869	1.678	10%
	dic	1.292	1.920	1.737	10%
	<b>Total</b>	<b>14.331</b>	<b>1.920</b>	<b>1.737</b>	<b>10%</b>
2012 (1 bloque mensual)	ene	1.227	1.882	1.649	12%
	feb	1.154	1.859	1.717	8%
	mar	1.287	1.902	1.730	9%
	abr	1.279	1.931	1.776	8%

<sup>107</sup> Fuente: Elaboración propia

Año	Mes	Energía (GWh)	Demanda (MW)		
			Máxima	Bloque	Diferencia (%)
	may	1.258	1.886	1.691	10%
	jun	1.289	1.951	1.790	8%
	jul	1.316	1.940	1.769	9%
	ago	1.320	1.940	1.775	9%
	sep	1.312	1.979	1.823	8%
	oct	1.298	1.917	1.744	9%
	nov	1.302	2.012	1.809	10%
	dic	1.396	2.077	1.876	10%
	<b>Total</b>	<b>15.437</b>	<b>2.077</b>	<b>1.876</b>	<b>10%</b>
2013 (3 bloques mensuales)	ene	1.305	2.000	1.873	6%
	feb	1.228	1.974	1.883	5%
	mar	1.367	2.021	1.908	6%
	abr	1.360	2.052	1.960	4%
	may	1.336	2.008	1.898	5%
	jun	1.369	2.071	1.981	4%
	jul	1.398	2.060	1.962	5%
	ago	1.401	2.064	1.970	5%
	sep	1.395	2.102	2.008	4%
	oct	1.379	2.036	1.929	5%
	nov	1.384	2.140	2.017	6%
	dic	1.486	2.239	2.092	7%
	<b>Total</b>	<b>16.408</b>	<b>2.239</b>	<b>2.092</b>	<b>7%</b>

Tabla 59: Ajuste Bloques Demanda SING 2014 – 2016 (12 bloques mensuales)<sup>108</sup>

Año	Mes	Energía (GWh)	Demanda (MW)		
			Máxima	Bloque	Diferencia (%)
2014	ene	1.462	2.229	2.195	2%
	feb	1.373	2.203	2.182	1%
	mar	1.526	2.259	2.207	2%
	abr	1.516	2.286	2.264	1%
	may	1.493	2.243	2.201	2%
	jun	1.522	2.296	2.262	2%
	jul	1.553	2.276	2.241	2%
	ago	1.556	2.289	2.262	1%
	sep	1.554	2.344	2.315	1%
	oct	1.532	2.261	2.222	2%
	nov	1.537	2.378	2.338	2%
	dic	1.656	2.577	2.490	3%
	<b>Total</b>	<b>18.281</b>	<b>2.577</b>	<b>2.490</b>	<b>3%</b>
2015	ene	1.688	2.558	2.520	1%
	feb	1.580	2.548	2.513	1%
	mar	1.756	2.600	2.548	2%
	abr	1.742	2.624	2.601	1%
	may	1.715	2.574	2.534	2%
	jun	1.743	2.619	2.596	1%
	jul	1.777	2.588	2.557	1%
	ago	1.779	2.603	2.580	1%
	sep	1.780	2.683	2.643	1%
	oct	1.754	2.585	2.539	2%
	nov	1.757	2.721	2.694	1%
	dic	1.897	3.013	2.904	4%
	<b>Total</b>	<b>20.968</b>	<b>3.013</b>	<b>2.904</b>	<b>4%</b>
2016	ene	1.924	2.905	2.868	1%
	feb	1.798	2.903	2.857	2%
	mar	2.001	2.962	2.901	2%
	abr	1.981	2.986	2.954	1%

<sup>108</sup> Fuente: Elaboración Propia

Año	Mes	Energía (GWh)	Demanda (MW)		
			Máxima	Bloque	Diferencia (%)
	may	1.952	2.924	2.893	1%
	jun	1.982	2.974	2.944	1%
	jul	2.020	2.941	2.905	1%
	ago	2.024	2.955	2.927	1%
	sep	2.025	3.050	3.003	2%
	oct	1.993	2.932	2.892	1%
	nov	1.995	3.087	3.060	1%
	dic	2.154	3.396	3.285	3%
	<b>Total</b>	<b>23.849</b>	<b>3.396</b>	<b>3.285</b>	<b>3%</b>

En la *Tabla 60*, *Tabla 61* y *Tabla 62*, se incluye la demanda y duración de los bloques modelados.

**Tabla 60: Demanda y Duración Bloques 2011 - 2013<sup>109</sup>**

Año	Mes	Demanda (MW)			Duración (hrs)		
		B1	B2	B3	B1	B2	B3
2011	ene	1.536			744		
	feb	1.591			672		
	mar	1.605			744		
	abr	1.648			720		
	may	1.565			744		
	jun	1.667			720		
	jul	1.645			744		
	ago	1.649			744		
	sep	1.693			720		
	oct	1.618			744		
	nov	1.678			720		
	dic	1.737			744		
2012	ene	1.649			744		
	feb	1.717			672		
	mar	1.730			744		

<sup>109</sup> Fuente: Elaboración Propia

Año	Mes	Demanda (MW)			Duración (hrs)		
		B1	B2	B3	B1	B2	B3
	abr	1.776			720		
	may	1.691			744		
	jun	1.790			720		
	jul	1.769			744		
	ago	1.775			744		
	sep	1.823			720		
	oct	1.744			744		
	nov	1.809			720		
	dic	1.876			744		
2013	ene	1.873	1.718	1.490	338	296	110
	feb	1.883	1.787	1.553	344	301	27
	mar	1.908	1.824	1.717	275	345	124
	abr	1.960	1.860	1.679	358	279	83
	may	1.898	1.791	1.685	212	351	181
	jun	1.981	1.902	1.818	183	363	174
	jul	1.962	1.870	1.761	236	372	136
	ago	1.970	1.881	1.777	214	361	169
	sep	2.008	1.928	1.825	237	364	119
	oct	1.929	1.836	1.729	290	325	129
	nov	2.017	1.911	1.817	238	300	182
	dic	2.092	1.993	1.888	203	376	165

**Tabla 61: Demanda Bloques 2014 - 2016<sup>110</sup>**

Año	Mes	Demanda (MW)											
		B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12
2014	ene	2195	2145	2115	2082	2054	2020	1982	1946	1899	1846	1736	1649
	feb	2182	2153	2126	2104	2083	2065	2046	2027	2001	1969	1914	1747
	mar	2207	2165	2133	2111	2093	2075	2055	2033	2002	1968	1921	1845
	abr	2264	2232	2204	2183	2158	2132	2106	2076	2032	1980	1904	1810
	may	2201	2154	2111	2078	2052	2029	2004	1979	1952	1917	1868	1795
	jun	2262	2222	2190	2164	2146	2130	2111	2092	2065	2036	1997	1949
	jul	2241	2199	2170	2147	2125	2104	2085	2060	2032	1995	1941	1881
	ago	2262	2219	2179	2150	2131	2112	2087	2062	2033	1998	1939	1832
	sep	2315	2261	2234	2212	2192	2173	2157	2139	2120	2093	2053	1989
	oct	2222	2181	2148	2125	2104	2082	2059	2034	2004	1970	1929	1849
	nov	2338	2284	2248	2222	2187	2156	2127	2096	2068	2034	2001	1955
	dic	2490	2377	2314	2280	2253	2229	2207	2184	2156	2120	2073	2006
2015	ene	2520	2465	2427	2389	2355	2315	2274	2233	2179	2116	2014	1920
	feb	2513	2479	2448	2424	2400	2382	2361	2332	2298	2256	2198	2040
	mar	2548	2498	2462	2432	2410	2387	2360	2337	2312	2276	2222	2140
	abr	2601	2567	2535	2510	2483	2451	2423	2387	2325	2268	2190	2105
	may	2534	2480	2430	2391	2358	2332	2301	2267	2230	2181	2137	2074
	jun	2596	2542	2506	2478	2458	2438	2416	2395	2363	2331	2288	2229
	jul	2557	2516	2489	2462	2436	2411	2386	2358	2326	2281	2219	2143
	ago	2580	2531	2486	2456	2437	2418	2393	2366	2336	2302	2236	2126
	sep	2643	2587	2555	2532	2508	2489	2467	2444	2423	2391	2352	2281
	oct	2539	2494	2459	2433	2411	2386	2361	2332	2297	2251	2190	2081
	nov	2694	2619	2575	2544	2503	2465	2430	2397	2360	2317	2273	2201
	dic	2904	2732	2649	2612	2586	2563	2539	2515	2484	2452	2396	2320
2016	ene	2868	2809	2761	2720	2689	2651	2605	2561	2497	2418	2308	2197
	feb	2857	2820	2786	2758	2726	2701	2673	2645	2610	2564	2499	2326
	mar	2901	2846	2807	2771	2745	2719	2690	2660	2623	2580	2509	2428
	abr	2954	2917	2886	2860	2829	2790	2756	2716	2658	2591	2510	2403
	may	2893	2828	2767	2720	2683	2653	2621	2587	2549	2498	2446	2372
	jun	2944	2885	2848	2819	2795	2774	2751	2727	2688	2644	2586	2516

<sup>110</sup> Fuente: Elaboración Propia

Año	Mes	Demanda (MW)											
		B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12
	jul	2905	2861	2831	2800	2774	2747	2715	2677	2635	2584	2511	2427
	ago	2927	2873	2825	2793	2773	2750	2725	2694	2658	2617	2542	2421
	sep	3003	2942	2904	2881	2857	2836	2811	2781	2747	2710	2665	2586
	oct	2892	2840	2796	2766	2738	2709	2679	2651	2609	2555	2484	2351
	nov	3060	2972	2924	2890	2842	2800	2760	2724	2683	2631	2576	2475
	dic	3285	3100	3007	2966	2937	2909	2879	2850	2812	2764	2695	2608



**Tabla 62: Duración Bloques 2014 - 2016<sup>111</sup>**

Año	Mes	Duración bloques (horas)											
		B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12
2014	ene	31	40	67	67	76	62	76	83	73	62	49	58
	feb	27	37	60	61	78	68	69	62	70	82	34	24
	mar	23	55	60	73	61	79	90	74	85	71	37	36
	abr	28	43	66	77	100	72	92	74	43	52	45	28
	may	29	50	59	67	67	68	66	98	83	56	72	29
	jun	17	56	61	65	66	68	108	83	71	53	49	23
	jul	33	55	67	53	88	73	78	83	74	71	42	27
	ago	20	51	67	67	79	82	84	86	85	68	41	14
	sep	18	51	65	71	59	90	81	68	61	58	58	40
	oct	25	46	67	74	74	73	81	84	80	54	55	31
	nov	15	54	65	67	63	65	85	83	64	61	62	36
	dic	36	36	66	82	79	81	84	77	78	58	44	23
2015	ene	30	44	64	84	73	66	85	81	70	49	54	44
	feb	20	44	60	60	60	65	77	80	85	65	33	23
	mar	16	55	67	67	74	94	73	65	60	82	40	51
	abr	25	44	67	73	101	78	78	82	48	45	46	33
	may	24	52	62	67	71	63	90	97	79	50	51	38
	jun	10	59	65	65	77	76	106	75	68	44	47	28
	jul	32	45	61	67	88	87	82	65	79	68	44	26
	ago	19	54	65	67	67	67	88	89	72	87	48	21
	sep	20	49	66	73	78	90	88	63	38	63	55	37
	oct	26	47	65	67	67	69	86	94	80	72	52	19
	nov	13	56	65	65	68	80	68	78	66	71	60	30
	dic	39	34	65	67	71	63	67	87	76	78	58	39
2016	ene	26	45	67	72	63	66	78	86	88	55	55	43
	feb	21	43	60	65	77	82	59	71	75	61	36	22
	mar	17	54	68	74	80	80	79	68	75	66	35	48
	abr	30	39	65	65	107	84	87	62	42	46	48	45
	may	18	53	67	67	67	67	85	83	75	67	47	48
	jun	12	57	65	65	76	80	90	87	65	60	42	21

<sup>111</sup> Fuente: Elaboración Propia

Año	Mes	Duración bloques (horas)											
		B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12
	jul	29	42	68	66	81	83	98	75	72	69	37	24
	ago	18	57	63	75	62	68	79	95	87	76	43	21
	sep	20	49	65	65	76	84	99	77	47	57	54	27
	oct	18	53	67	71	71	72	85	79	89	68	54	17
	nov	12	57	65	65	78	75	71	69	66	72	63	27
	dic	37	34	67	67	70	75	76	84	93	71	48	22

## **Anexo D. Recopilación de Antecedentes**

Para la realización de este informe se han considerado las siguientes fuentes de Información:

1. Informe Técnico Definitivo de fijación de precios de nudo SING octubre 2011:
  - a. Proyección de consumo de energía de los clientes libres y regulados por barra del Sistema
  - b. Centrales existentes y con puesta en servicio hasta el año 2016
    - i. Capacidad Instalada
    - ii. Costos variables combustibles y no combustibles
    - iii. Mantenimiento de centrales
2. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2011 – 2012, aprobado por Resolución Exenta CNE N° 456 del 16 de agosto de 2011.
3. Base de datos disponible en página web del CDEC – SING:
  - a. Consumos de energía horarios por medidor del Sistema incluidos en los archivos de los Retiros
  - b. Capacidades de las líneas de transmisión incluidas en Información Técnica – Circuitos y Segmentos – SING Capacidades
  - c. Proyectos Informados incluidos en sección Instalaciones del SING
  - d. Información de Puntos de conexión indicados en la sección Informes y Estudios / Norma Técnica
  - e. Parámetros eléctricos de líneas y transformadores tales como resistencia y reactancia de secuencia positiva.
4. Registros de velocidad de viento en los sectores a considerar en el estudio, con los siguientes períodos de medición:
  - a. Calama Norte:
    - i. Mediciones a 80, 60, 40, 20 y 10 mts desde el 21 de febrero al 20 de octubre de 2011
    - ii. Mediciones a 20 y 10 mts en los siguientes sectores:
      1. B 4 junio 2009 a junio 2010
      2. B 4.1 junio 2009 a abril 2011
      3. B 4.2 junio 2009 a septiembre 2011
  - b. Calama Oeste:
    - i. Mediciones a 80, 60, 40, 20 y 10 mts desde el 19 de abril al 18 de octubre de 2011

- ii. Mediciones de 20 y 10 mts desde el 21 de febrero de 2011 en el mismo archivo anterior
- iii. Mediciones a 20 y 10 mts en los siguientes sectores:
  - 1. B 5.1 julio 2009 a septiembre 2011
  - 2. B 6.1 julio 2009 a abril 2011
- c. Sierra Gorda:
  - i. Mediciones a 80, 60, 40, 20 y 10 mts desde el 10 de marzo al 20 de octubre de 2011, correspondientes a Sierra Gorda Oeste
  - ii. Mediciones a 80, 60, 40, 20 y 10 mts desde abril 2010 a septiembre 2011 en formato texto, correspondientes a Sierra Gorda Este
  - iii. Mediciones a 20 y 10 mts en los siguientes sectores:
    - 1. B 2.1 julio 2009 a septiembre 2011
    - 2. B 3.1 julio 2009 a septiembre 2011
    - 3. B 2.1a junio 2010 a abril 2011
    - 4. B 2.1b junio 2010 a abril 2011
    - 5. B 3.1a junio 2010 a abril 2011
- 5. Informe CDEC-SING “Efectos técnico – económicos de la integración de energía en el SING”
- 6. Documentos elaborados por la Dirección de Estudios y Políticas Públicas de la Comisión Chilena del Cobre:
  - a. Inversión en la Minería Chilena Cartera de Proyectos DE / 07 / 2011
  - b. Consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero asociadas de la minería del cobre de Chile. Año 2009 DE/10/2010
- 7. Informe Final Estudio “Análisis de Impacto Centrales Eólicas en el SING”, Proyecto Energías Renovables No Convencionales (MINENERGIA/GTZ), elaborado por GTD Ingenieros Consultores Ltda.

## Anexo E. Asociación Retiros a Barras Consideradas en el Modelo PLP

En la *Tabla 63* se incluye para cada consumo, la asociación de los puntos de medida considerados por el CDEC-SING y la barra del modelo PLP en la que se modelará efectivamente el retiro. Para referir las medidas en el caso de los sistemas anillados se considera el empleo de los coeficientes de pérdidas del Sistema de Subtransmisión del SING incluidos en el Decreto 320 de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija las tarifas de Subtransmisión y sus fórmulas de indexación.

**Tabla 63: Asociación Retiros a Barras Consideradas en el Modelo PLP<sup>112</sup>**

Retiro	Barra Registro Medida CDEC-SING	Barra Retiro PLP
Noranda	Alto Norte 110 kV	Alto Norte 110 kV
Desalant	Antofagasta 110 kV	Desalant 110 kV
Elecda Antofagasta	Antofagasta 110 kV	Antofagasta 13 kV
Emelari Arica	Arica 110 kV	Arica 110 kV
Emelari Cuya	Arica 110 kV	Arica 110 kV
ESSAT (Arica)	Arica 66 kV	Arica 66 kV
Clientes Chapiquiña	Arica 66 kV	Arica 66 kV
Clientes menores	Arica 66 kV	Arica 66 kV
Coopersol	Arica 66 kV	Arica 66 kV
Emelpar	Arica 66 kV	Arica 66 kV
Mantos de la Luna	Barriles 220 kV	Barriles 220 kV
ATACAMA MINERALS	C.Atacama 220 kV	Central Atacama 220 kV
Escondida GA (Ata-Col)	C.Atacama 220 kV	O' Higgins 220 kV
Escondida GA (Ata-Dom)	C.Atacama 220 kV	Domeyko 220 kV
Esmeralda	C.Atacama 220 kV	Esmeralda 220 kV
Meridian (Atacama)	C.Atacama 220 kV	Palestina 220 kV
Escondida NOR (Ata-Esc)	C.Atacama 220 kV	Escondida 220 kV
Sta. Margarita	Calama 110 kV	Calama 110 kV
Elecda Calama	Calama 110 kV	Calama 110 kV
Sierra Miranda	Capricornio 110 kV	Capricornio 110 kV
Mall Plaza	CD Antofagasta 13,8 kV	CD Antofagasta 13,8 kV
Elecda CD Antofagasta	CD Antofagasta 13.8 kV	CD Antofagasta 13.8 kV
Emelari CD Arica	CD Arica 13,8 kV	CD Arica 66 kV
Eliqsa CD Iquique	CD Iquique 13,8 kV	CD Iquique 66 kV

<sup>112</sup> Fuente: Elaboración Propia

Retiro	Barra Registro Medida CDEC-SING	Barra Retiro PLP
GNL Mejillones	Chacaya 110 kV	Chacaya 220 kV
Muelle	Chacaya 110 kV	Chacaya 220 kV
Faenas CTA	Chacaya 220 kV	Chacaya 220 kV
Faenas CTH	Chacaya 220 kV	Chacaya 220 kV
GNL Mejillones	Chacaya 220 kV	Chacaya 220 kV
Molycop	Chacaya 220 kV	Chacaya 220 kV
Muelle	Chacaya 220 kV	Chacaya 220 kV
Collahuasi (CELTA)	Collahuasi 220 kV	Collahuasi 220 kV
Collahuasi (GASATACAMA)	Collahuasi 220 kV	Collahuasi 220 kV
Quebrada Blanca	Collahuasi 220 kV	Quebrada Blanca 220 kV
ATACAMA MINERALS	Crucero 220 kV	Crucero 220 kV
Chuquicamata (Crucero)	Crucero 220 kV	Chuquicamata 220 kV
El Abra	Crucero 220 kV	El Abra 220 kV
Radomiro Tomic	Crucero 220 kV	Radomiro Tomic 220 kV
Escondida GA (Cru-Esc)	Crucero 220 kV	Escondida 220 kV
Meridian (Crucero)	Crucero 220 kV	Palestina 220 kV
Escondida NOR (Cru-Esc)	Crucero 220 kV	Escondida 220 kV
Camiña	Dolores 110 kV	Dolores 110 kV
Cosayach (Dolores)	Dolores 110 kV	Dolores 110 kV
Eliqsa Zapiga	Dolores 110 kV	Dolores 110 kV
Quiborax	El Águila 66 kV	El Águila 66 kV
Minera Gaby	El Cobre 220 kV	Gaby 220 kV
MINERA ESPERANZA	El Cobre 220 kV	Esperanza 220 kV
SQM El Loa	El Loa 220 kV	El Loa 220 kV
SQM Salar	El Negro 110 kV	El Negro 110 kV
Cerro Dominador	Encuentro 220 kV	Encuentro 220 kV
Spence	Encuentro 220 kV	Spence 220 kV
MINERA ESPERANZA	Encuentro 220 kV	Esperanza 220 kV
El Tesoro	Encuentro 220 kV	El Tesoro 220 kV
Coloso	Esmeralda 110 kV	Esmeralda 110 kV
Elecda Esmeralda	Esmeralda 110 kV	Esmeralda 110 kV
Eliqsa Iquique	Iquique 13,8 kV	Iquique 66 kV
Nitratos	La Cruz 220 kV	La Cruz 220 kV
Inacesa	La Negra 110 kV	La Negra 110 kV
Elecda La Negra	La Negra 110 kV	La Negra 110 kV
Inacesa	La Negra 110 kV	La Negra 110 kV

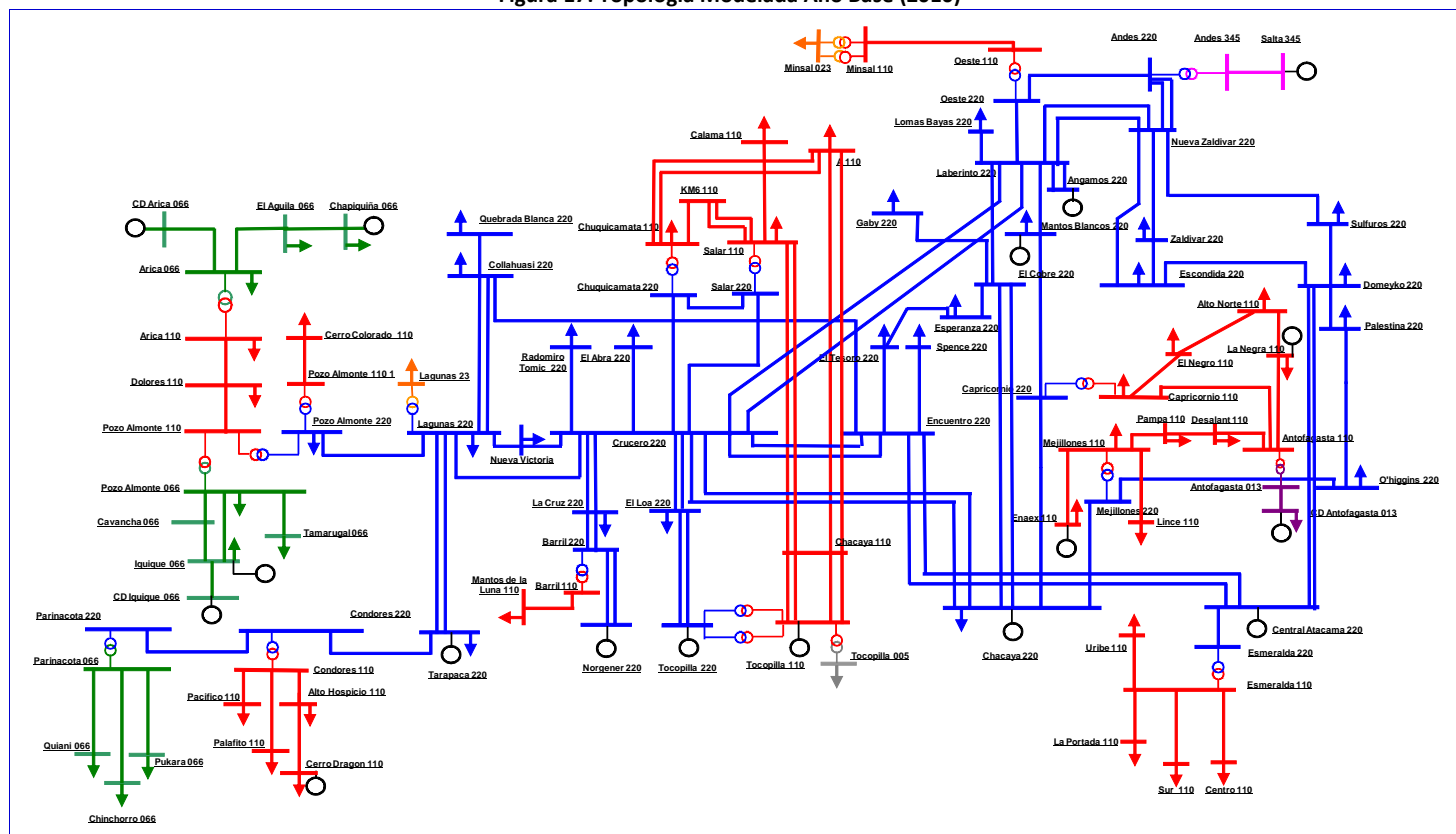
Retiro	Barra Registro Medida CDEC-SING	Barra Retiro PLP
Lomas Bayas	Laberinto 220 kV	Lomas Bayas 220 kV
Minera Gaby	Laberinto 220 kV	Gaby 220 kV
Faenas_Angamos	Laberinto 220 kV	Laberinto 220 kV
(SS/AA)+ACF+DSM	Lagunas 220 kV	Lagunas 23 kV
DSM + ASF + SQM	Lagunas 220 kV	Lagunas 23 kV
Eliqsa Pintados	Lagunas 220 kV	Lagunas 23 kV
Elecda Baquedano	Mantos Blancos 220 kV	Mantos Blancos 220 kV
Mantos Blancos	Mantos Blancos 23 kV	Mantos Blancos 220 kV
Enaex	Mejillones 110 kV	Enaex 110 kV
GNL Mejillones	Mejillones 110 kV	Mejillones 110 kV
Michilla	Mejillones 110 kV	Mejillones 110 kV
Puerto Mejillones	Mejillones 110 kV	Mejillones 110 kV
Elecda Michilla	Mejillones 110 kV	Mejillones 110 kV
ATACAMA MINERALS	Mejillones 220 kV	Palestina 220 kV
Escondida GA (Mej-Esc)	Mejillones 220 kV	O' Higgins 220 kV
Meridian (Mejillones)	Mejillones 220 kV	Palestina 220 kV
Escondida NOR (Mej-Esc)	Mejillones 220 kV	O' Higgins 220 kV
Megapuerto	Mejillones 23 kV	Mejillones 220 kV
Molynor	Mejillones 23 kV	Mejillones 220 kV
Polpaico	Mejillones 23 kV	Mejillones 220 kV
Elecda Punta Angamos	Mejillones 23 kV	Mejillones 220 kV
Nueva Victoria	Nva.Victoria 220 kV	Nva.Victoria 220 kV
Minsal	Oeste 220 kV	Minsal 23 kV
Rayrock	Pampa 110 kV	Pampa 110 kV
Cerro Colorado (E-CL)	Pozo Almonte 220 kV	Cerro Colorado 110 kV
Mamiña	Pozo Almonte 220 kV	Cerro Balcón 110 kV
ESSAT (Pozo)	Pozo Almonte 23 kV	Pozo Almonte 13,8 kV
Cosayach (Pozo)	Pozo Almonte 23 kV	Pozo Almonte 13,8 kV
Eliqsa Pampino	Pozo Almonte 23 kV	Pozo Almonte 13,8 kV
Eliqsa Pozo	Pozo Almonte 23 kV	Pozo Almonte 13,8 kV
Haldeman	Pozo Almonte 66 kV	Pozo Almonte 66 kV
Emelari Quiani	Quiani 66 kV	Quiani 66 kV
ESSAT (Tamarugal)	Tamarugal 66 kV	Tamarugal 66 kV
Cosayach (Tamarugal)	Tamarugal 66 kV	Tamarugal 66 kV
Eliqsa Tamarugal	Tamarugal 66 kV	Tamarugal 66 kV
Otros Clientes	Tarapacá 220 kV	Tarapacá 220 kV

Retiro	Barra Registro Medida CDEC-SING	Barra Retiro PLP
Cóndores	Tarapacá 220 kV	Cóndores 220 kV
Eliqsa Punta de Lobos	Tarapacá 220 kV	Tarapacá 220 kV
Chuquicamata (Tocopilla)	Tocopilla 110 kV	Chuquicamata 110 kV
Elecda Tocopilla	Tocopilla 5 kV	Tocopilla 5 kV
ATACAMA MINERALS	Zaldívar 220 kV	Palestina 220 kV
Minera Zaldívar	Zaldívar 220 kV	Zaldivar 220 kV
Escondida GA (Zald-Esc)	Zaldivar 220 kV	Escondida 220 kV
Meridian (Zaldívar)	Zaldivar 220 kV	Palestina 220 kV
Escondida NOR (Zald-Esc)	Zaldivar 220 kV	Escondida 220 kV



## Anexo F. Listado Tramos Existentes Modelados en PLP

Figura 17: Topología Modelada Año Base (2010)<sup>113</sup>



<sup>113</sup> Fuente: Elaboración propia sobre diagrama del ITD de Nudo de Octubre de 2011.

**Tabla 64: Líneas de Transmisión Existentes<sup>114</sup>**

Segmento	Propietario	Tensión Nominal (kV)	Línea PLP
Línea 100 kV 10A - 10	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Chuquicamata - 10	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Chuquicamata - 10A	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Chuquicamata - A.Circuito N°1	CODELCO NORTE	100	Chuquic110_A_110___110L11
Línea 100 kV Chuquicamata - A.Circuito N°2	CODELCO NORTE	100	
Línea 100 kV Chuquicamata - Chamy	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Chuquicamata - K1	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Chuquicamata - KM6	CODELCO NORTE	100	Chuquic110_KM6___110L12
Línea 100 kV K1 - 10	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV KM6 - 10A	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV KM6 - Sopladores	CODELCO NORTE	100	No modelada
Línea 100 kV Salar - km6.Circuito N°1	CODELCO NORTE	100	Salar__110_KM6___110L13
Línea 100 kV Salar - km6.Circuito N°2	CODELCO NORTE	100	
Línea 110 kV Antofagasta - Alto Norte: Antofagasta - Tap Off La Negra	XSTRATA COPPER - ALTONORTE	110	Antofag110_LaNegra110L11
Línea 110 kV Antofagasta - Alto Norte: Tap Off La Negra - Alto Norte	XSTRATA COPPER - ALTONORTE	110	LaNegra110_AlNorte110L11
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Arica - Tap Off Mal Paso	E-CL	110	Arica__110_Dolores110L13

<sup>114</sup> Fuente: Elaboración Propia

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Chiza - Tap Off Dolores	E-CL	110	
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Cuya - Tap Off Chiza	E-CL	110	
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Mal Paso - Tap Off Vitor	E-CL	110	
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Vitor - Tap Off Cuya	E-CL	110	
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Cerro Balcón - Pozo Almonte	E-CL	110	CBalcon110_PAlmont110L12
Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Dolores - Tap Off Cerro Balcón	E-CL	110	Dolores110_CBalcon110L12
Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte: Capricornio - Tap Off El Negro	E-CL	110	Caprico110_ElNegro110L11
Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte: Tap Off El Negro - Alto Norte	E-CL	110	ElNegro110_AlNorte110L11
Línea 110 kV Capricornio - Antofagasta	E-CL	110	Antofag110_Caprico110L12
Línea 110 kV Capricornio - Sierra Miranda	E-CL	110	No modelada
Línea 110 kV Central Diesel Tamaya - A	ELECTROANDINA	110	Tamaya_110_A_110__110L11
Línea 110 kV Central Diesel Tamaya - Salar	ELECTROANDINA	110	Tamaya_110_Salar__110L11
Línea 110 kV Central Tocopilla - A.Circuito N°1	ELECTROANDINA	110	Tocopil110_A_110__110L11
Línea 110 kV Central Tocopilla - A.Circuito N°2	ELECTROANDINA	110	

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya.Circuito N°3	ELECTROANDINA	110	Tocopil110_Tamaya_110L11
Línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya.Circuito N°4	ELECTROANDINA	110	
Línea 110 kV Chacaya - GNL Mejillones: Chacaya - Est. N°51	E-CL	110	No modelada
Línea 110 kV Chacaya - GNL Mejillones: Est. N°51 - GNL Mejillones	E-CL	110	No modelada
Línea 110 kV Chacaya - Mejillones	E-CL	110	No modelada
Línea 110 kV Chacaya - Muelle	MINERA ESPERANZA	110	No modelada
Línea 110 kV Cóndores - Cerro Dragón: Cóndores - Tap Off Alto Hospicio	TRANSEMEL	110	Condore110_A_Hospi110L11
Línea 110 kV Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio	TRANSEMEL	110	
Línea 110 kV Cóndores - Cerro Dragón: Tap Off Alto Hospicio - Cerro Dragón	TRANSEMEL	110	A_Hospi110_CDragon110L11
Línea 110 kV Cóndores - Pacífico: Cóndores - Est. N°39	TRANSEMEL	110	Condore110_Pacific110L11
Línea 110 kV Cóndores - Pacífico: Est. N°39 - Pacífico	TRANSEMEL	110	
Línea 110 kV Cóndores - Palafitos	TRANSEMEL	110	Condore110_Palafit110L11
Línea 110 kV Esmeralda - Centro	TRANSEMEL	110	Esmeral110_Centro_110L12
Línea 110 kV Esmeralda - La Portada	TRANSEMEL	110	Esmeral110_LPortad110L11
Línea 110 kV Esmeralda - Sur	TRANSEMEL	110	Esmeral110_Sur____110L11

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 110 kV Esmeralda - Uribe	TRANSEMEL	110	Esmeral110_Urbe__110L11
Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Antofagasta - Tap Off Desalant	E-CL	110	Antofag110_Desalan110L12
Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Tap Off Desalant - Tap Off Pampa	E-CL	110	Desalan110_Pampa__110L12
Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Tap Off Pampa - Mejillones	E-CL	110	Pampa__110_Mejillo110L12
Línea 110 kV Mejillones - El Lince	MINERA MICHILLA	110	Mejillo110_Lince__110L11
Línea 110 kV Mejillones - Enaex	E-CL	110	Mejillo110_Enaex__110L11
Línea 110 kV Muelle - Guayaques: Muelle - Tap Off Sairecabur	MINERA ESPERANZA	110	No modelada
Línea 110 kV Muelle - Guayaques: Tap Off Licancabur - Guayaques	MINERA ESPERANZA	110	No modelada
Línea 110 kV Muelle - Guayaques: Tap Off Sairecabur - Tap Off Licancabur	MINERA ESPERANZA	110	No modelada
Línea 110 kV Pozo Almonte - Cerro Colorado	MINERA CERRO COLORADO	110	PAImo1_110_CColora110L11
Línea 110 kV Salar - Calama (nueva)	TRANSEMEL	110	Salar__110_Calama_110L12
Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna	GRACE	110	Barril_110_MdlLuna110L11
Línea 110 kV Tap Off Oeste - Minsal	NORGENER	110	Oeste__110_Minsal_110L11
Línea 13.8 kV Central Diesel Antofagasta - Antofagasta.Circuito N°1	E-CL	13,8	CD_Anto013_Antofag013L11

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 13.8 kV Central Diesel Antofagasta - Antofagasta.Circuito N°2	E-CL	13,8	
Línea 13.8 kV Central Diesel Zofri-Iquique Circuito N°1	ENORCHILE	13,8	No modelada
Línea 13.8 kV Central Diesel Zofri-Iquique Circuito N°2	ENORCHILE	13,8	No modelada
Línea 220 kV Andes - Laberinto: Andes - Tap Off Oeste	AES GENER	220	Andes__220_Oeste__220L11
Línea 220 kV Andes - Laberinto: Tap Off Oeste - Laberinto	NORGENER	220	Oeste__220_Laberin220L11
Línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar.Circuito N°1	AES GENER	220	Andes__220_NZaldiv220L11
Línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar.Circuito N°2	AES GENER	220	
Línea 220 kV Angamos - Laberinto. Circuito N°1	ANGAMOS	220	Angamos220_Laberin220L11
Línea 220 kV Angamos - Laberinto. Circuito N°2	ANGAMOS	220	
Línea 220 kV Atacama - Domeyko.Circuito N°1	MINERA ESCONDIDA	220	CAtacam220_Domeyko220L11
Línea 220 kV Atacama - Domeyko.Circuito N°2	MINERA ESCONDIDA	220	
Línea 220 kV Atacama - Encuentro.Circuito N°1	TRANSELEC NORTE	220	CAtacam220_Encuent220L12
Línea 220 kV Atacama - Encuentro.Circuito N°2	TRANSELEC NORTE	220	CAtacam220_Encuent220L22
Línea 220 kV Atacama - Esmeralda	TRANSELEC NORTE	220	CAtacam220_Esmeral220L11
Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°6A: Central Tocopilla - Tap Off El Loa	ELECTROANDINA	220	Tocopil220_El_Loa_220L11

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°7A: Central Tocopilla - Tap Off El Loa	ELECTROANDINA	220	
Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°6A: Tap Off El Loa - Crucero	ELECTROANDINA	220	El_Loa_220_Crucero220L11
Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°7A: Tap Off El Loa - Crucero	ELECTROANDINA	220	
Línea 220 kV Chacaya - Crucero	E-CL	220	Chacaya220_Crucero220L11
Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°1	E-CL	220	Chacaya220_ElCobre220L11
Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°2	E-CL	220	
Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos: Capricornio - Mantos Blancos	E-CL	220	Caprico220_MBlanco220L11
Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos: Chacaya - Capricornio	E-CL	220	Chacaya220_Caprico220L11
Línea 220 kV Chacaya - Mejillones	E-CL	220	Chacaya220_Mejillo220L12
Línea 220 kV Chacaya - Molycop	MOLY-COP	220	No modelada
Línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca	MINERA QUEBRADA BLANCA	220	Collahu220_QBlanca220L11
Línea 220 kV Crucero - Chuquicamata. Circuito N° 7B	ELECTROANDINA	220	Crucero220_Chquic220L11
Línea 220 kV Crucero - El Abra	ELECTROANDINA	220	Crucero220_El_Abra220L11

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 220 kV Crucero - Encuentro.Circuito N°1	TRANSELEC NORTE	220	Crucero220_Encuent220L11
Línea 220 kV Crucero - Encuentro.Circuito N°2	TRANSELEC NORTE	220	Crucero220_Encuent220L12
Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°1	MINERA ESCONDIDA	220	Crucero220_Laberin220L12
Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°2	MINERA ZALDIVAR	220	Crucero220_Laberin220L22
Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1: Crucero - Tap Off Nueva Victoria	E-CL	220	Crucero220_NVictor220L12
Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1: Tap Off Nueva Victoria - Lagunas	E-CL	220	NVictor220_Lagunas220L12
Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°2	TRANSELEC NORTE	220	Crucero220_Lagunas220L13
Línea 220 kV Crucero - Radomiro Tomic	ELECTROANDINA	220	Crucero220_RaTomic220L11
Línea 220 kV Crucero - Salar: Crucero - Est. N°340	ELECTROANDINA	220	Crucero220_Salar__220L11
Línea 220 kV Crucero - Salar: Est. N°340 - Salar	CODELCO NORTE	220	
Línea 220 kV Cóndores - Parinacota	TRANSELEC NORTE	220	Condore220_Parinac220L12
Línea 220 kV Domeyko - Escondida	MINERA ESCONDIDA	220	Domeyko220_Escondi220L11
Línea 220 kV Domeyko - Laguna Seca	MINERA ESCONDIDA	220	No modelada
Línea 220 kV Domeyko - Planta Óxidos	MINERA ESCONDIDA	220	No modelada
Línea 220 kV Domeyko - Sulfuros	MINERA ESCONDIDA	220	Domeyko220_Sulfuro220L11
Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°1	MINERA ESPERANZA	220	ElCobre220_Esperan220L11
Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°2	MINERA ESPERANZA	220	
Línea 220 kV El Cobre - Gaby	ELECTROANDINA	220	ElCobre220_Gaby__220L11



Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 220 kV El Tesoro - Esperanza	MINERA ESPERANZA	220	ElTesoro220_Esperanza220L11
Línea 220 kV Encuentro - Collahuasi <sup>115</sup>	MINERA COLLAHUASI	220	Encuentro220_Collahuasi220L12
Línea 220 kV Encuentro - El Tesoro	MINERA EL TESORO	220	Encuentro220_ElTesoro220L11
Línea 220 kV Encuentro - Spence	MINERA SPENCE	220	Encuentro220_Spence_220L12
Línea 220 kV Laberinto - El Cobre	ELECTROANDINA	220	Laberinto220_ElCobre220L11
Línea 220 kV Laberinto - El Cobre (By-pass)	E-CL	220	No modelada
Línea 220 kV Laberinto - Lomas Bayas	NORGENER	220	Laberinto220_LoBayas220L12
Línea 220 kV Laberinto - Mantos Blancos	AES GENER	220	Laberinto220_MBlanco220L11
Línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1	MINERA ESCONDIDA	220	Laberinto220_NZaldiva220L13
Línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°2	MINERA ZALDIVAR	220	Laberinto220_NZaldiva220L23
Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi.Circuito N°1	MINERA COLLAHUASI	220	Lagunas220_Collahuasi220L12
Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi.Circuito N°2	MINERA COLLAHUASI	220	
Línea 220 kV Lagunas - Pozo Almonte	E-CL	220	Lagunas220_PAlmonte220L11
Línea 220 kV Mejillones - O'Higgins	MINERA ESCONDIDA	220	Mejillones220_Ohiggins220L13
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Norgener - Tap Off Barriles	NORGENER	220	Norgener220_Barril_220L11

<sup>115</sup> A partir de mayo 2012 se consideró el tendido de un nuevo circuito y el repotenciamiento del circuito existente, según lo informado por el propietario al CDEC-SING.

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Norgener - Tap Off Barriles	NORGENER	220	Barril_220_LaCruz_220L11
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz	NORGENER	220	
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz	NORGENER	220	
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Tap Off La Cruz - Crucero	NORGENER	220	LaCruz_220_Crucero220L11
Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Tap Off La Cruz - Crucero	NORGENER	220	
Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Escondida	MINERA ESCONDIDA	220	NZaldiv220_Escondi220L12
Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Sulfuros	MINERA ESCONDIDA	220	NZaldiv220_Sulfuro220L11
Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Zaldívar	AES GENER	220	NZaldiv220_Zaldiva220L12
Línea 220 kV O'Higgins - Coloso	MINERA ESCONDIDA	220	No modelada
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: O'Higgins - Tap Off Estación de bombeo N°2	MINERA ESCONDIDA	220	Ohiggin220_Palesti220L12
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°2 - Tap Off Llanos	MINERA ESCONDIDA	220	
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Llanos - Tap Off Palestina	MINERA ESCONDIDA	220	

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Palestina - Tap Off Estación de bombeo N°3	MINERA ESCONDIDA	220	Palesti220_Domeyko220L12
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°3 - Tap Off Estación de bombeo N°4	MINERA ESCONDIDA	220	
Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°4- Domeyko	MINERA ESCONDIDA	220	
Línea 220 kV Salar - Chuquicamata: Est. N°340 - Chuquicamata	ELECTROANDINA	220	Salar__220_Chquic220L11
Línea 220 kV Salar - Chuquicamata: Salar - Est. N°340	CODELCO NORTE	220	
Línea 220 kV Tap Off El Loa - El Loa	ELECTROANDINA	220	No modelada
Línea 220 kV Tarapacá - Cóndores	TRANSELEC NORTE	220	Tarapac220_Conadore220L12
Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas.Circuito N°1	TRANSELEC NORTE	220	Tarapac220_Lagunas220L12
Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas.Circuito N°2	TRANSELEC NORTE	220	Tarapac220_Lagunas220L22
Línea 220 kV Zaldívar - Escondida	MINERA ESCONDIDA - MINERA ZALDIVAR	220	Zaldiva220_Escondi220L11
Línea 23 kV Central Diesel Inacal - Inacesa	INACESA	23	No modelada
Línea 23 kV Tap Off La Negra - Inacesa	INACESA	23	No modelada
Línea 345 kV Central Salta - Andes	AES GENER	345	Salta__345_Andes__345L11
Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Central Chapiquiña - Tap Off El Águila	E-CL	66	Chapiqu066_El_Aguil66L12

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Tap Off El Águila - Tap Off Cerro Chuño	E-CL	66	El_Aguil66_Arica__066L12
Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Tap Off Cerro Chuño - Arica	E-CL	66	
Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica: Central Diesel Arica - Tap Off Quiani	E-CL	66	CD_Aric066_Arica__066L11
Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica: Tap Off Quiani - Arica	E-CL	66	
Línea 66 kV Central Diesel Iquique - Iquique	E-CL	66	CD_Iqui066_Iquique066L11
Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1	E-CL	66	Iquique066_Cavanch066L11
			Cavanch066_PAlmont066L11
Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2	E-CL	66	Iquique066_PAlmont066L11
Línea 66 kV Parinacota - Chinchorro	TRANSEMEL	66	Parinac066_Chincho066L11
Línea 66 kV Parinacota - Pukará: Est N°5 - Pukará	TRANSEMEL	66	Parinac066_Pukara_066L11
Línea 66 kV Parinacota - Pukará: Parinacota - Est N°5	TRANSEMEL	66	
Línea 66 kV Parinacota - Quiani: Est. N°6 - Quiani	EMELARI	66	Parinac066_Quiani_066L11
Línea 66 kV Parinacota - Quiani: Parinacota - Est. N°6	TRANSEMEL	66	
Línea 66 kV Pozo Almonte - Sagasca	HALDEMAN	66	No modelada
Línea 66 kV Pozo Almonte - Tamarugal	E-CL	66	PAlmont066_Tamarug066L12
Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: S/E Móvil - SE021	SQM	66	No modelada

Segmento	Propietario	Tensión Nominal	Línea PLP
Línea 66 kV Tap Off La Cruz - SE021: Tap Off La Cruz - S/E Móvil	SQM	66	No modelada
Línea 66 kV Tap Off Llanos - Aguas Blancas	E-CL	66	No modelada
Línea 66 kV Tap Off Nueva Victoria - Llamara	SQM	66	No modelada
Línea 66 kV Tap Off Nueva Victoria - Sur Viejo	SQM	66	No modelada
Línea 66 kV Tap Off Palestina - El Peñón	MINERA MERIDIAN	66	No modelada
Línea 66 kV Tap Off Quiani - Quiani	EMELARI	66	No modelada
Línea 69 kV Tap Off Pampa - Iván Zar	MINERA RAYROCK	69	No modelada

**Tabla 65: Transformadores de 2 Enrollados Existentes<sup>116</sup>**

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
Alto Hospicio 110/13.8 kV	10	ONAN	No modelada
	12,5	ONAF1	
	15	ONAF2	
Alto Norte 110/13.8 kV N°1	10	ONAN	No modelada
	12	ONAF	
Alto Norte 110/13.8 kV N°2	10	ONAN	No modelada
	12	ONAF	
Alto Norte 110/13.8 kV N°3	30	ONAN	No modelada
	40	ONAF	
Alto Norte 110/13.8 kV N°4	30	ONAN	No modelada
	40	ONAF	
Angamos 220/13.8 kV MTR1	N/I	N/I	No modelada
Angamos 220/13.8 kV MTR2	N/I	N/I	No modelada
Antofagasta 110/13.8 kV N°1	20	OA	Antofag013_Antofag110T11
	25	FA1	
	30	FA2	
Antofagasta 23/13.8 kV N°2	6,5	OA	No modelada
	8	FA	
Antofagasta 23/13.8 kV N°3	6,5	OA	No modelada
	8	FA	
Arica 66/13.8 kV N°1	10	OA	No modelada
	12,5	FA	
Calama 110/23 kV N°1	10	ONAN	No modelada
	13,3	ONAF	
	16,6	ONAF	
Calama 110/23 kV N°2	8	OA	No modelada
	10	FA	
Calama 110/23 kV N°3	N/I	N/I	No modelada
Central Atacama 220/15 kV-TG1A	124	ONAN	No modelada
	165	ONAF	
Central Atacama 220/15 kV-TG1B	124	ONAN	No modelada

<sup>116</sup> Fuente: Elaboración Propia

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
	165	ONAF	
Central Atacama 220/15 kV-TG2A	124	ONAN	No modelada
	165	ONAF	
Central Atacama 220/15 kV-TG2B	124	ONAN	No modelada
	165	ONAF	
Central Atacama 220/15 kV-TV1C	124	ONAN	No modelada
	165	ONAF	
Central Atacama 220/15 kV-TV2C	124	ONAN	No modelada
	165	ONAF	
Central Chapiquiña 66/23 kV	2	OA	No modelada
	2,6	FA	
Central Chapiquiña 66/3 kV	4,6	OA	No modelada
Central Diesel Arica 13.8/6.6 kV	4	ONAN	No modelada
	5	ONAF	
Central Diesel Arica 66/13.8 kV	16	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
Central Diesel Arica 66/4.16 kV	10	OA	No modelada
	11,25	OA-T	
Central Diesel Enaex 110/4.16 kV N°1	5	ONAN	No modelada
	6,25	ONAF	
Central Diesel Enaex 110/4.16 kV N°2	5	ONAN	No modelada
	6,25	ONAF	
Central Diesel Enaex 4.16/0.4 kV N°1	2	ONAN	No modelada
Central Diesel Inacal 23/6.3 kV	8,5	ONAN	No modelada
Central Diesel Iquique 13.8/3 kV-MIIQ4	1,83	OA	No modelada
Central Diesel Iquique 13.8/3 kV-MIIQ5	1,83	OA	No modelada
Central Diesel Iquique 13.8/3 kV-SUIQ1	1,75	DOFA	No modelada
Central Diesel Iquique 13.8/3 kV-SUIQ2	1,75	DOFA	No modelada
Central Diesel Iquique 13.8/3 kV-SUIQ3	1,75	DOFA	No modelada

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
Central Diesel Iquique 13.8/6.6 kV-MSIQ	7,42	OA	No modelada
Central Diesel Iquique 66/11.5 kV-TGIQ	N/I	N/I	No modelada
Central Diesel Iquique 66/11.5 kV-TGIQ	N/I	OA	No modelada
	28	FA	
Central Diesel Iquique 66/13.8 kV	16	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
Central Diesel Iquique 66/6.6 kV-MAIQ	7,75	OA	No modelada
Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°1	-77	ONAN	No modelada
	50	ONAF	
Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°2	-77	ONAN	No modelada
	50	ONAF	
Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°3	-77	ONAN	No modelada
	50	ONAF	
Central Diesel Tamaya 110/23 kV N°4	N/I	N/I	No modelada
Central Diesel Tamaya 110/23 kV N°4	N/I	N/I	No modelada
Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°1	2,5	OA	No modelada
Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°2	2,5	N/I	No modelada
Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°3	5	ONAF	No modelada
Central Diesel Zofri 13.2/0.4 kV N°4	2,5	ONAN	No modelada
Central Salta 345/15.75 kV-TG11	154	ONAN	No modelada
	258	ODAF	
Central Salta 345/15.75 kV-TG12	154	ONAN	No modelada
	258	ODAF	
Central Salta 345/15.75 kV-TV10	284	ONAN	No modelada
Central Tarapacá 11.5/13.8 kV	-77	OA	No modelada
	4	FA	
Central Tarapacá 220/13.8 kV-CTTAR	123	ONAN	No modelada



Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
	125	ONAF1	
	184	ONAF2	
Central Tocopilla 110/13.2 kV-U10	40	FOA	No modelada
Central Tocopilla 110/13.2 kV-U11	40	FOA	No modelada
Central Tocopilla 110/13.8 kV-U12	75	OA	No modelada
	92	FA	
Central Tocopilla 110/13.8 kV-U13	75	OA	No modelada
	92	FA	
Central Tocopilla 110/5 kV N°105	15	FA	No modelada
Central Tocopilla 110/5 kV N°141	30	FA	Tocopil110_Tocopil005T11
Central Tocopilla 220/11.5 kV-TG3	34	OA	No modelada
	50	FA	
Central Tocopilla 220/13.8 kV-U14	74	ONAN	No modelada
	110	ONAF	
	147	OFAF	
Central Tocopilla 220/13.8 kV-U15	74	ONAN	No modelada
	110	ONAF	
	147	OFAF	
Central Tocopilla 220/21 kV-U16	340	ONAN	No modelada
	425	ONAF1	
	510	ONAF2	
Central Tocopilla-Booster 110/110 kV N°1	100	ONAF-ONAN	No modelada
Central Tocopilla-Booster 110/110 kV N°2	100	ONAF-ONAN	No modelada
Centro 110/13,8 kV N°2	33	ONAN	No modelada
	41	ONAF	
Centro 110/23 kV N°1	33	ONAN	No modelada
	41	ONAF	
Cerro Colorado 110/13.8 kV N°1	30	ONAN	No modelada
	46	ONAF	
Cerro Colorado 110/13.8 kV N°2	30	ONAN	No modelada

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
	46	ONAF	
Cerro Dragón 110/13.8 kV	25	ONAN	No modelada
	33	ONAF	
Chacaya 110/4.16 kV N°1	N/I	N/I	No modelada
Chacaya 110/4.16 kV N°2	N/I	N/I	No modelada
Chacaya 220/13.8 kV-CTM1	150	ONAN	No modelada
	176	ONAF	
Chacaya 220/15 kV-CTM2	118,2	ONAN	No modelada
	148	ONAF	
	197	OFAF	
Chacaya 220/15 kV-CTM3-TG	129,5	ONAN	No modelada
	185	ONAF	
Chacaya 220/15 kV-CTM3-TV	78	ONAN	No modelada
	111	ONAF	
Chinchorro 66/13.8 kV	16	ONAN	No modelada
	21	ONAF	
Collahuasi 220/23 kV N°1	60	OA	No modelada
	80	FA1	
	100	FA2	
Collahuasi 220/23 kV N°2	60	OA	No modelada
	80	FA1	
	100	FA2	
Collahuasi 220/23 kV N°3	60	OA	No modelada
	80	FA1	
	100	FA2	
Coloso 220/13.8 kV N°1	20	ONAN	No modelada
	26,7	ONAF I	
	33,3	ONAF II	
Coloso 220/13.8 kV N°2	20	ONAN	No modelada
	26,7	ONAF I	
	33,3	ONAF II	
Crucero 220/23 kV	5	OA	No modelada
El Abra 220/23 kV N°1	62,5	FA2	No modelada
El Abra 220/23 kV N°2	62,5	FA2	No modelada

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
El Abra 220/23 kV N°3	62,5	FA2	No modelada
El Cobre 220/23 kV	N/I	N/I	No modelada
El Lince 110/23 kV	12,5	ONAF	No modelada
El Peñón 66/6.6 kV	20	ONAN	No modelada
El Tesoro 220/23 kV N°1	20	ONAN	No modelada
	26	ONAF	
El Tesoro 220/23 kV N°2	20	ONAN	No modelada
	26	ONAF	
Encuentro 220/23 kV	8	ONAN	No modelada
	10	ONAF	
Esperanza 220/24 kV N°1	N/I	N/I	No modelada
Esperanza 220/24 kV N°2	N/I	N/I	No modelada
Esperanza 220/24 kV N°3	N/I	N/I	No modelada
Estación de Bombeo N°2 220/4.16 kV	15	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
	25	ONAF	
Estación de Bombeo N°3 220/4.16 kV	15	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
	25	ONAF	
Estación de Bombeo N°4 220/4.16 kV	15	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
	25	ONAF	
Gaby 220/23 kV N°1	80	ONAN	No modelada
	100	ONAF	
Gaby 220/23 kV N°2	80	ONAN	No modelada
	100	ONAF	
Guayaques 110/3.45 kV	N/I	N/I	No modelada
Iquique 66/13.8 N°1	16	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
Iquique 66/13.8 N°2	16	ONAN	No modelada
	20	ONAF	
La Portada 110/23 kV	16	OA	No modelada
	20	FA	
Laguna Seca 220/23 kV N°1	50	OA	No modelada

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
	66,67	FA1	
	83,33	FA2	
Laguna Seca 220/23 kV N°2	50	OA	No modelada
	66,67	FA1	
	93,33	FA2	
Laguna Seca 220/23 kV N°3	50	OA	No modelada
	66,67	FA1	
	83,33	FA2	
Laguna Seca 220/69 kV N°7	30	OA	No modelada
	40	FA1	
	50	FA2	
Laguna Seca 220/69 kV N°8	30	OA	No modelada
	40	FA1	
	50	FA2	
Lagunas 220/23 kV	18	OA	Lagunas220_Lagunas023T11
	24	FA	
Llamara 66/23 kV	N/I	N/I	No modelada
Lomas Bayas 220/6.6 kV N°1	20	ONAN	No modelada
	26,7	ONAF1	
	33,3	ONAF2	
Lomas Bayas 220/6.6 kV N°2	20	ONAN	No modelada
	26,7	ONAF1	
	33,3	ONAF2	
Mantos Blancos 220/23 kV	34	OA	No modelada
	42	FA	
	50	FA	
Mantos Blancos 23/6.6 kV N°3	12	OA	No modelada
	16	FA	
	20	FA	
Mantos Blancos 23/6.6 kV N°4	12	OA	No modelada
	16	FA	
	20	FA	
Mantos de la Luna 110/23 kV	20	OA	No modelada
	25	FA	

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
Mejillones 110/13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Mejillones 110/13.8 kV Móvil	N/I	N/I	No modelada
Minsal 110/23 kV N°1	20	ONAN	Minsal_110_Minsal_023T12
Minsal 110/23 kV N°2	30	ONAN	Minsal_110_Minsal_023T22
Molycop 220/13.8 kV	20	ONAN	No modelada
	25	ONAF1	
	30	ONAF2	
Muelle 110/24 kV	N/I	N/I	No modelada
Norgener 220/13.8 kV-NT01	78,03	ONAN	No modelada
	117,06	ONAF	
	156,5	OFAF	
Norgener 220/13.8 kV-NT02	78,03	ONAN	No modelada
	117,06	ONAF	
	156,5	OFAF	
Pacífico 110/13.8 kV	25	ONAN	No modelada
	33	ONAF	
Palafitos 110/13.8 kV	25	ONAN	No modelada
	33	ONAF	
Planta Óxidos 220/13.8 kV N°1	50	ONAN	No modelada
	66,7	ONAF I	
	83,3	ONAF II	
Planta Óxidos 220/13.8 kV N°2	50	ONAN	No modelada
	66,7	ONAF I	
	83,3	ONAF II	
Pozo Almonte 23/13.8 kV	12	ONAN	No modelada
Pukará 66/13.8 kV N°1	16	ONAN	No modelada
	21	ONAF	
Pukará 66/13.8 kV N°2	16	ONAN	No modelada
	21	ONAF	
Quebrada Blanca 220/13.8 kV	20	OA	No modelada
	40	FA1	
	50	FA2	
Quiani 66/13.8 kV N°1	4,5	ONAN	No modelada
	5,5	ONAF	

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
Quiani 66/13.8 kV N°2	4,5	ONAN	No modelada
	5,5	ONAF	
Radomiro Tomic 220/23 kV N°1	100	-77	No modelada
Radomiro Tomic 220/23 kV N°2	100	-77	No modelada
Radomiro Tomic 220/23 kV N°3	100	-77	No modelada
Spence 220/23 kV N°1	90	OAFA	No modelada
Spence 220/23 kV N°2	90	OAFA	No modelada
Sur 110/13.8 kV	16	ONAN	No modelada
	21	ONAF	
Sur Viejo 66/23 kV	N/I	N/I	No modelada
Tamarugal 66/23 kV	8	OA	No modelada
	10	FA	
Tap Off Central Cavanca 13.2/4.16 kV	4	N/I	No modelada
Tap Off Central Cavanca 66/13.2 kV	4	N/I	No modelada
Tap Off Cerro Balcón 110/13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Cerro Chuño 66/13.8 kV	3	ONAN	No modelada
	3,75	ONAF	
Tap Off Chiza 110/ 13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Cuya 110/13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Desalant 110/6.6 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Dolores 110/23 kV	2	OA	No modelada
Tap Off Dolores 23/13.8 kV	0,3	OA	No modelada
Tap Off El Negro 110/23 kV	20	OA	No modelada
	25	FA	
	30	FA	
Tap Off El Águila 66/13.8 kV	2	ONAN	No modelada
Tap Off La Cruz 220/66 kV N°2	10	ONAN	No modelada
Tap Off La Negra 110/23 kV	16	OA	No modelada
	20	FA	

Transformador 2 enrollados	Capacidad Nominal CDEC - SING		Tramo PLP
	MVA	Refrigeración	
Tap Off Licancabur 110/3.45 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Llanos 220/66 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Mal Paso 110/13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Palestina 220/66 kV	30	ONAN	No modelada
Tap Off Pampa 110/66 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Vitor 110/13.8 kV	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Sairecabur 110/3.45 kV	N/I	N/I	No modelada
Uribe 110/23 kV	16	ONAN	No modelada
	21	ONAF	

**Tabla 66: Transformadores de 3 Enrollados Existentes<sup>117</sup>**

Transformador 3 enrollados	Capacidad Nominal						Tramo PLP
	[MVA]	AT Refrigeración	[MVA]	MT Refrigeración	[MVA]	BT Refrigeración	
Aguas Blancas 66/23/13.8 kV	10	ONAN	1,5	ONAN	8,5	ONAN	No modelada
	15	ONAF	2	ONAF	13	ONAF	
Andes 345/220/23 kV N°1	250	ONAN	250	ONAN	85	ONAN	Andes__345_Andes__220 T11
Andes 345/220/23 kV N°2	250	ONAN	250	ONAN	85	ONAN	
Andes 345/220/23 kV N°3	250	ONAN	250	ONAN	85	ONAN	
Arica 110/66/13.8 kV	20	ONAN	20	ONAN	5	ONAN	Arica__110_Arica__066T1 3
	25	ONAF1	25	ONAF1	6,25	ONAF1	
	30	ONAF2	30	ONAF2	7,5	ONAF2	
Capricornio 220/110/13.8 kV	60	OA	60	OA	15	OA	Caprico220_Caprico110T1 2
	100	FA	100	FA	20	FA	
Central Tarapacá 220/11.5/6.9 kV - TGTAR	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Central Tocopilla 115/5/11.5 kV- TG1	23	OA	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
	28	FA	23	OA	N/I	N/I	
	N/I	N/I	28	FA	5	OA	
	N/I	N/I	N/I	N/I	7	FA	
Central Tocopilla 115/5/11.5 kV- TG2	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Central Tocopilla- Autotrafo 220/110/13.8 kV N°1	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	Tocopil220_Tocopil110T1 1

<sup>117</sup> Fuente: Elaboración Propia



Transformador 3 enrollados	Capacidad Nominal						Tramo PLP
	[MVA]	AT Refrigeración	[MVA]	MT Refrigeración	[MVA]	BT Refrigeración	
Central Tocopilla- Autotrafo 220/110/13.8 kV N°2	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	
Chacaya 220/110/23 kV N° 3	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Chuquicamata 220/100/13.8 kV N°1	80	ONAN	80	ONAN	30	ONAN	Chuquic220_Chquic110T 12
	120	ONAF	120	ONAF	N/I	N/I	
Chuquicamata 220/100/13.8 kV N°2	80	ONAN	80	ONAN	N/I	N/I	
	120	ONAF	120	ONAF	30	ONAN	
Cóncores 220/115/13.8 kV	150	ONAN	150	ONAN	30	ONAN	Condore220_Condore110 T11
	195	ONAF	195	ONAF	39	ONAF	
El Loa 220/23/10 kV	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Escondida 220/13.8/6.9 kV N°1	40,3	OA	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
	53,8	FA	N/I	N/I	N/I	N/I	
	67,2	FA	N/I	N/I	N/I	N/I	
Escondida 220/13.8/6.9 kV N°2	40,3	OA	40,3	OA	N/I	N/I	No modelada
	53,8	FA	53,8	FA	N/I	N/I	
	67,2	FA	67,2	FA	N/I	N/I	
Escondida 220/13.8/6.9 kV N°3	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	
	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	
Escondida 220/13.8/6.9 kV N°4	45	OA	45	OA	N/I	N/I	No modelada
	60	FA	60	FA	N/I	N/I	
	75	FA	75	FA	N/I	N/I	
Escondida 220/69/6.9 kV N°5	30	OA	30	OA	N/I	N/I	No modelada
	40	FA	40	FA	N/I	N/I	
	50	FA	50	FA	N/I	N/I	
Escondida 220/69/6.9 kV N°6	30	OA	30	OA	N/I	N/I	No modelada
	40	FA	40	FA	N/I	N/I	
	50	FA	50	FA	N/I	N/I	

Transformador 3 enrollados	Capacidad Nominal						Tramo PLP
	[MVA]	AT Refrigeración	[MVA]	MT Refrigeración	[MVA]	BT Refrigeración	
Esmeralda 220/115/13.8 kV	150	ONAN	150	ONAN	30	ONAN	Esmeral220_Esmeral110T 11
	195	ONAF	195	ONAF	39	ONAF	
Lixiviación 69/13.8/13.8 kV N°1	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Lixiviación 69/13.8/13.8 kV N°2	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Mejillones 220/115/13.8 kV	80	ONAN	80	ONAN	20	ONAN	Mejillo220_Mejillo110T13
	100	ONAF	100	ONAF	25	ONAF	
Mejillones 23/13.2/2.5 kV	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Parinacota 220/69/13.8 kV	96	ONAN	96	ONAN	24	ONAN	Parinac220_Parinac066T1 1
	120	ONAF	120	ONAF	30	ONAF	
Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1	20	ONAN	20	ONAN	5	ONAN	PAlmont110_PAlmont066 T12
	25	ONAF1	25	ONAF1	6,25	ONAF1	
	30	ONAF2	30	ONAF2	7,5	ONAF2	
Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°2	80	OA	80	N/I	20	OA	PAlmont220_PAlmPMT11 0L11
	100	FA	100	FA	25	FA	
Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°5	80	ONAN	80	ONAN	20	ONAN	PAlmont220_PAlmo1_110 L12
	100	ONAF	100	ONAF	25	ONAF	
Salar 220/100/13.8 kV N°3	80	ONAN	80	ONAN	80	ONAN	Salar__220_Salar__110T1 2
	100	ONAF	100	ONAF	120	ONAF	
Sulfuros 220/69/13.8 kV N°1	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Sulfuros 220/69/13.8 kV N°2	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Barriles 220/110/13.2 kV	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	Barril_220_Barril_110T12

Transformador 3 enrollados	Capacidad Nominal						Tramo PLP
	[MVA]	AT Refrigeración	[MVA]	MT Refrigeración	[MVA]	BT Refrigeración	
Tap Off La Cruz 220/66/23 kV N°1	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Llanos 220/66/13.8 kV	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Nueva Victoria 220/66/23 kV	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	N/I	No modelada
Tap Off Oeste 220/110/12,2 kV	45	ONAN	45	ONAN	5	ONAN	Oeste__220_Oeste__110 T11
	55	ONAF	55	ONAF	N/I	N/I	
Zaldívar 220/66/23 kV N°1	67	ODAF	33,2	ODAF	50	ODAF	No modelada
Zaldívar 220/66/23 kV N°2	67	ODAF	33,2	ODAF	50	ODAF	No modelada
Zaldívar 220/66/23 kV N°3	67	ODAF	33,2	ODAF	50	ODAF	No modelada

## Anexo G. Costos Variables Centrales Simuladas

Tabla 67: Costos Variables Simulados (USD/MWh)<sup>118</sup>

Central	2014	2015	2016
ANGAMOS I	60,1	60,7	62,8
ANGAMOS II	60,1	60,7	62,8
CAVA	-	-	-
CC SALTA	0,4	0,4	0,4
CC1 GNL	74,5	80,3	86,0
CC1 GNL EG	74,5	80,3	86,0
CC1d	205,6	213,0	220,0
CC2 GNL	74,5	80,3	86,0
CC2 GNL EG	74,5	80,3	86,0
CHAP	-	-	-
CT ANDINA	51,0	51,5	53,3
CTM1	55,2	55,8	57,9
CTM2	53,3	53,9	55,9
CTM3 GNL	59,2	64,7	70,1
CTM3 GNL EG	59,2	64,7	70,1
CTM3d	234,1	242,6	250,7
CTTAR	64,9	65,6	68,1
CUMMINS	319,5	330,9	341,8
DEUTZ	351,1	363,6	375,6
DiPF_CalamaNorte	400,0	400,0	400,0
DiPF_CalamaOeste	400,0	400,0	400,0
DiPF_SierraGorda	400,0	400,0	400,0
FALLA	4.860,0	4.860,0	4.860,0
Geo Polloquere 01	2,0	2,0	2,0
GMAR	279,4	289,5	299,1
GxEol_CalamaNorte	7,7	7,7	7,7
GxEol_CalamaOeste	7,7	7,7	7,7
GxEol_SierraGorda	7,7	7,7	7,7
HORNITOS	53,3	53,8	55,7
INACAL	168,9	175,2	181,1

<sup>118</sup> Fuente: Elaboración Propia

Central	2014	2015	2016
M1AR	285,7	296,0	305,8
M2AR	284,8	295,1	304,9
MAIQ	223,9	232,0	239,7
MHAH	-	-	-
MHT2	-	-	-
MIIQ	281,6	291,7	301,4
MIMB	196,8	203,8	210,5
MSIQ	195,3	202,5	209,2
NORACID	-	-	-
NT01	45,4	45,9	47,6
NT02	44,9	45,4	47,1
SUIQ	303,6	314,6	325,1
TAMAYA	182,9	189,5	195,8
TARAPACA I	46,7	47,2	48,8
TG1	363,7	377,2	390,2
TG2	363,7	377,2	390,2
TG3 GNL	95,9	105,5	114,9
TG3d	287,2	297,8	308,0
TGIQ	344,7	357,5	369,7
TGTAR	367,1	380,8	393,8
U10	232,3	241,0	249,2
U11	232,3	241,0	249,2
U12	70,6	71,3	74,0
U13	67,6	68,3	70,9
U14	61,6	62,3	64,7
U15	59,4	60,1	62,3
U16 GNL	57,8	63,0	68,1
ZOFRI_1	300,4	311,5	322,0
ZOFRI_2	297,4	308,5	319,0
ZOFRI_3	254,9	263,6	271,8
Valle de los Vientos	7,7	7,7	7,7

## Anexo H. Holguras Sistema de Transmisión del SING sin Generación Eólica

En la *Tabla 68* se incluyen las holguras registradas en cada una de las instalaciones simuladas, incluyéndose en la *Tabla 69* las instalaciones consideradas en cada uno de los tramos.

**Tabla 68: Holguras Instalaciones Sistema de Transmisión<sup>119</sup>**

Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
A_Hosp110_CDragon110L11	11,3	11,4	13,4	15,3	15,5	15,9	15,9	98	34	82	18	16%	46%
Andes__220_NZaldiv220L11	123,9	64,6	67,5	72,1	60,7	64,7	123,9	740	305	616	181	17%	41%
Andes__220_Oeste__220L11	29,4	65,1	68,1	72,7	61,1	65,2	72,7	290	274	217	202	25%	26%
Andes__345_Andes__220T11	95,1	0	0	0	0	0	95,1	750	750	655	655	13%	13%
Angamos220_Labin220L11	351	395	383	395	395	395	395	1.080	1.080	685	685	37%	37%
Antofag013_Antofag110T11	7,1	8,9	10	11,8	11,3	12,5	12,5	30	30	18	18	42%	42%
Antofag110_Caprico110L12	18,9	19,7	21,3	22,3	23,2	25,9	25,9	137	91	111	66	19%	28%
Antofag110_Desalan110L12	18,4	20,8	22,5	23,5	25,1	26,5	26,5	122	91	95	65	22%	29%
Antofag110_LaNegra110L11	31	31,9	35,6	37,4	40,1	42,1	42,1	122	57	80	15	35%	74%
Arica__110_Arica__066T13	7,8	7,8	8	8,2	8,1	30	30	30	30	-	-	100%	100%
Arica__110_Dolores110L13	7,5	7,5	7,7	7,9	7,8	28,5	28,5	69	34	40	6	42%	83%
Barril__110_MdlLuna110L11	10,8	11,3	12,1	12,6	12,6	13,8	13,8	71	57	57	43	20%	24%
Barril__220_Barril__110T12	10,9	11,4	12,2	12,7	12,6	13,9	13,9	42	42	28	28	33%	33%
Barril__220_LaCruz__220L11	214,4	215	215,3	219,5	218,6	218,1	219,5	948	305	729	85	23%	72%
Caprico110_ElNegro110L11	27	28,3	30,7	31,6	33,3	36,4	36,4	137	114	101	78	27%	32%

<sup>119</sup> Fuente: Elaboración Propia

Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
Caprico220_Caprico110T12	46,3	48,3	52,4	54	56,9	62,4	62,4	100	100	38	38	62%	62%
Caprico220_MBlanco220L11	78,1	82,7	109,1	91	94,3	91,7	109,1	377	305	268	196	29%	36%
CAtacam220_Domeyko220L11	68,2	85,5	104,9	151,8	228,6	250,7	250,7	492	492	241	241	51%	51%
CAtacam220_Encuent220L12	58,5	56,2	45,4	79,2	194	198,4	198,4	386	386	188	188	51%	51%
CAtacam220_Encuent220L22	58,5	56,2	45,4	79,2	194	198,4	198,4	386	386	188	188	51%	51%
CAtacam220_Esmeral220L11	59	59	70,9	81,4	81,7	82,8	82,8	197	197	115	115	42%	42%
Cavanch066_PAlmont066L11	0	0	0	0,3	2,3	18,3	18,3	41	27	23	9	44%	67%
CBalcon110_PAlmont110L12	5,6	5,5	5,5	5,8	5,5	24,7	24,7	80	34	55	10	31%	72%
CD_Anto013_Antofag013L11	7,1	8,8	9,9	11,7	11,3	12,4	12,4	28	28	16	16	44%	44%
CD_Aric066_Arica__066L11	0	0	0	0	0	13,3	13,3	41	21	28	7	32%	65%
CD_Iqui066_Iquique066L11	0	0	0	0,7	5,4	33	33	48	41	15	8	69%	80%
Chacaya220_Caprico220L11	116,3	131,9	143,9	145,2	146,4	149,5	149,5	377	305	228	155	40%	49%
Chacaya220_Crucero220L11	140,4	161,4	174,4	185,2	218,5	221,7	221,7	328	305	106	83	68%	73%
Chacaya220_ElCobre220L11	156	193,5	229,2	233	240,3	239,5	240,3	701	701	461	461	34%	34%
Chacaya220_Mejillo220L12	192,1	239,8	251,5	250,4	237,2	250,2	251,5	377	366	126	114	67%	69%
Chapiqu066_El_Aguil66L12	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	39,1	39,1	48	21	9	- 19	81%	190%
Chuquic110_A_110__110L11	77,3	112	101,9	141,2	145,8	166,1	166,1	200	200	34	34	83%	83%
Chuquic110_KM6____110L12	76,1	94,5	97,6	92,2	89	98,6	98,6	100	100	1	1	99%	99%
Chuquic220_Chuchuic110T12	129,9	153	154,7	147,7	136,4	145,1	154,7	240	240	85	85	64%	64%
Collahu220_QBlanca220L11	3,5	4,6	5,6	6,1	6,1	6,7	6,7	197	57	191	50	3%	12%
Condore110_A_Hospi110L11	18	18,1	21,3	24,5	24,8	25,6	25,6	98	34	72	9	26%	75%
Condore110_Pacific110L11	13	13	14,8	16,6	16,8	17,2	17,2	98	34	80	17	18%	50%
Condore110_Palafit110L11	13,5	13,5	15,4	17,3	17,5	17,9	17,9	98	34	80	16	18%	52%

Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
Condore220_Condore110T11	44,5	44,6	51,7	58,5	59,2	60,8	60,8	195	195	134	134	31%	31%
Condore220_Parinac220L12	34,1	34,1	39,1	43,8	44,3	45,4	45,4	197	72	152	27	23%	63%
Crucero220_Chquic220L11	113,5	132,8	134,1	158	150,8	155,8	158	442	274	284	116	36%	58%
Crucero220_El_Abra220L11	85	89,1	95,6	98	100,6	110,5	110,5	457	183	347	72	24%	60%
Crucero220_Encuent220L11	51,9	119,4	159	180	273,5	312,9	312,9	385	305	72	- 8	81%	103%
Crucero220_Encuent220L12	51,9	119,4	159	180	273,5	312,9	312,9	385	305	72	- 8	81%	103%
Crucero220_Laberin220L12	95,2	97,7	100,2	126	161,2	161,1	161,2	293	293	132	132	55%	55%
Crucero220_Laberin220L22	97,5	100	102,6	129	165,1	165	165,1	377	305	212	140	44%	54%
Crucero220_Lagunas220L13	77,6	80,3	81,3	0	0	0	81,3	121	121	40	40	67%	67%
Crucero220_Lagunas220L23	0	0	86	103,8	115,2	174,2	174,2	183	183	9	9	95%	95%
Crucero220_NVictor220L12	77,2	80	85,7	104,4	115,6	88	115,6	189	189	73	73	61%	61%
Crucero220_RaTomic220L11	99,5	104	110,3	112	113,4	124,1	124,1	457	183	333	59	27%	68%
Crucero220_Salar__220L11	103,4	120,8	122	149,5	143,4	147,8	149,5	442	366	293	216	34%	41%
Desalan110_Pampa__110L12	26,5	30,7	32,6	34,7	35,8	38,3	38,3	122	91	84	53	31%	42%
Dolores110_CBalcon110L12	5,7	5,6	5,7	5,9	5,7	25,4	25,4	80	34	55	9	32%	74%
Domeyko220_Escondi220L11	30,5	35,1	59,5	91	121,9	129,3	129,3	246	246	116	116	53%	53%
Domeyko220_Sulfuro220L11	69,2	69,1	69,7	74,2	49,1	45,8	74,2	293	293	219	219	25%	25%
El_Aguil66_Arica__066L12	8	7,9	8,1	8,4	8,3	31,3	31,3	48	21	17	- 11	65%	152%
El_Loa_220_Crucero220L11	219,9	281,1	340,9	416,1	427,2	485,6	485,6	838	732	353	246	58%	66%
ElCobre220_Esperan220L11	27,6	31,9	71,2	306,1	358,2	358,2	358,2	358	358	- 0	- 0	100%	100%
ElCobre220_Gaby__220L11	48,2	50,4	55,2	58,5	58,6	63,8	63,8	328	73	264	9	19%	87%
ElNegro110_AlNorte110L11	24,5	25,7	27,9	28,9	30,5	33,2	33,2	137	114	104	81	24%	29%
ElTesor220_Esperan220L11	0	0	0	0	0	0	0	293	85	293	85	0%	0%



Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
Encuent220_Collahu220L12	88,9	90,9	0	0	0	0	90,9	133	133	42	42	68%	68%
Encuent220_Collahu220L1E	0	71	81,9	98,7	114,6	104,2	114,6	170	170	55	55	67%	67%
Encuent220_Collahu220L2E	0	71	81,9	98,7	114,6	104,2	114,6	170	170	55	55	67%	67%
Encuent220_ElTesor220L11	33,7	35,3	37,7	38,4	38,4	42,6	42,6	125	125	82	82	34%	34%
Encuent220_Spence_220L12	68,1	74,6	89	107,6	318,2	318,2	318,2	318	229	-	- 90	100%	139%
Esmeral110_Centro_110L12	35,7	35,8	43	49,3	49,5	50,1	50,1	90	67	40	17	56%	75%
Esmeral110_LPortad110L11	13	13	15,6	17,8	17,9	18,1	18,1	90	34	72	16	20%	53%
Esmeral110_Sur____110L11	9,9	9,9	11,9	13,6	13,6	13,8	13,8	90	34	76	20	15%	40%
Esmeral110_Urbe__110L11	0	0	0	0	0	0	0	90	69	90	69	0%	0%
Esmeral220_Esmeral110T11	58,7	58,8	70,5	80,8	81,2	82,2	82,2	195	195	113	113	42%	42%
Iquique066_Cavanch066L11	0	0	0	0,3	2,4	18,9	18,9	41	27	22	9	46%	69%
Iquique066_PAlmont066L11	0	0	0	0,4	3	23,8	23,8	56	46	32	22	42%	52%
Laberin220_ElCobre220L11	98,9	133,9	174,2	137,4	183,7	189,7	189,7	328	229	138	39	58%	83%
Laberin220_LoBayas220L12	33,5	35	37,4	39,5	41,2	45,4	45,4	290	38	245	- 7	16%	119%
Laberin220_MBlanco220L11	52,5	74,7	102,3	89,9	93,2	90,6	102,3	290	290	188	188	35%	35%
Laberin220_NZaldiv220L13	97,3	131	136,3	137,5	127,9	137,3	137,5	293	293	156	156	47%	47%
Laberin220_NZaldiv220L23	99,9	134,5	139,9	141,2	131,3	140,9	141,2	377	377	236	236	37%	37%
LaCruz_220_Crucero220L11	211,7	210,5	210,2	210,4	210,1	209,2	211,7	948	305	736	93	22%	69%
Lagunas220_Collahu220L12	82,6	96,9	87	95,9	117,5	197,7	197,7	218	218	20	20	91%	91%
Lagunas220_Lagunas023T11	5	6,4	6,9	7,4	7,4	8,1	8,1	24	24	16	16	34%	34%
Lagunas220_PAlmont220L11	53,5	68,7	75,9	79,1	80,9	73,5	80,9	328	183	247	102	25%	44%
LaNegra110_AINorte110L11	19,4	19,3	20,8	21	21,9	24,1	24,1	122	57	98	33	20%	42%
Mejillo110_Enaex__110L11	5,8	6	6,4	6,6	6,6	7,2	7,2	183	183	176	176	4%	4%

Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
Mejillo110_Lince__110L11	0	0	0	0	0	0	0	48	29	48	29	0%	0%
Mejillo220_Mejillo110T13	59,9	66	69,9	71,5	73	78,8	78,8	100	100	21	21	79%	79%
Mejillo220_Ohiggin220L13	133,2	171,5	187,2	193,1	182,3	192,9	193,1	246	183	53	- 10	79%	106%
Minsal_110_Minsal_023T12	7,9	10,2	12,1	12,9	15,8	17,3	17,3	20	20	3	3	87%	87%
Minsal_110_Minsal_023T22	11,9	15,3	18,1	19,3	23,8	26	26	30	30	4	4	87%	87%
Norgene220_Barril_220L11	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	948	305	724	81	24%	74%
NVictor220_Lagunas220L12	71,8	73,5	77,4	85	95,9	67,6	95,9	189	183	93	87	51%	52%
NZaldiv220_Escondi220L12	90,6	93,1	96,7	97,4	91,1	97,8	97,8	293	293	195	195	33%	33%
NZaldiv220_Sulfuro220L11	79	82,4	97,1	99,1	77,2	75,3	99,1	293	293	194	194	34%	34%
NZaldiv220_Zaldiva220L12	152,1	157,4	166,1	165,7	153,7	166,1	166,1	330	330	164	164	50%	50%
Oeste__110_Minsal_110L11	19,9	25,8	30,5	32,6	40,2	44	44	50	29	6	- 15	88%	154%
Oeste__220_Laberin220L11	49,9	92	97,1	98,3	91,7	98,8	98,8	290	274	191	176	34%	36%
Oeste__220_Oeste__110T11	20	26	30,8	32,9	40,7	44,6	44,6	55	55	10	10	81%	81%
Ohiggin220_Palesti220L12	117,2	165,4	167,9	170,3	160,3	163,7	170,3	246	183	75	13	69%	93%
Palesti220_Domeyko220L12	98,8	144,3	145,8	147,3	135,8	137,6	147,3	246	183	98	36	60%	81%
PAImo1_110_CColora110L11	38,1	46,3	50,2	52,5	54,2	59,4	59,4	164	57	105	- 2	36%	104%
PAImont066_Tamarug066L12	6,8	7	7,4	8	8,3	8,6	8,6	41	9	33	1	21%	94%
PAImont110_PAImont066T12	20,8	27,9	29,4	30	30	30	30	30	30	-	-	100%	100%
PAImont220_PAImo1_110L12	38,6	46,9	50,9	53,3	54,9	60,4	60,4	100	100	40	40	60%	60%
PAImont220_PAImPMT110L11	15,4	22,7	24,3	26,3	27	25,4	27	100	100	73	73	27%	27%
PAImPMT110_PAImont110L11	15,4	22,6	24,3	26,3	27	25,3	27	100	100	73	73	27%	27%
PAImPMT110_PAImont138L11	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	0%	0%
Pampa__110_Mejillo110L12	29,7	34,5	36,6	38,6	39,5	42,3	42,3	122	91	80	49	35%	46%

Instalación	Flujo máximo año (MW)							Capacidad Nominal (MW)		MW Holgura respecto de capacidad		% de carga máximo respecto de capacidad	
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Período	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING	Térmica	CDEC-SING
Parinac066_Chincho066L11	13,4	13,4	15,3	17,2	17,4	17,8	17,8	59	21	41	3	30%	85%
Parinac066_Pukara_066L11	14,7	14,7	16,9	18,9	19,1	19,6	19,6	46	42	26	22	43%	47%
Parinac066_Quiani_066L11	5,5	5,5	6,3	7	7,1	7,3	7,3	59	13	51	5	12%	58%
Parinac220_Parinac066T11	33,6	33,7	38,5	43,2	43,7	44,7	44,7	120	120	75	75	37%	37%
Salar__110_Calama_110L12	31,7	33	40,2	47,3	47,8	48,3	48,3	175	55	127	7	28%	88%
Salar__110_KM6____110L13	76,3	94,8	97,9	92,4	89,2	98,8	98,8	124	124	25	25	80%	80%
Salar__220_Chiquic220L11	17,1	20,9	21,4	29,2	29,1	30,5	30,5	442	274	412	244	7%	11%
Salar__220_Salar__110T12	85,7	99,1	100	91,1	83,1	87,8	100	100	100	-	-	100%	100%
Salta__345_Andes__345L11	96,3	0	0	0	0	0	96,3	777	717	681	621	12%	13%
Tamaya_110_A_110__110L11	26,5	38,6	35,1	48,8	50,5	57,8	57,8	145	145	87	87	40%	40%
Tamaya_110_Salar__110L11	24,7	37,3	33	48,3	50,3	57,4	57,4	145	145	87	87	40%	40%
Tarapac220_Condore220L12	79,5	79,6	91,9	103,7	105	107,6	107,6	197	152	90	45	55%	71%
Tarapac220_Lagunas220L12	14,4	39,3	45,4	54,4	54,5	115,8	115,8	254	152	138	37	46%	76%
Tarapac220_Lagunas220L22	14,4	39,3	45,4	54,4	54,5	115,8	115,8	254	152	138	37	46%	76%
Tocopil110_A_110__110L11	52,8	77,1	69,9	97,6	101	115,6	115,6	173	173	58	58	67%	67%
Tocopil110_Tamaya_110L11	52,8	78,4	70,3	100,5	104,6	120,4	120,4	187	183	66	63	64%	66%
Tocopil110_Tocopil005T11	4,5	4,6	5,1	5,9	6	6,3	6,3	30	30	24	24	21%	21%
Tocopil220_El_Loa_220L11	242,7	312,1	388	466,1	512,9	570,8	570,8	838	732	268	161	68%	78%
Tocopil220_Tocopil110T11	110,7	131,7	147,4	155,4	118,2	119,6	155,4	200	200	45	45	78%	78%
Zaldiva220_Escondi220L11	92,1	94,6	98,2	98,9	92,6	99,4	99,4	293	293	194	194	34%	34%

**Tabla 69: Equivalencia Instalaciones PLP con Nomenclatura CDEC -SING<sup>120</sup>**

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
A_Hospi110_CDragon110L11	Línea 110 kV Cóndores - Cerro Dragón: Tap Off Alto Hospicio - Cerro Dragón
Andes__220_NZaldiv220L11	Línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar.Circuito N°1
	Línea 220 kV Andes - Nueva Zaldívar.Circuito N°2
Andes__220_Oeste__220L11	Línea 220 kV Andes - Laberinto: Andes - Tap Off Oeste
Andes__345_Andes__220T11	Andes 345/220/23 kV
Angamos220_Laberin220L11	Línea 220 kV Angamos - Laberinto. Circuito N°1
	Línea 220 kV Angamos - Laberinto. Circuito N°2
Antofag013_Antofag110T11	Antofagasta 110/13.8 kV N°1
Antofag110_Caprico110L12	Línea 110 kV Capricornio - Antofagasta
Antofag110_Desalan110L12	Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Antofagasta - Tap Off Desalant
Antofag110_LaNegra110L11	Línea 110 kV Antofagasta - Alto Norte: Antofagasta - Tap Off La Negra
Arica__110_Arica__066T13	Arica 110/66/13.8 kV
Arica__110_Dolores110L13	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Arica - Tap Off Mal Paso
	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Chiza - Tap Off Dolores
	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Cuya - Tap Off Chiza
	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Mal Paso - Tap Off Vitor
	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Vitor - Tap Off Cuya
Barril_110_MdlLuna110L11	Línea 110 kV Tap Off Barriles - Mantos de la Luna
Barril_220_Barril_110T12	Tap Off Barriles 220/110/13.2 kV

<sup>120</sup> Fuente: Elaboración Propia

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
Barril_220_LaCruz_220L11	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz
	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Tap Off Barriles - Tap Off La Cruz
Caprico110_ElNegro110L11	Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte: Capricornio - Tap Off El Negro
Caprico220_Caprico110T12	Capricornio 220/110/13.8 kV
Caprico220_MBlanco220L11	Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos: Capricornio - Mantos Blancos
CAAtacam220_Domeyko220L11	Línea 220 kV Atacama - Domeyko.Circuito N°1
	Línea 220 kV Atacama - Domeyko.Circuito N°2
CAAtacam220_Encuent220L12	Línea 220 kV Atacama - Encuentro.Circuito N°1
CAAtacam220_Encuent220L22	Línea 220 kV Atacama - Encuentro.Circuito N°2
CAAtacam220_Esmeral220L11	Línea 220 kV Atacama - Esmeralda
Cavanch066_PAlmont066L11	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1
CBalcon110_PAlmont110L12	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Cerro Balcón - Pozo Almonte
CD_Anto013_Antofag013L11	Línea 13.8 kV Central Diesel Antofagasta - Antofagasta.Circuito N°1
	Línea 13.8 kV Central Diesel Antofagasta - Antofagasta.Circuito N°2
CD_Aric066_Arica__066L11	Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica: Central Diesel Arica - Tap Off Quiani
	Línea 66 kV Central Diesel Arica - Arica: Tap Off Quiani - Arica
CD_Iqui066_Iquique066L11	Línea 66 kV Central Diesel Iquique - Iquique
Chacaya220_Caprico220L11	Línea 220 kV Chacaya - Mantos Blancos: Chacaya - Capricornio
Chacaya220_Crucero220L11	Línea 220 kV Chacaya - Crucero
Chacaya220_ElCobre220L11	Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°1
	Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. Circuito N°2
Chacaya220_Mejillo220L12	Línea 220 kV Chacaya - Mejillones

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
Chapiqu066_El_Aguil66L12	Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Central Chapiquiña - Tap Off El Águila
Chuquic110_A_110__110L11	Línea 100 kV Chuquicamata - A.Circuito N°1
	Línea 100 kV Chuquicamata - A.Circuito N°2
Chuquic110_KM6____110L12	Línea 100 kV Chuquicamata - KM6
Chuquic220_Chquic110T12	Chuquicamata 220/100/13.8 kV
Collahu220_QBlanca220L11	Línea 220 kV Collahuasi - Quebrada Blanca
Condore110_A_Hospi110L11	Línea 110 kV Cóndores - Cerro Dragón: Cóndores - Tap Off Alto Hospicio
	Línea 110 kV Tap Off Alto Hospicio - Alto Hospicio
Condore110_Pacific110L11	Línea 110 kV Cóndores - Pacífico: Cóndores - Est. N°39
	Línea 110 kV Cóndores - Pacífico: Est. N°39 - Pacífico
Condore110_Palafit110L11	Línea 110 kV Cóndores - Palafitos
Condore220_Condore110T11	Cóndores 220/115/13.8 kV
Condore220_Parinac220L12	Línea 220 kV Cóndores - Parinacota
Crucero220_Chquic220L11	Línea 220 kV Crucero - Chuquicamata. Circuito N° 7B
Crucero220_El_Abra220L11	Línea 220 kV Crucero - El Abra
Crucero220_Encuent220L11	Línea 220 kV Crucero - Encuentro.Circuito N°1
Crucero220_Encuent220L12	Línea 220 kV Crucero - Encuentro.Circuito N°2
Crucero220_Labin220L12	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°1
Crucero220_Labin220L22	Línea 220 kV Crucero - Laberinto. Circuito N°2
Crucero220_Lagunas220L13	Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°2
Crucero220_NVictor220L12	Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1: Crucero - Tap Off Nueva Victoria
Crucero220_RaTomic220L11	Línea 220 kV Crucero - Radomiro Tomic
Crucero220_Salar__220L11	Línea 220 kV Crucero - Salar: Crucero - Est. N°340

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
	Línea 220 kV Crucero - Salar: Est. N°340 - Salar
Desalan110_Pampa__110L12	Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Tap Off Desalant - Tap Off Pampa
Dolores110_CBalcon110L12	Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte: Tap Off Dolores - Tap Off Cerro Balcón
Domeyko220_Escondi220L11	Línea 220 kV Domeyko - Escondida
Domeyko220_Sulfuro220L11	Línea 220 kV Domeyko - Sulfuros
El_Aguil66_Arica__066L12	Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Tap Off El Águila - Tap Off Cerro Chuño
	Línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica: Tap Off Cerro Chuño - Arica
El_Loa_220_Crucero220L11	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°6A: Tap Off El Loa - Crucero
	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°7A: Tap Off El Loa - Crucero
ElCobre220_Esperan220L11	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°1
	Línea 220 kV El Cobre - Esperanza. Circuito N°2
ElCobre220_Gaby__220L11	Línea 220 kV El Cobre - Gaby
ElNegro110_AlNorte110L11	Línea 110 kV Capricornio - Alto Norte: Tap Off El Negro - Alto Norte
ElTesor220_Esperan220L11	Línea 220 kV El Tesoro - Esperanza
Encuent220_Collahu220L12	Línea 220 kV Encuentro - Collahuasi
Encuent220_Collahu220L1E	
Encuent220_Collahu220L2E	
Encuent220_ElTesor220L11	Línea 220 kV Encuentro - El Tesoro
Encuent220_ElTesor220L22	
Encuent220_Spence_220L12	Línea 220 kV Encuentro - Spence
Esmeral110_Centro_110L12	Línea 110 kV Esmeralda - Centro

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
Esmeral110_LPortad110L11	Línea 110 kV Esmeralda - La Portada
Esmeral110_Sur___110L11	Línea 110 kV Esmeralda - Sur
Esmeral110_Uribe___110L11	Línea 110 kV Esmeralda - Uribe
Esmeral220_Esmeral110T11	Esmeralda 220/115/13.8 kV
Iquique066_Cavanch066L11	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1
Iquique066_PAlmont066L11	Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte.Circuito N°2
Laberin220_ElCobre220L11	Línea 220 kV Laberinto - El Cobre
Laberin220_LoBayas220L12	Línea 220 kV Laberinto - Lomas Bayas
Laberin220_MBlanco220L11	Línea 220 kV Laberinto - Mantos Blancos
Laberin220_NZaldiv220L13	Línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°1
Laberin220_NZaldiv220L23	Línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar. Circuito N°2
LaCruz_220_Crucero220L11	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Tap Off La Cruz - Crucero
	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Tap Off La Cruz - Crucero
Lagunas220_Collahu220L12	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi.Circuito N°1
	Línea 220 kV Lagunas - Collahuasi.Circuito N°2
Lagunas220_Lagunas023T11	Lagunas 220/23 kV
Lagunas220_PAlmont220L11	Línea 220 kV Lagunas - Pozo Almonte
LaNegra110_AlNorte110L11	Línea 110 kV Antofagasta - Alto Norte: Tap Off La Negra - Alto Norte
Mejillo110_Enaex___110L11	Línea 110 kV Mejillones - Enaex
Mejillo110_Lince___110L11	Línea 110 kV Mejillones - El Lince
Mejillo220_Mejillo110T13	Mejillones 220/115/13.8 kV
Mejillo220_Ohiggin220L13	Línea 220 kV Mejillones - O'Higgins
Minsal_110_Minsal_023T12	Minsal 110/23 kV N°1
Minsal_110_Minsal_023T22	Minsal 110/23 kV N°2



Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
Norgene220_Barril_220L11	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°1: Norgener - Tap Off Barriles
	Línea 220 kV Norgener - Crucero.Circuito N°2: Norgener - Tap Off Barriles
NVictor220_Lagunas220L12	Línea 220 kV Crucero - Lagunas N°1: Tap Off Nueva Victoria - Lagunas
NZaldiv220_Escondi220L12	Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Escondida
NZaldiv220_Sulfuro220L11	Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Sulfuros
NZaldiv220_Zaldiva220L12	Línea 220 kV Nueva Zaldívar - Zaldívar
Oeste__110_Minsal_110L11	Línea 110 kV Tap Off Oeste - Minsal
Oeste__220_Laberin220L11	Línea 220 kV Andes - Laberinto: Tap Off Oeste - Laberinto
Oeste__220_Oeste__110T11	Tap Off Oeste 220/110/12,2 kV
Ohiggin220_Palesti220L12	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: O'Higgins - Tap Off Estación de bombeo N°2
	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°2 - Tap Off Llanos
	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Llanos - Tap Off Palestina
Palesti220_Domeyko220L12	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Palestina - Tap Off Estación de bombeo N°3
	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°3 - Tap Off Estación de bombeo N°4
	Línea 220 kV O'Higgins - Domeyko: Tap Off Estación de bombeo N°4- Domeyko
PAlmo1_110_CColora110L11	Línea 110 kV Pozo Almonte - Cerro Colorado
PAlmont066_Tamarug066L12	Línea 66 kV Pozo Almonte - Tamarugal
PAlmont110_PAlmont066T12	Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
PAlmont220_PAlmo1_110L12	Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°5
PAlmont220_PAlmPMT110L11	Pozo Almonte 220/115/13.8 kV N°2
PAlmPMT110_PAlmont110L11	
PAlmPMT110_PAlmont138L11	Pozo Almonte 110/66/13.8 kV N°1
Pampa__110_Mejillo110L12	Línea 110 kV Mejillones - Antofagasta: Tap Off Pampa - Mejillones
Parinac066_Chincho066L11	Línea 66 kV Parinacota - Chinchorro
Parinac066_Pukara_066L11	Línea 66 kV Parinacota - Pukará: Est N°5 - Pukará
	Línea 66 kV Parinacota - Pukará: Parinacota - Est N°5
Parinac066_Quiani_066L11	Línea 66 kV Parinacota - Quiani: Est. N°6 - Quiani
	Línea 66 kV Parinacota - Quiani: Parinacota - Est. N°6
Parinac220_Parinac066T11	Parinacota 220/69/13.8 kV
Salar__110_Calama_110L12	Línea 110 kV Salar - Calama (nueva)
Salar__110_KM6____110L13	Línea 100 kV Salar - km6.Circuito N°1
	Línea 100 kV Salar - km6.Circuito N°2
Salar__220_Chiquic220L11	Línea 220 kV Salar - Chuquicamata: Est. N°340 - Chuquicamata
	Línea 220 kV Salar - Chuquicamata: Salar - Est. N°340
Salar__220_Salar__110T12	Salar 220/100/13.8 kV N°3
Salta__345_Andes__345L11	Línea 345 kV Central Salta - Andes
Tamaya_110_A_110__110L11	Línea 110 kV Central Diesel Tamaya - A
Tamaya_110_Salar__110L11	Línea 110 kV Central Diesel Tamaya - Salar
Tarapac220_Condore220L12	Línea 220 kV Tarapacá - Cóncores
Tarapac220_Lagunas220L12	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas.Circuito N°1
Tarapac220_Lagunas220L22	Línea 220 kV Tarapacá - Lagunas.Circuito N°2
Tocopil110_A_110__110L11	Línea 110 kV Central Tocopilla - A.Circuito N°1

Nombre tramo PLP	Línea CDEC-SING
	Línea 110 kV Central Tocopilla - A.Circuito N°2
Tocopil110_Tamaya_110L11	Línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya.Circuito N°3
	Línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya.Circuito N°4
Tocopil110_Tocopil005T11	Central Tocopilla 110/5 kV N°141
Tocopil220_El_Loa_220L11	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°6A: Central Tocopilla - Tap Off El Loa
	Línea 220 kV Central Tocopilla - Crucero.Circuito N°7A: Central Tocopilla - Tap Off El Loa
Tocopil220_Tocopil110T11	Central Tocopilla-Autotrafo 220/110/13.8 kV
Zaldiva220_Escondi220L11	Línea 220 kV Zaldivar - Escondida

## Anexo I. Escenarios de Penetración Eólica Analizados con Módulos de 100 MW

Tabla 70: Escenarios considerados con Módulos de Inyección Eólica de 100 MW<sup>121</sup>

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
1	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	100
2	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	200
3	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	100
4	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	100
5	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	300
6	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	100
7	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	100
8	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	200
9	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	200
10	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	100
11	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	400
12	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	100	100
13	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	400	100
14	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	300
15	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	200
16	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	300	100
17	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	200
18	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	300
19	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	200	100
20	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	200
21	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	500
22	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	500	100	100
23	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	500	100
24	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	400
25	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	100	200
26	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	400	100
27	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	400	200
28	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	400

<sup>121</sup> Fuente: Elaboración Propia

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
29	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	200	100
30	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	300
31	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	300
32	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	300	100
33	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	300
34	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	300	200
35	Salar 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	200	200
36	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	100
37	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	200
38	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	100
39	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	100
40	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	300
41	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	100
42	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	100
43	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	200
44	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	200
45	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	100
46	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	400
47	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	400	100	100
48	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	400	100
49	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	300
50	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	200
51	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	300	100
52	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	200
53	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	300
54	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	200	100
55	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	200
56	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	500
57	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	500	100	100
58	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	500	100
59	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	400
60	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	400	100	200
61	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	400	100
62	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	400	200
63	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
64	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	400	200	100
65	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	300
66	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	300
67	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	300	100
68	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	300
69	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	200	300	200
70	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	300	200	200
71	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	100
72	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	200
73	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	100
74	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	100
75	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	300
76	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	100
77	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	100
78	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	200
79	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	200
80	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	100
81	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	400
82	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	100	100
83	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	400	100
84	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	300
85	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	200
86	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	300	100
87	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	200
88	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	300
89	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	200	100
90	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	200
91	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	500
92	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	500	100	100
93	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	500	100
94	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	400
95	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	100	200
96	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	400	100
97	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	400	200
98	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
99	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	200	100
100	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	300
101	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	300
102	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	300	100
103	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	300
104	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	300	200
105	Salar 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	200	200
106	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	100
107	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	200
108	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	100
109	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	100
110	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	300
111	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	100
112	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	100
113	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	200
114	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	200
115	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	100
116	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	400
117	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	100	100
118	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	400	100
119	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	300
120	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	200
121	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	300	100
122	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	200
123	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	300
124	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	200	100
125	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	200
126	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	500
127	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	500	100	100
128	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	500	100
129	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	400
130	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	100	200
131	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	400	100
132	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	400	200
133	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
134	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	200	100
135	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	300
136	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	300
137	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	300	100
138	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	300
139	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	300	200
140	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	200	200
141	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	100
142	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	200
143	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	100
144	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	100
145	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	300
146	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	100
147	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	100
148	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	200
149	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	200
150	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	100
151	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	400
152	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	100	100
153	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	400	100
154	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	300
155	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	200
156	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	300	100
157	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	200
158	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	300
159	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	200	100
160	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	200
161	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	100	500
162	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	500	100	100
163	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	500	100
164	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	200	400
165	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	100	200
166	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	400	100
167	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	400	200
168	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	100	400



Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
169	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	400	200	100
170	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	100	300	300
171	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	100	300
172	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	300	100
173	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	200	300
174	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	200	300	200
175	Chuquicamata 220	Crucero 220	Esperanza 220	300	200	200
176	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	100
177	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	200
178	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	100
179	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	100
180	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	300
181	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	100
182	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	100
183	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	200
184	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	200
185	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	100
186	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	400
187	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	400	100	100
188	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	400	100
189	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	300
190	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	200
191	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	300	100
192	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	200
193	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	300
194	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	200	100
195	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	200
196	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	500
197	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	500	100	100
198	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	500	100
199	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	200	400
200	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	400	100	200
201	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	400	100
202	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	400	200
203	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
204	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	400	200	100
205	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	300	300
206	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	100	300
207	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	300	100
208	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	200	300
209	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	200	300	200
210	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	300	200	200
211	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	100
212	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	200
213	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	100
214	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	100
215	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	300
216	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	100
217	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	100
218	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	200
219	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	200
220	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	100
221	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	400
222	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	100	100
223	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	400	100
224	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	300
225	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	200
226	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	300	100
227	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	200
228	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	300
229	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	200	100
230	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	200
231	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	100	500
232	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	500	100	100
233	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	500	100
234	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	200	400
235	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	100	200
236	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	400	100
237	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	400	200
238	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
239	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	400	200	100
240	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	100	300	300
241	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	100	300
242	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	300	100
243	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	200	300
244	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	200	300	200
245	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Esperanza 220	300	200	200
246	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	100
247	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	200
248	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	100
249	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	100
250	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	300
251	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	100
252	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	100
253	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	200
254	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	200
255	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	100
256	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	400
257	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	100	100
258	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	400	100
259	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	300
260	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	200
261	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	300	100
262	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	200
263	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	300
264	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	200	100
265	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	200
266	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	500
267	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	500	100	100
268	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	500	100
269	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	400
270	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	100	200
271	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	400	100
272	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	400	200
273	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	100	400

Caso	Punto Conexión			Potencia conectada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
274	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	400	200	100
275	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	300	300
276	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	100	300
277	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	300	100
278	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	200	300
279	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	200	300	200
280	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	300	200	200

## Anexo J. Escenarios de Penetración Eólica analizados con módulos de 50 MW

Tabla 71: Escenarios Seleccionados con módulos de 50 MW<sup>122</sup>

Caso	Punto Conexión			Capacidad Instalada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
300	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	550
301	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550
302	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	550
303	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	500
304	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	500
305	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	500
306	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	500
307	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	50	500
308	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	450
309	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	50	450
310	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	450
311	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	450
312	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	100	450
313	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	450
314	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	150	450
315	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	450
316	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	550
317	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	550
318	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	550
319	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	500
320	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	500
321	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	500
322	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	500
323	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	50	500
324	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	100	450
325	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	50	450
326	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	50	450
327	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	450
328	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	100	450
329	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	50	450

<sup>122</sup> Fuente: Elaboración Propia

Caso	Punto Conexión			Capacidad Instalada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
330	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	150	450
331	Chuquicamata 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	100	450
332	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	550
333	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	550
334	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	550
335	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	500
336	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	500
337	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	500
338	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	150	500
339	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	150	50	500
340	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	450
341	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	150	50	450
342	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	450
343	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	150	450
344	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	150	100	450
345	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	450
346	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	100	150	450
347	Salar 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	450
348	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	550
349	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	550
350	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	550
351	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	500
352	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	500
353	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	500
354	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	150	500
355	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	150	50	500
356	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	100	450
357	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	150	50	450
358	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	50	450
359	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	150	450
360	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	150	100	450
361	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	50	450
362	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	100	150	450
363	Chuquicamata 220	Crucero 220	Spence 220	50	100	450
364	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	350

Caso	Punto Conexión			Capacidad Instalada (MW)		
	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
365	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	400
366	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	200	350
367	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	150	350
368	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	150	450
369	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	150	400
370	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	200	400
371	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	200	350
372	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	250	350
373	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	150	350
374	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	150	450
375	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	200	450
376	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	150	400
377	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	50	250	400
378	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	100	250	350
379	Salar 220	Chuquicamata 220	Spence 220	150	200	350

## Anexo K. Refuerzos Requeridos Escenarios de Penetración Eólica en Bloques de 100 MW

**Tabla 72: Fecha de Puesta en Servicio Refuerzos Instalaciones Adicionales<sup>123</sup>**

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
1	Feb-15	Ago-14	Dic-14		Ene-14	May-16	May-15
2	Feb-15	Ago-14	Dic-14		Ene-14	May-16	May-15
3	Feb-15	Ago-14	Dic-14		Ene-14	May-16	May-15
4	Feb-15	Ago-14	Dic-14		Ene-14	May-16	May-15
5	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
6	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
7	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
8	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
9	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
10	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
11	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
12	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
13	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
14	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
15	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
16	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
17	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
18	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
19	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
20	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
21	Feb-15	Ago-14	Dic-16	Ene-14	Ene-14	May-16	May-15
22	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
23	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
24	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
25	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
26	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
27	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
28	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
29	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15

<sup>123</sup> Fuente: Elaboración Propia



Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
30	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
31	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
32	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
33	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
34	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
35	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
36	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
37	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
38	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
39	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
40	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
41	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
42	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
43	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
44	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
45	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
46	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
47	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
48	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
49	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
50	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
51	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
52	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
53	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
54	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
55	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
56	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
57	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
58	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
59	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
60	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
61	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
62	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
63	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
64	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
65	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
66	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
67	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
68	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
69	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
70	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
71	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
72	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
73	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
74	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
75	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
76	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
77	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
78	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
79	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
80	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
81	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
82	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
83	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
84	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
85	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
86	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
87	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
88	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
89	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
90	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
91	Feb-15	Ago-14	Dic-16	Ene-14	Ene-14	May-16	May-15
92	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
93	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
94	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
95	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
96	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
97	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
98	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
99	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
100	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
101	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
102	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
103	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
104	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
105	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
106	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
107	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
108	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
109	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
110	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
111	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
112	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
113	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
114	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
115	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
116	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
117	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
118	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
119	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
120	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
121	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
122	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
123	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
124	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
125	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
126	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
127	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
128	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
129	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
130	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
131	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
132	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
133	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
134	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
135	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
136	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
137	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
138	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
139	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
140	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
141	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
142	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
143	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
144	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
145	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
146	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
147	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
148	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
149	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
150	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
151	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
152	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
153	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
154	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
155	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
156	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
157	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
158	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
159	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
160	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
161	Feb-15	Ago-14	Dic-16	Ene-14	Ene-14	May-16	May-15
162	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
163	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
164	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
165	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
166	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
167	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
168	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
169	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
170	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
171	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
172	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
173	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
174	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
175	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
176	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
177	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
178	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
179	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
180	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
181	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
182	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
183	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
184	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
185	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
186	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
187	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
188	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
189	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
190	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
191	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
192	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
193	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
194	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
195	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
196	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
197	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
198	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
199	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
200	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
201	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
202	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
203	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
204	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
205	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
206	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
207	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
208	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
209	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
210	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
211	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
212	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
213	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
214	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
215	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
216	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
217	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
218	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
219	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
220	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
221	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
222	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
223	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
224	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
225	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
226	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
227	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
228	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
229	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
230	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
231	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
232	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
233	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
234	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
235	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
236	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
237	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
238	Feb-15	Ago-14	Dic-16		Ene-14	May-16	May-15
239	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
240	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
241	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
242	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
243	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
244	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
245	Feb-15	Ago-14	Dic-15		Ene-14	May-16	May-15
246	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
247	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
248	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
249	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
250	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
251	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
252	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
253	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
254	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
255	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
256	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
257	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
258	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
259	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
260	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
261	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
262	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
263	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
264	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
265	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
266	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
267	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15

Caso	Encuentro - Spence 220 kV	Crucero - Lagunas 220 kV	El Cobre - Esperanza 220 kV	Laberinto - El Cobre 220 kV	Crucero - Encuentro 220 kV	Arica 110/66 kV	Pozo Almonte 110/66 kV
268	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
269	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
270	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
271	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
272	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
273	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
274	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
275	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
276	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
277	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
278	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
279	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15
280	Ene-16	Ago-14	Dic-15		Ene-15	May-16	May-15



**Tabla 73: Fecha de Puesta en Servicio Refuerzos TTCC y Protecciones<sup>124</sup>**

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
1	Jul-16	May-16	Jul-16	May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
2		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
3		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
4		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
5		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
6		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
7		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
8		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
9		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
10		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
11		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
12		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
13		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
14		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
15		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
16		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
17		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
18		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
19		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

<sup>124</sup> Fuente: Elaboración Propia

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
20		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
21		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
22		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
23		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
24		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
25		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
26		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
27		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
28		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
29		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
30		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
31		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
32		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
33		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
34		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
35		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
36	Jul-16	May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
37		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
38		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
39		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
40		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
41		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
42		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
43		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
44		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
45		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
46		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
47		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
48		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
49		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
50		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
51		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
52		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
53		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
54		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
55		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
56		May-16		May-16		Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
57		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
58		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
59		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
60		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
61		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
62		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
63		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
64		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O’Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O’Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
65		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
66		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
67		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
68		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
69		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
70		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
71	Jul-16	May-16	Jul-16	May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
72		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
73		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
74		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
75		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
76		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
77		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
78		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
79		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
80		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
81		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
82		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
83		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
84		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
85		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
86		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O’Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O’Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
87		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
88		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
89		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
90		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
91		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
92		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
93		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
94		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
95		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
96		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
97		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
98		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
99		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
100		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
101		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
102		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
103		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
104		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
105		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
106	Jul-16	May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
107		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
108		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
109		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
110		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
111		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
112		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
113		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
114		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
115		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
116		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
117		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
118		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
119		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
120		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
121		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
122		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
123		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
124		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
125		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
126		May-16		May-16		Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
127		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
128		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
129		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
130		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
131		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
132		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
133		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
134		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
135		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
136		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
137		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
138		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
139		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
140		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
141	Jul-16	May-16	Jul-16	May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
142		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
143		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
144		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
145		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
146		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
147		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
148		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
149		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
150		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
151		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
152		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
153		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
154		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
155		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
156		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
157		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
158		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
159		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
160		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
161		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
162		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
163		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
164		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
165		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
166		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
167		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
168		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
169		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
170		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
171		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
172		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
173		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
174		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
175		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
176	Jul-16	May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
177		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16



Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
178		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
179		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
180		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
181		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
182		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
183		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
184		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
185		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
186		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
187		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
188		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
189		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
190		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
191		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
192		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
193		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
194		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
195		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
196		May-16		May-16		Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
197		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
198		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
199		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
200		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O’Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O’Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
201		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
202		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
203		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
204		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
205		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
206		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
207		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
208		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
209		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
210		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
211	Jul-16	May-16	Jul-16	May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
212		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
213		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
214		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
215		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
216		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
217		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
218		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
219		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
220		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
221		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
222		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
223		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
224		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
225		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
226		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
227		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
228		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
229		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
230		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
231		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
232		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
233		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
234		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
235		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
236		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
237		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
238		May-16		May-16	Ene-15		Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
239		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
240		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
241		May-16		May-16	Ene-15	Dic-16	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
242		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
243		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13	Dic-16	Jun-16
244		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
245		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O'Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O'Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
246	Jul-16	May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
247		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
248		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
249		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
250		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
251		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
252		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
253		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
254		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
255		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
256		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
257		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
258		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
259		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
260		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
261		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
262		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
263		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
264		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
265		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
266		May-16		May-16		Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
267		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
268		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

Caso	TTCC Arica – Dolores 110 kV	TTCC Chapiquiña – El Aguila 66 kV	TTCC Dolores- Cerro Balcón 110 kV	TTCC El_Aguila – Arica 66 kV	TTCC Encuentro - Spence 220 kV	Protecciones Laberinto - El Cobre 220 kV	TTCC Laberinto – Lomas Bayas 220 kV	TTCC Mejillones – O’Higgins 220 kV	TTCC Oeste – Minsal 110 kV	TTCC O’Higgins – Palestina 220 kV	TTCC Pozo Almonte – Cerro Colorado 110 kV
269		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
270		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
271		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
272		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
273		May-16		May-16	Mar-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
274		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
275		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
276		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
277		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
278		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
279		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16
280		May-16		May-16	Ene-15	Dic-15	Oct-14	Ene-13	Sep-13		Jun-16

#

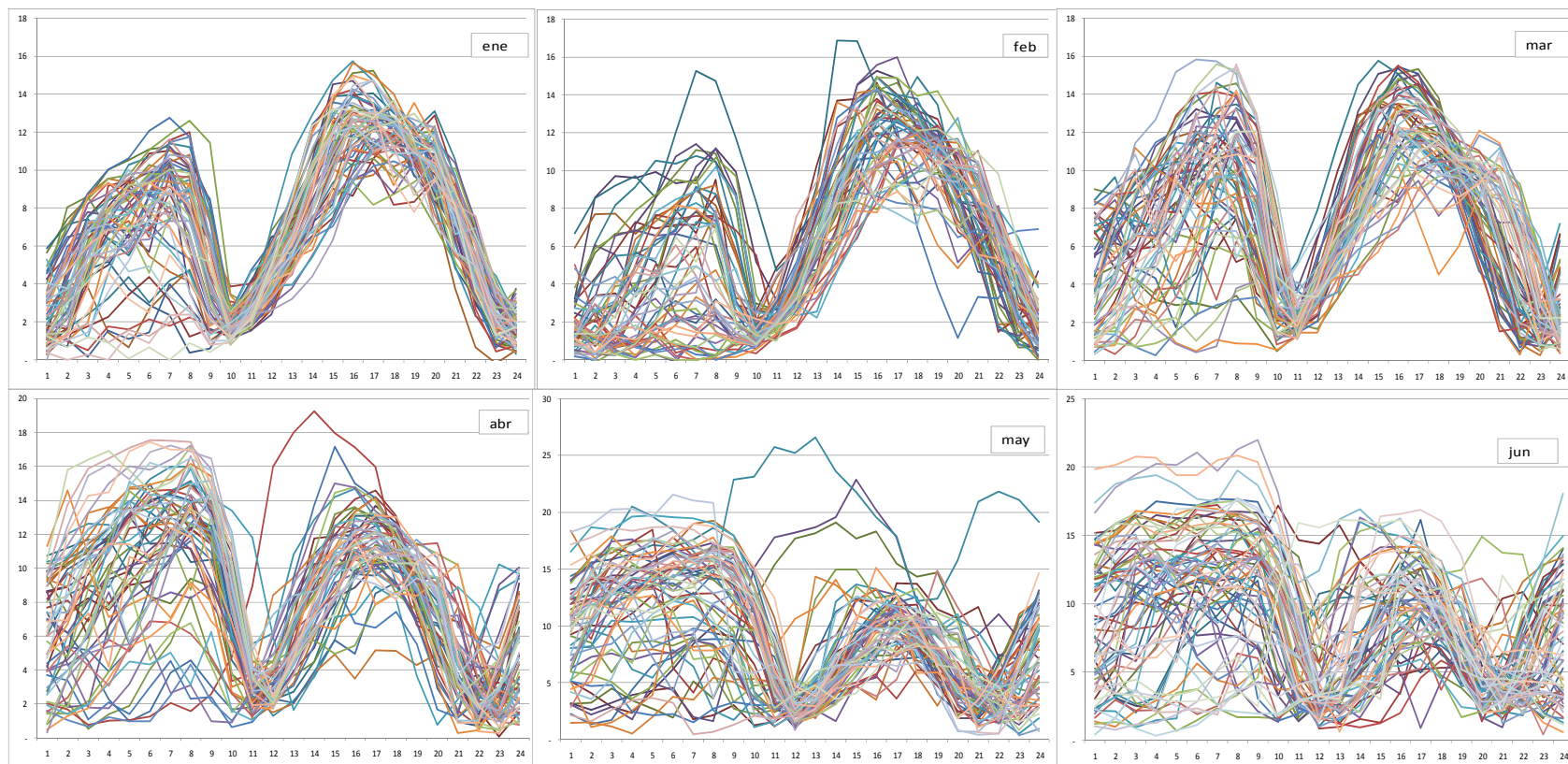


## **Anexo L. Perfiles de viento**

Se incluyen los siguientes perfiles de velocidad de viento obtenidos para cada una de las zonas:

- Detalle a nivel mensual

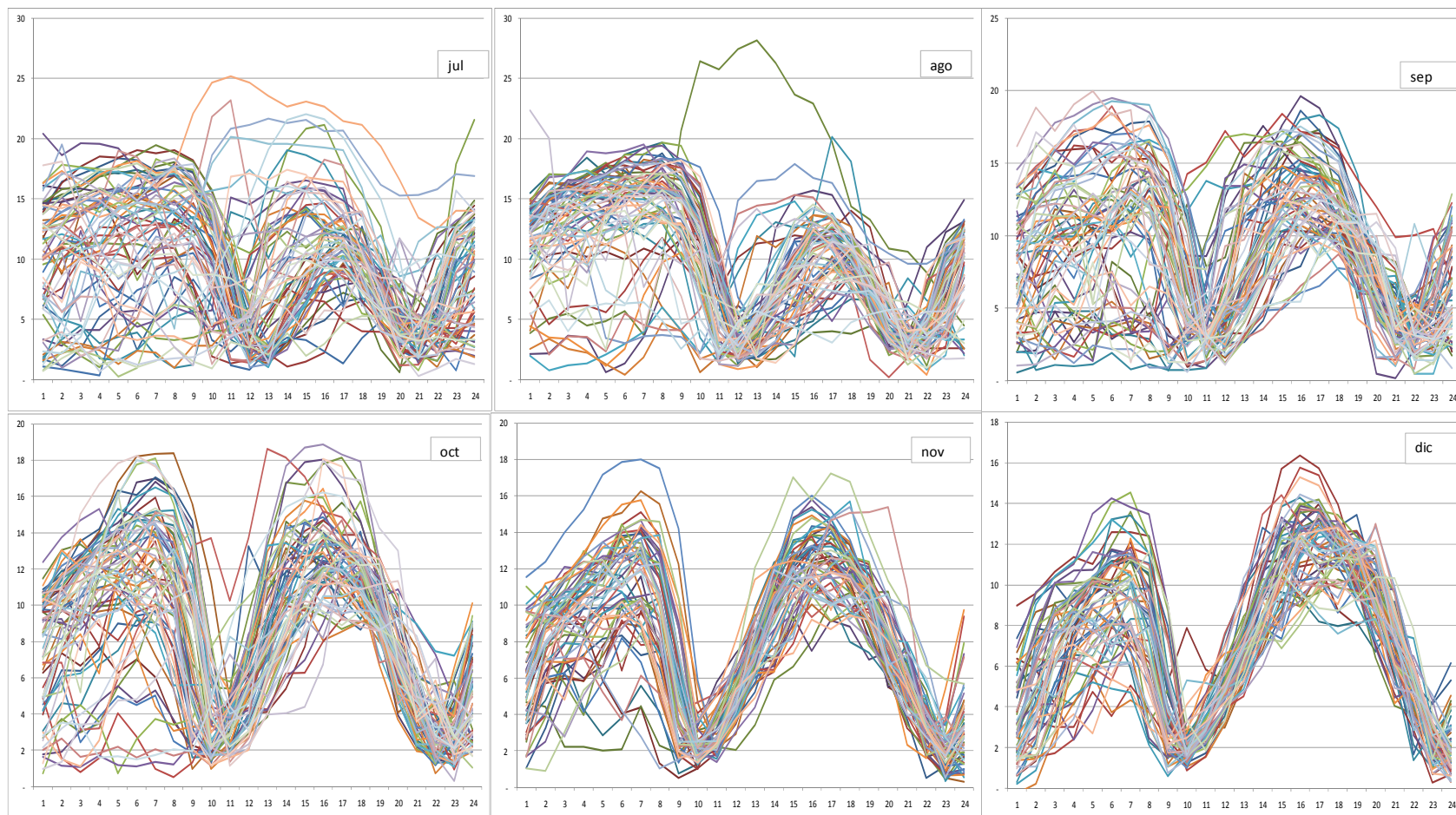
**Gráfico 33: Perfiles de Velocidad de Viento Calama Norte enero - junio (m/s)<sup>125</sup>**



<sup>125</sup> Fuente: Elaboración Propia



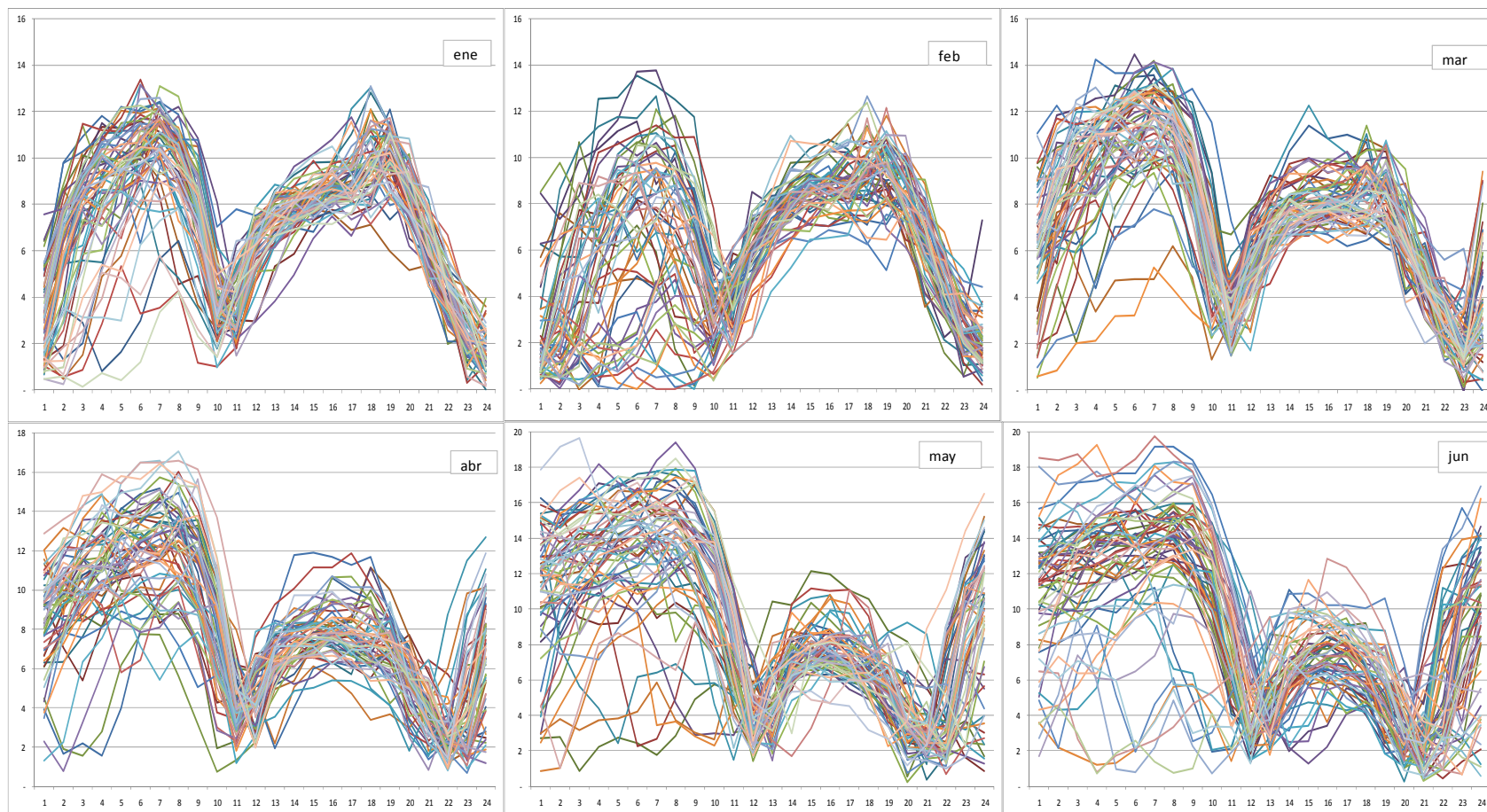
**Gráfico 34: Perfiles de Velocidad de Viento Calama Norte julio - diciembre (m/s)<sup>126</sup>**



<sup>126</sup> Fuente: Elaboración Propia

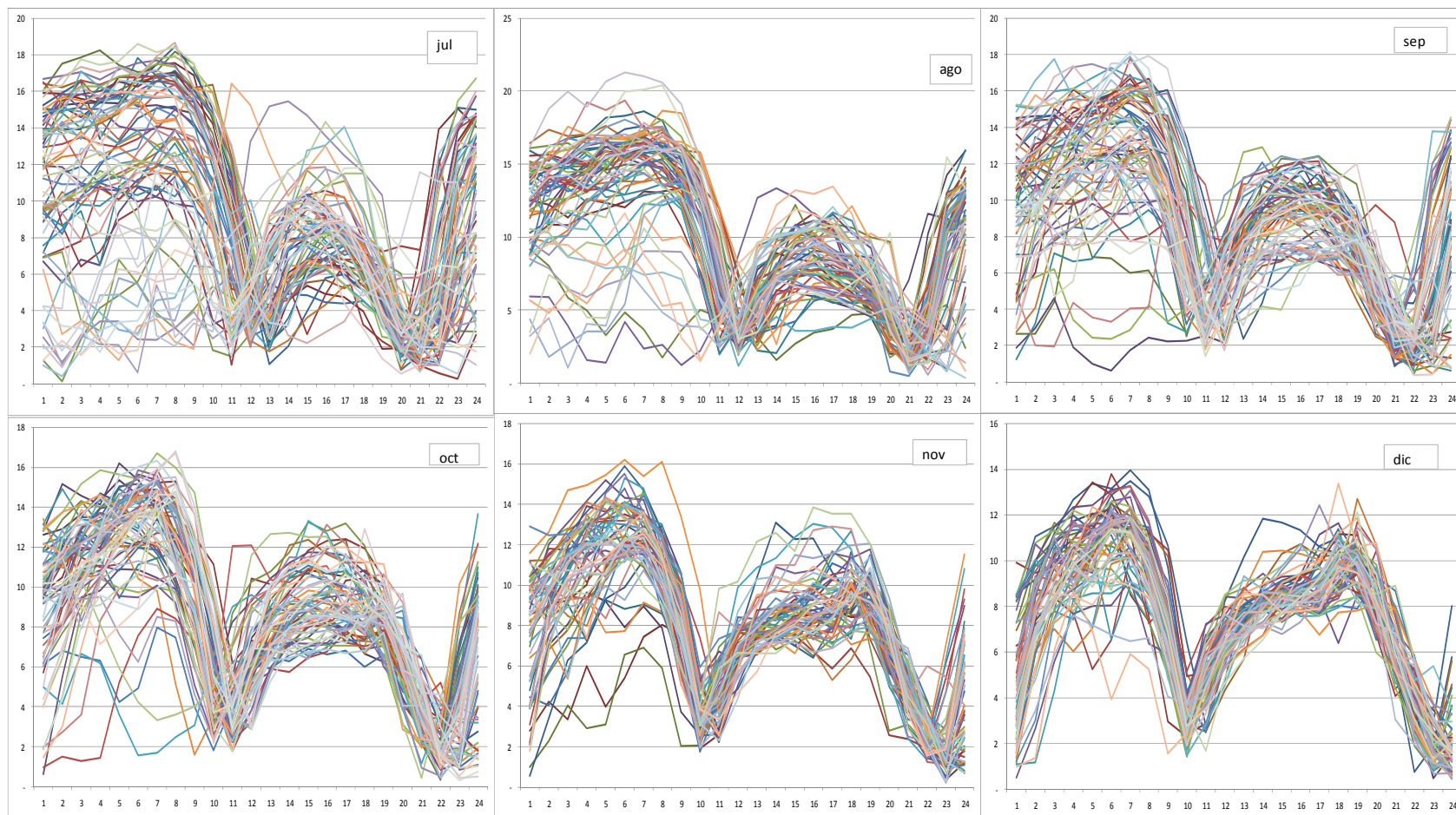


**Gráfico 35: Perfiles de Velocidades de Viento Calama Oeste enero - junio (m/seg)<sup>127</sup>**



<sup>127</sup> Fuente: Elaboración Propia

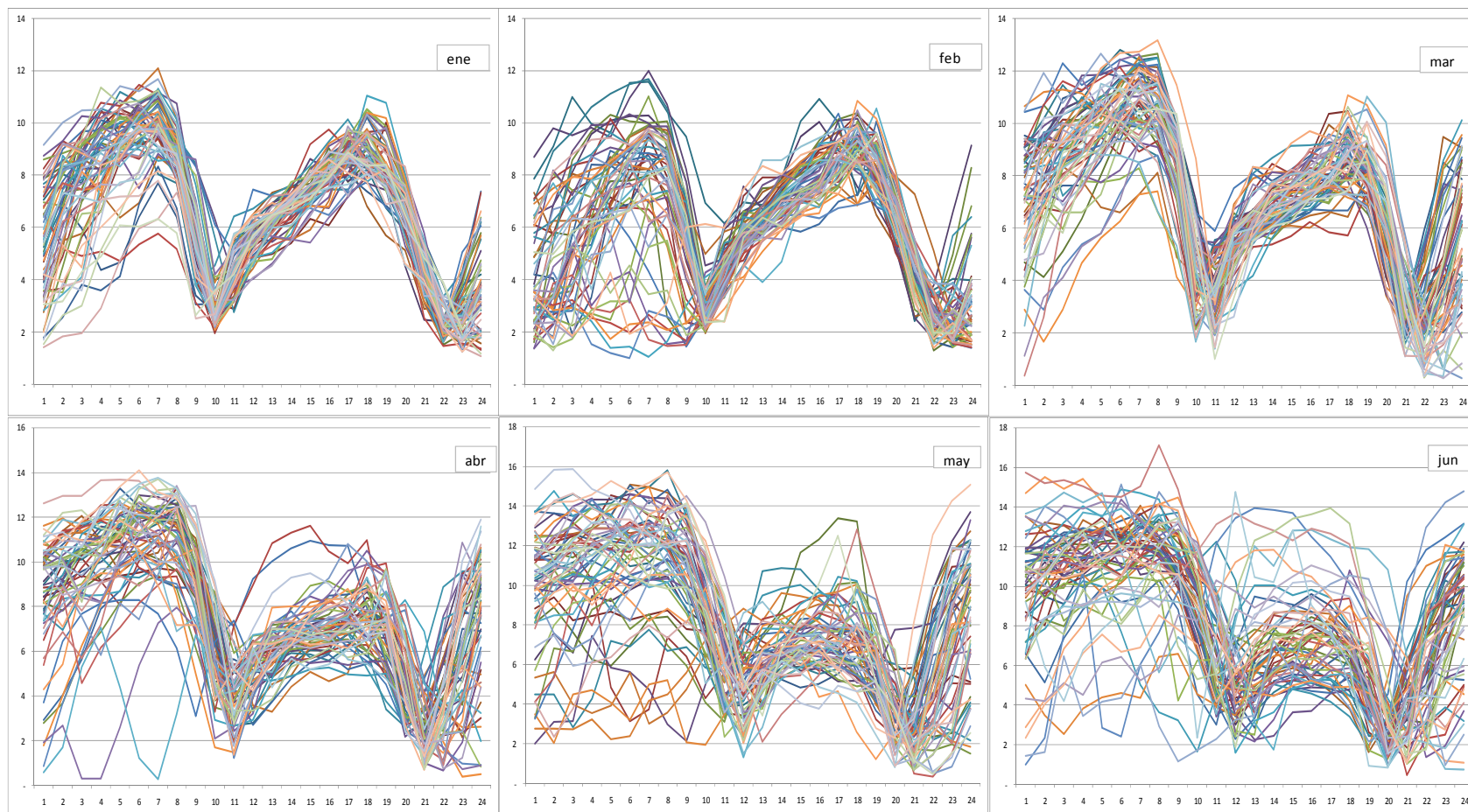
**Gráfico 36: Perfiles de Velocidad de Viento Calama Oeste julio – diciembre (m/seg)<sup>128</sup>**



<sup>128</sup> Fuente: Elaboración Propia

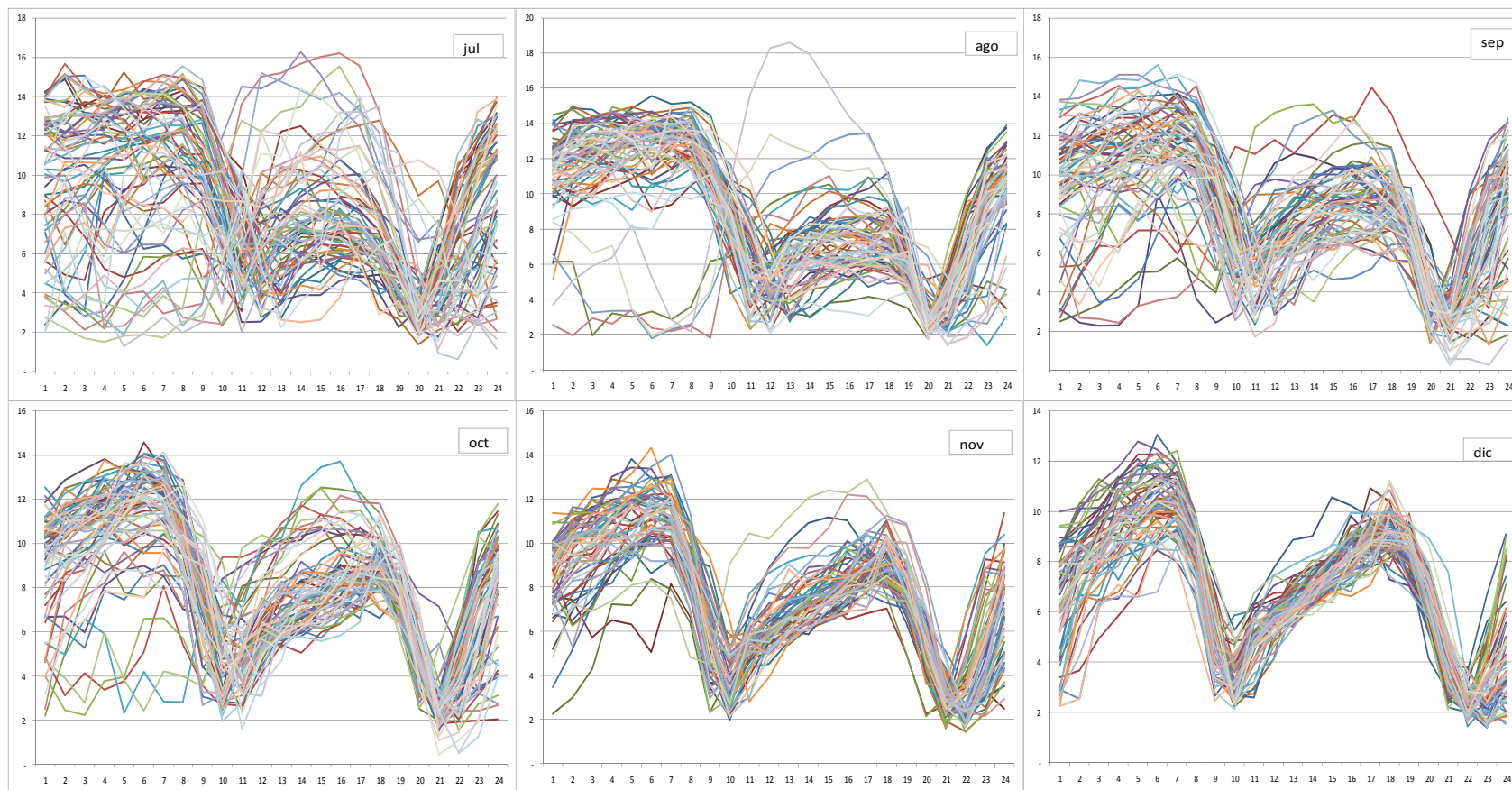


**Gráfico 37: Perfiles de Velocidad de Viento Sierra Gorda enero - junio (m/seg)<sup>129</sup>**



<sup>129</sup> Fuente: Elaboración Propia

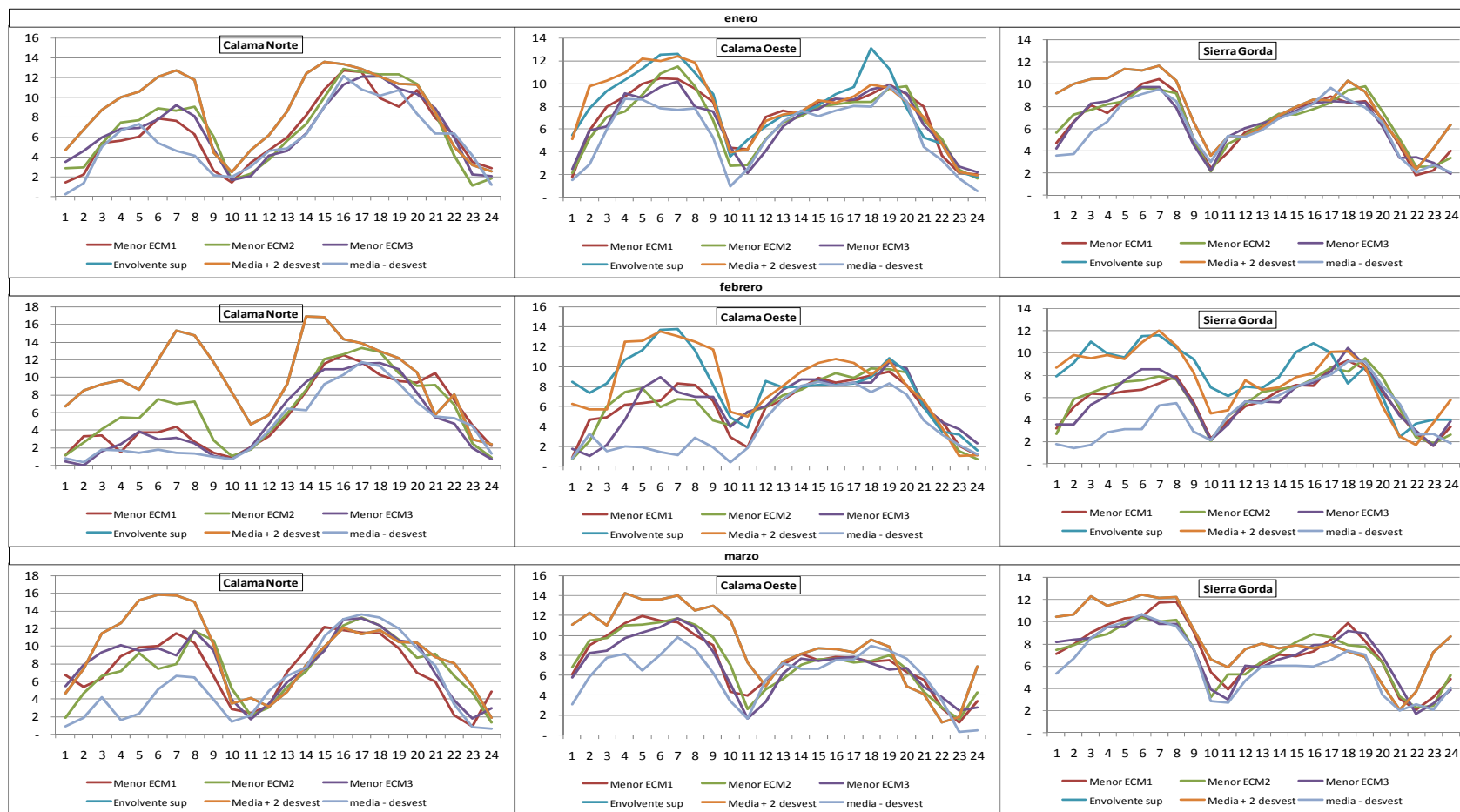
**Gráfico 38: Perfiles de Velocidad de Viento Sierra Gorda julio - diciembre (m/seg)<sup>130</sup>**



- Representativos a nivel mensual

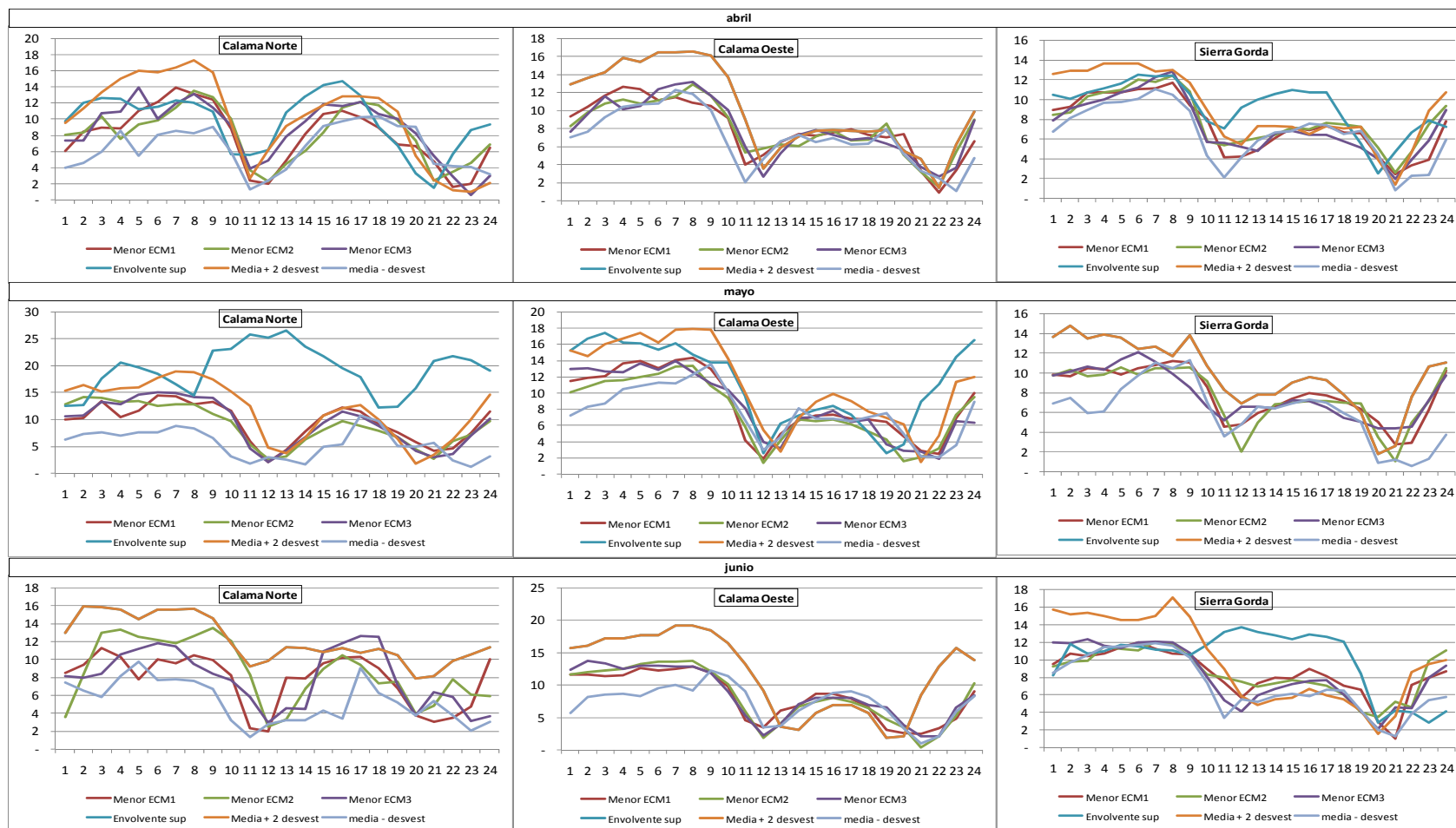
<sup>130</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 39: Perfiles de Velocidades de Viento Representativos Mensuales enero - marzo (m/seg)<sup>131</sup>**



<sup>131</sup> Fuente: Elaboración Propia

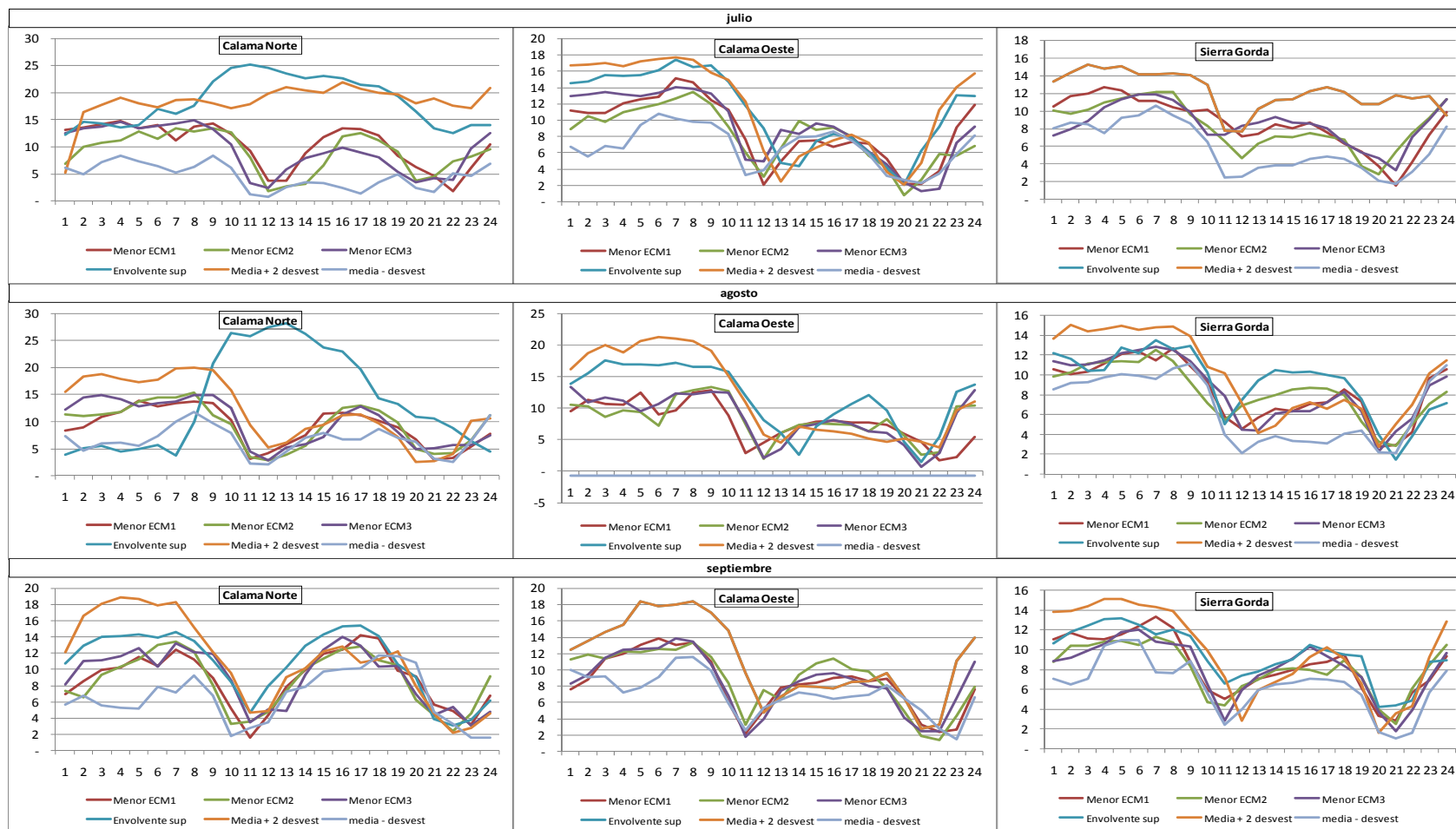
**Gráfico 40: Perfiles de Velocidad de Viento Representativos Mensuales abril - junio (m/seg)<sup>132</sup>**



<sup>132</sup> Fuente: Elaboración Propia

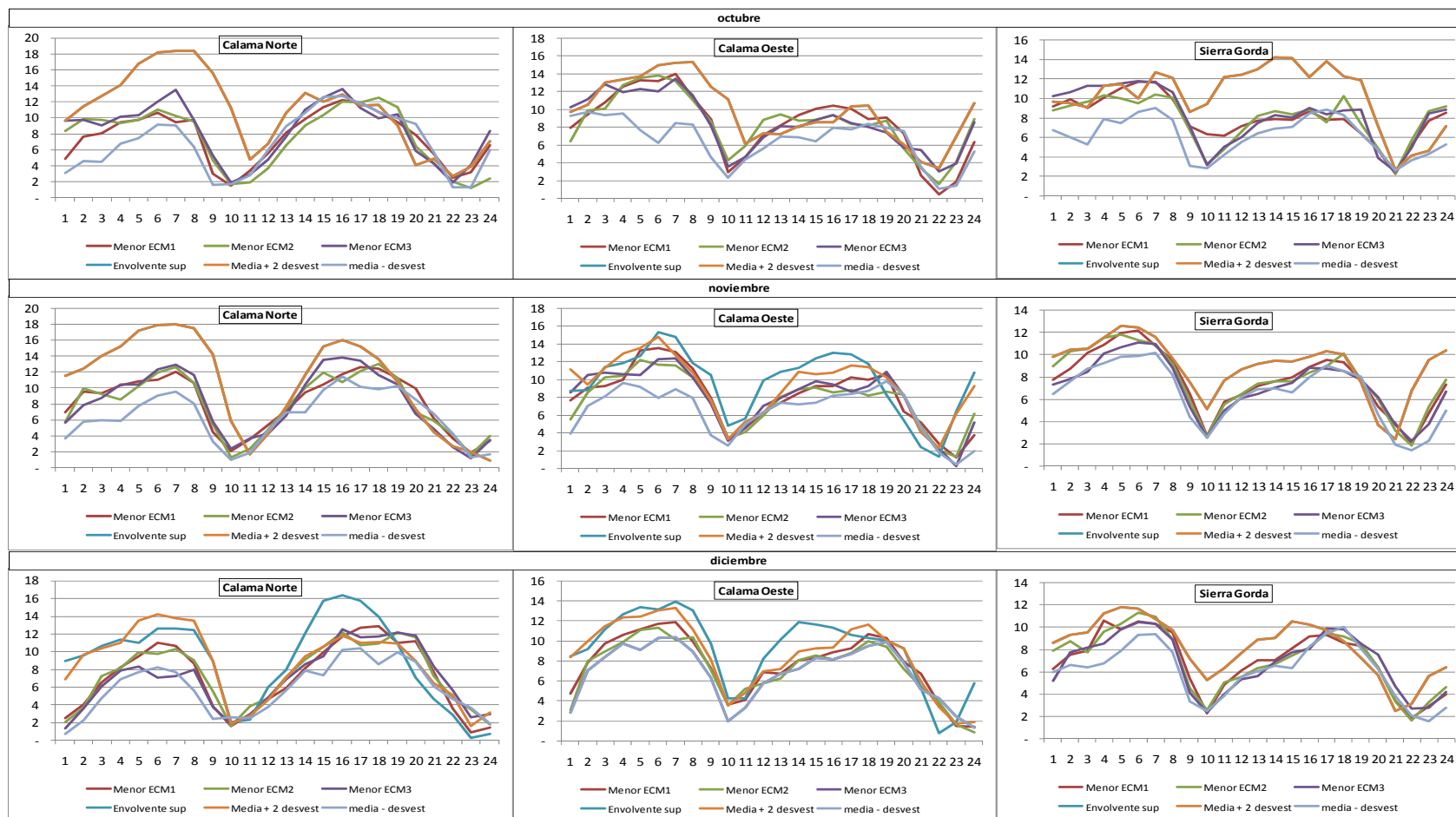


**Gráfico 41: Perfiles de Velocidad de Viento Representativos julio - septiembre (m/seg)<sup>133</sup>**



<sup>133</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 42: Perfiles de Velocidad de Viento Representativos octubre - diciembre (m/seg)<sup>134</sup>**



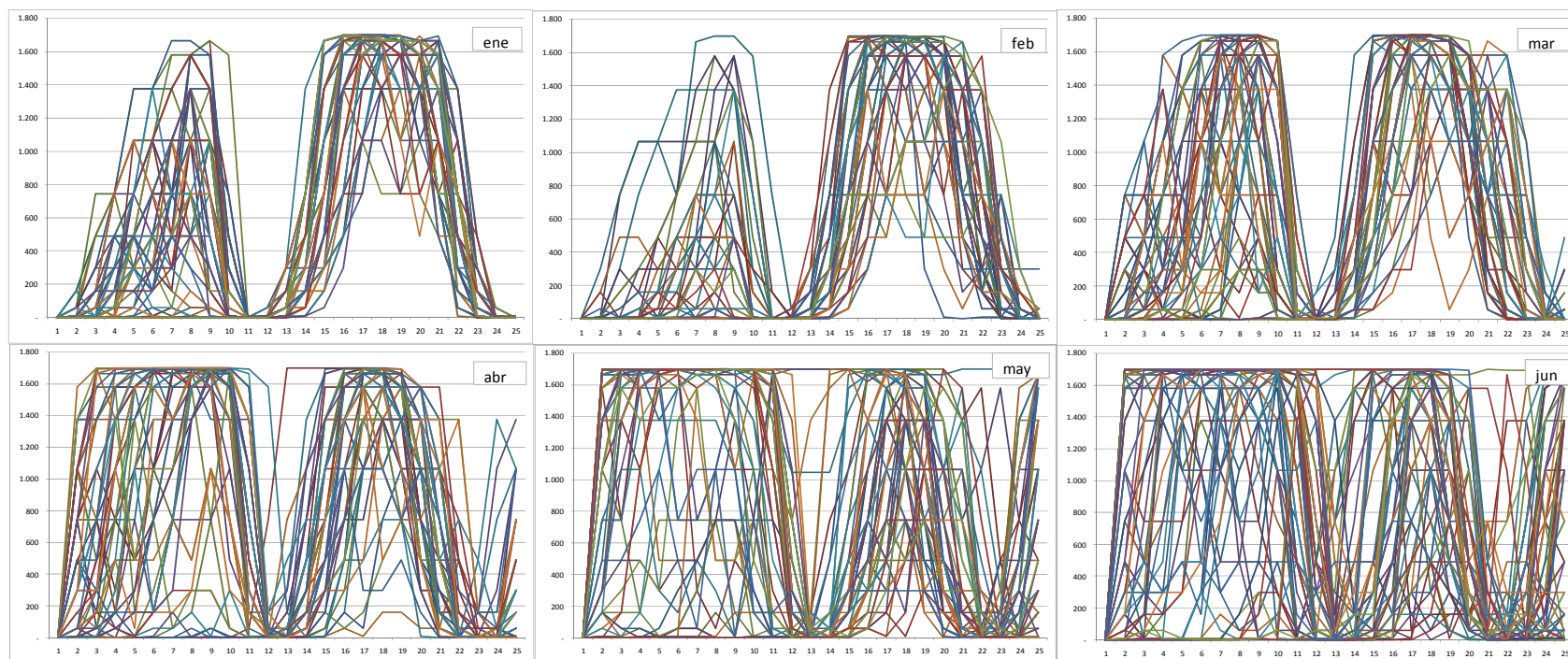
<sup>134</sup> Fuente: Elaboración Propia



## Anexo M. Producción Eólica para una unidad de 2 MW según perfiles de viento obtenidos

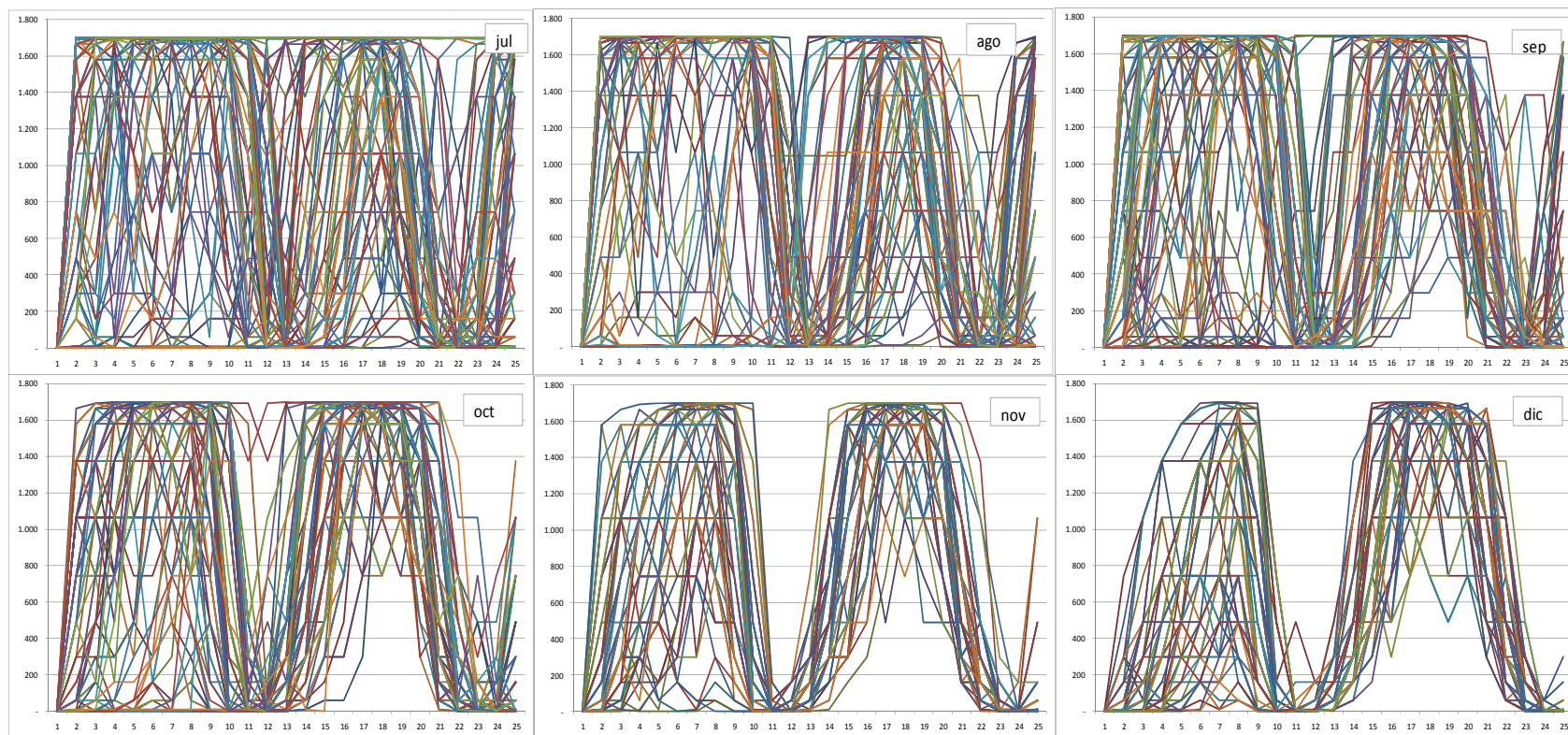
A continuación, se incluye el detalle a nivel mensual de la potencia generable con una unidad Gamesa de 2 MW con un 15% de pérdidas para los perfiles de viento obtenidos en cada una de las zonas:

**Gráfico 43: Potencia Generable Calama Norte enero - junio (kW)<sup>135</sup>**



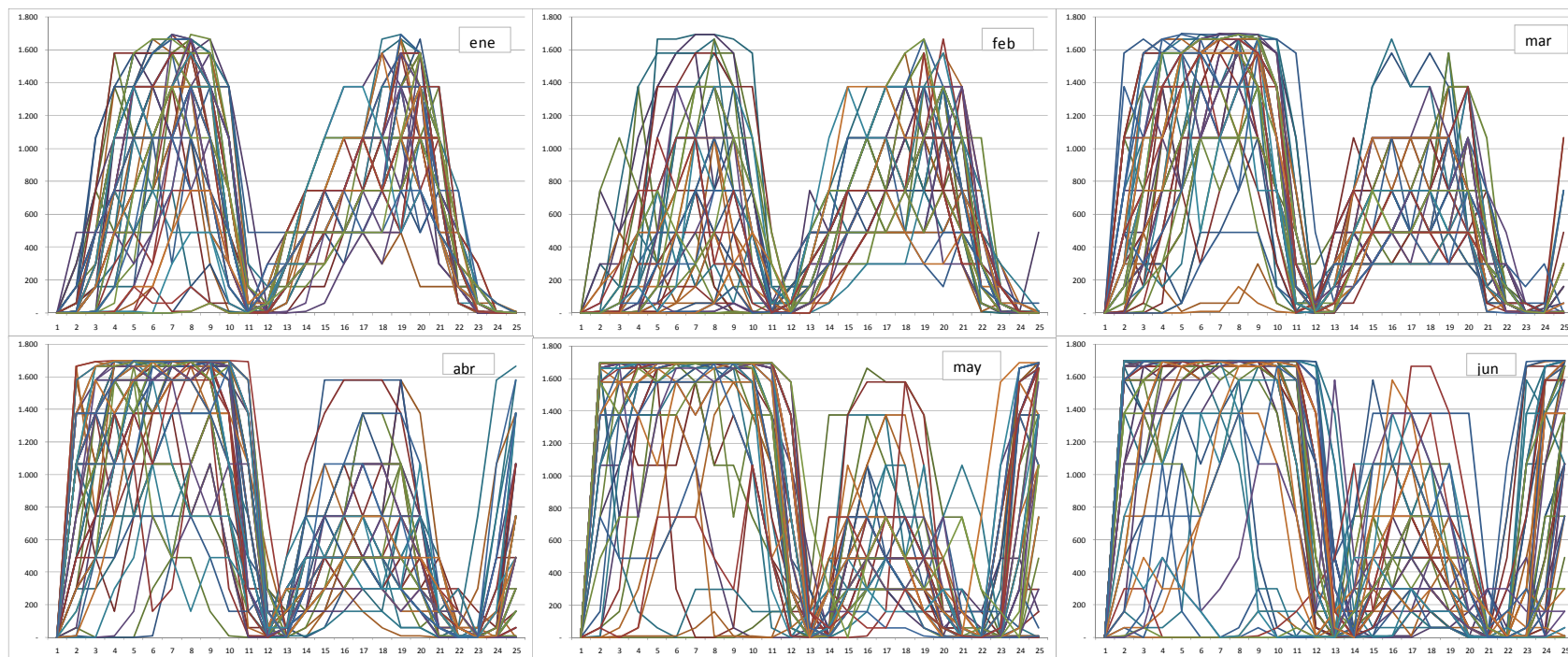
<sup>135</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 44: Potencia Generable Calama Norte julio - diciembre (kW)<sup>136</sup>**



<sup>136</sup> Fuente: Elaboración Propia

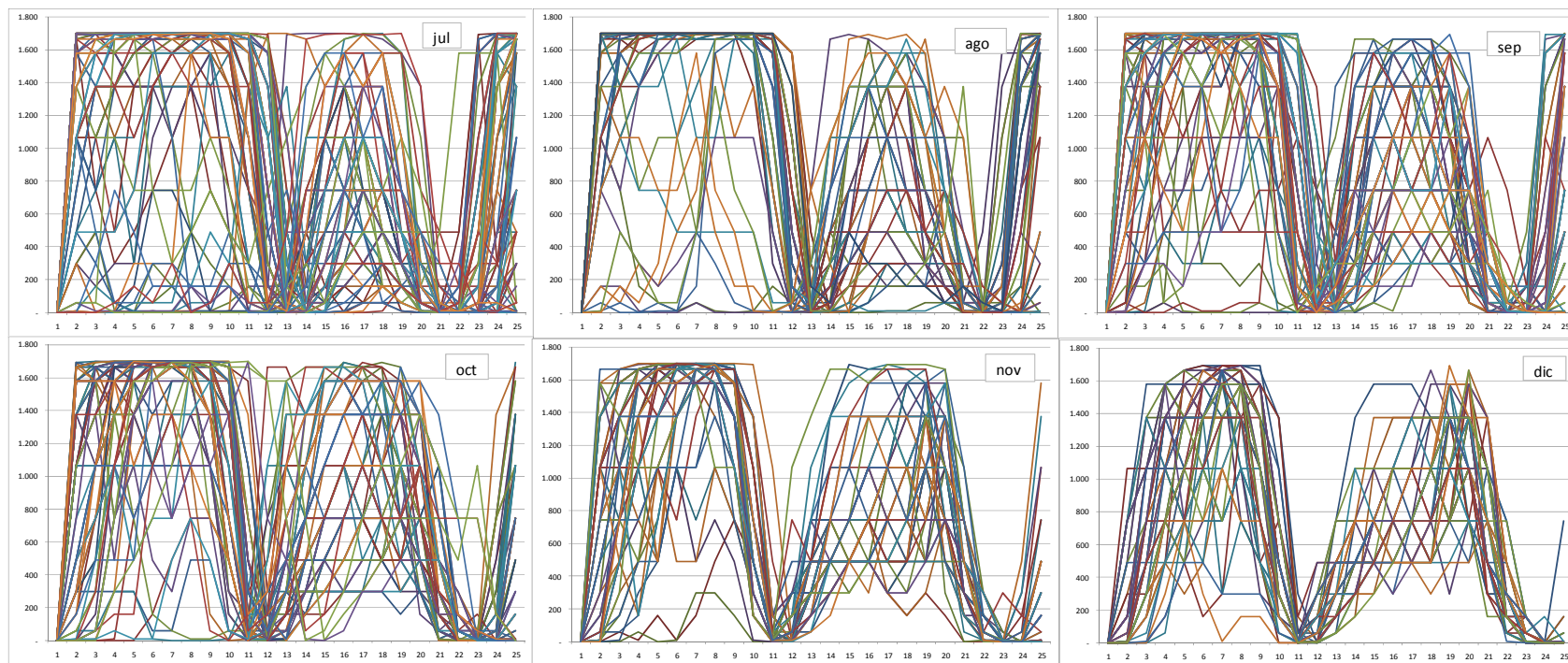
**Gráfico 45: Potencia Generable Calama Oeste enero - junio (kW)<sup>137</sup>**



<sup>137</sup> Fuente: Elaboración Propia

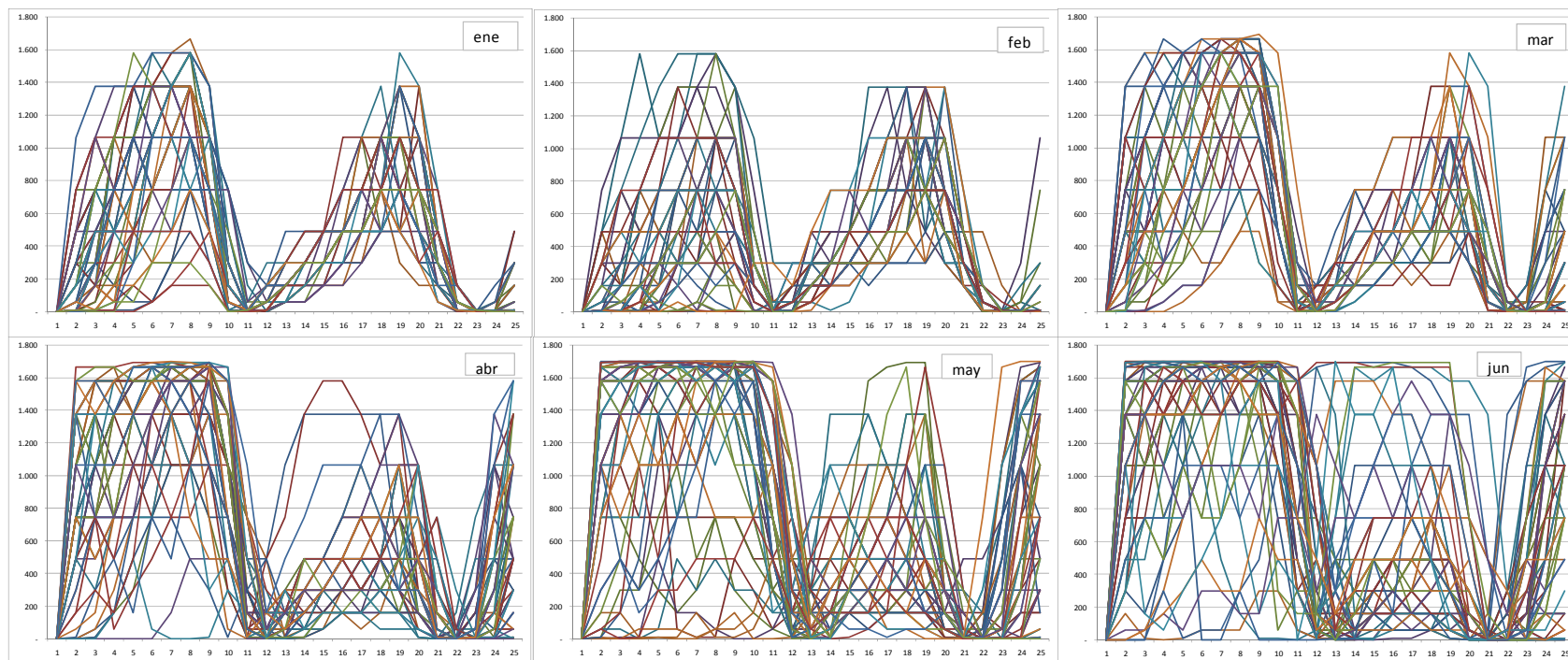


**Gráfico 46: Potencia Generable Calama Oeste julio - diciembre (kW)<sup>138</sup>**



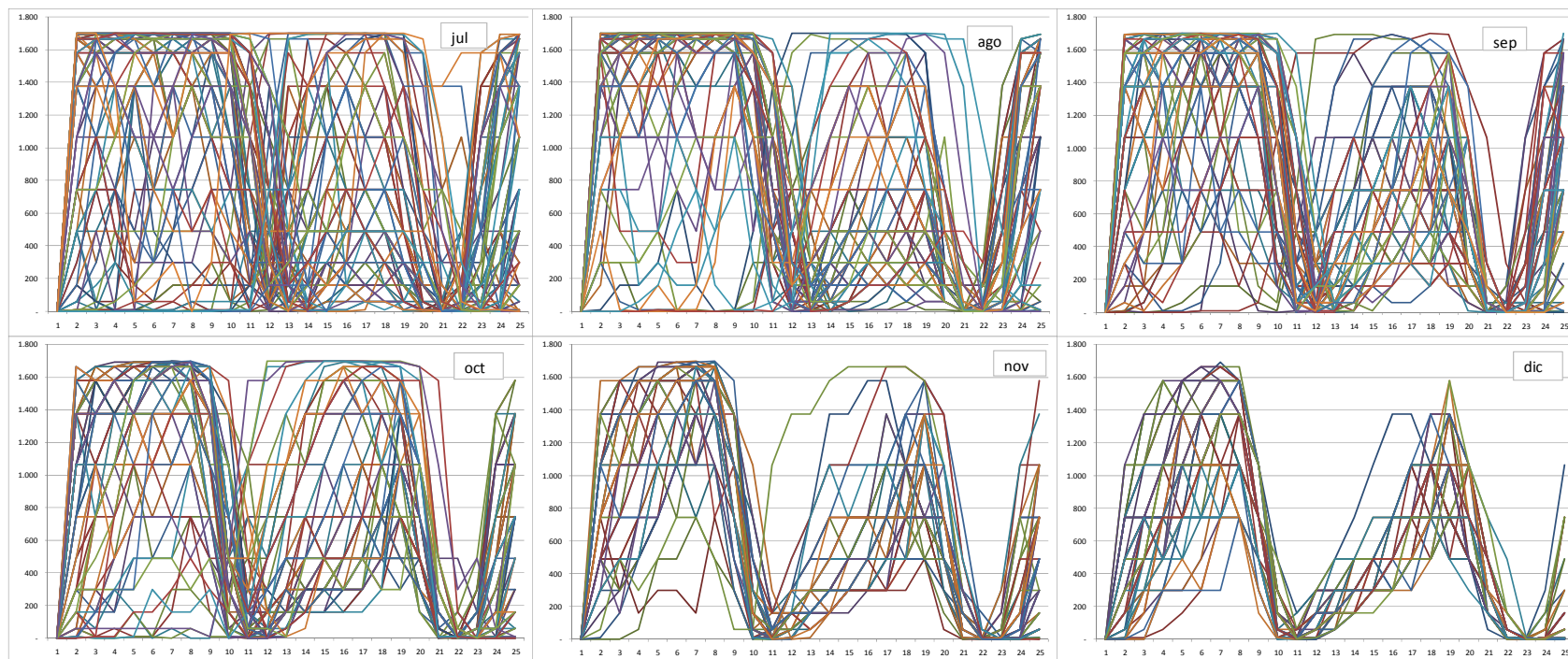
<sup>138</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 47: Potencia Generable Sierra Gorda enero - junio (kW)<sup>139</sup>**



<sup>139</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 48: Potencia Generable Sierra Gorda julio - diciembre (kW)<sup>140</sup>**



<sup>140</sup> Fuente: Elaboración Propia

## Anexo N. Potencia Eólica Generable Perfiles de Viento Seleccionados

A continuación, se incluyen las potencias generables en cada una de las zonas para los perfiles de viento seleccionados en cada uno de los escenarios analizados.

**Tabla 74: Capacidades Instaladas Escenarios Seleccionados (MW)<sup>141</sup>**

Parque	Calama Norte	Calama Oeste	Sierra Gorda
300	100	100	100
400	100	100	200
500	100	100	300
600	100	100	400
700	50	100	550

- **Calama Norte**

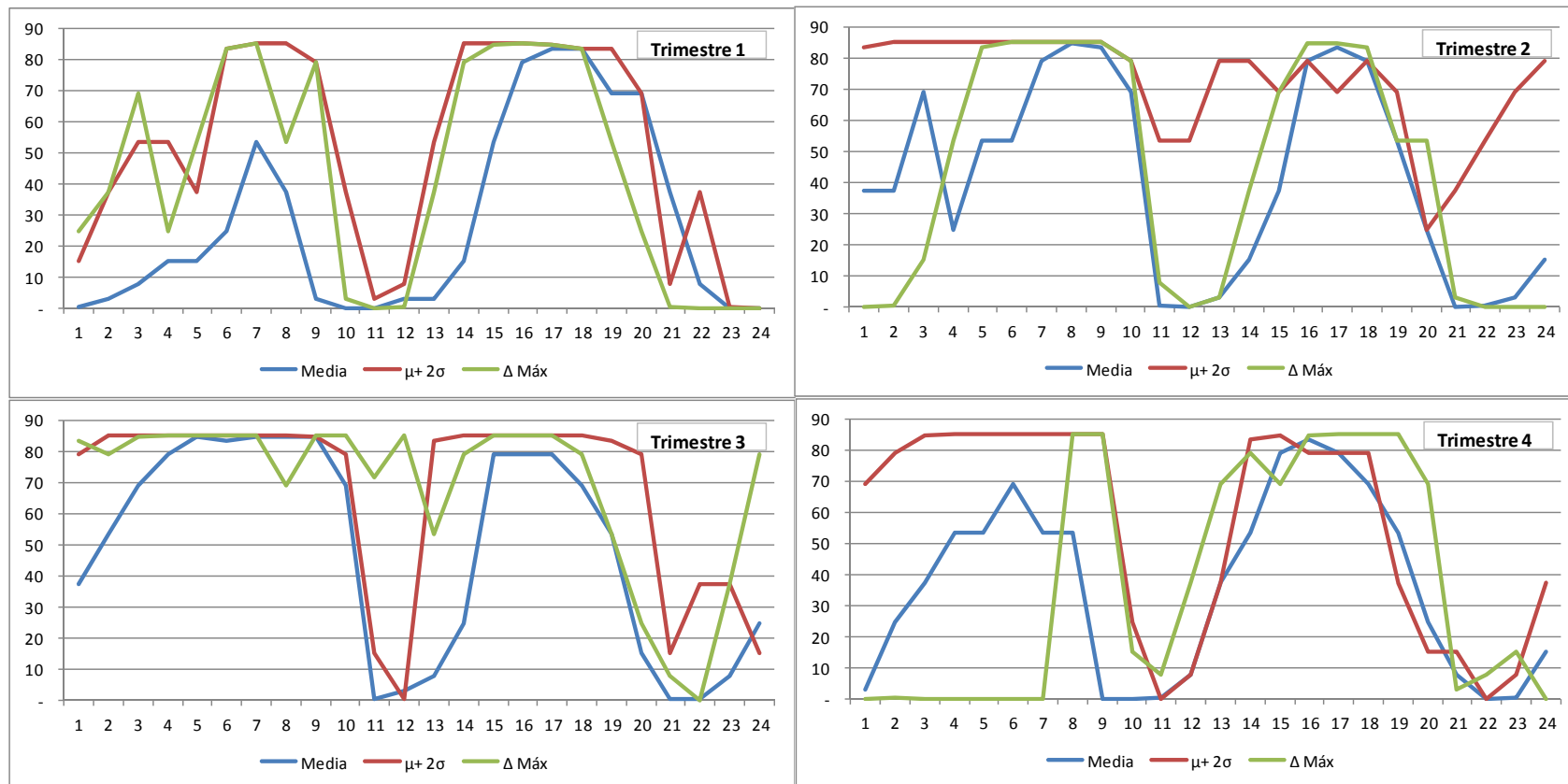
Considera una capacidad instalada de 100 MW para los niveles de penetración eólica de 300 a 600 MW y de 50 MW para los escenarios de 700 MW

---

<sup>141</sup> Fuente: Elaboración Propia



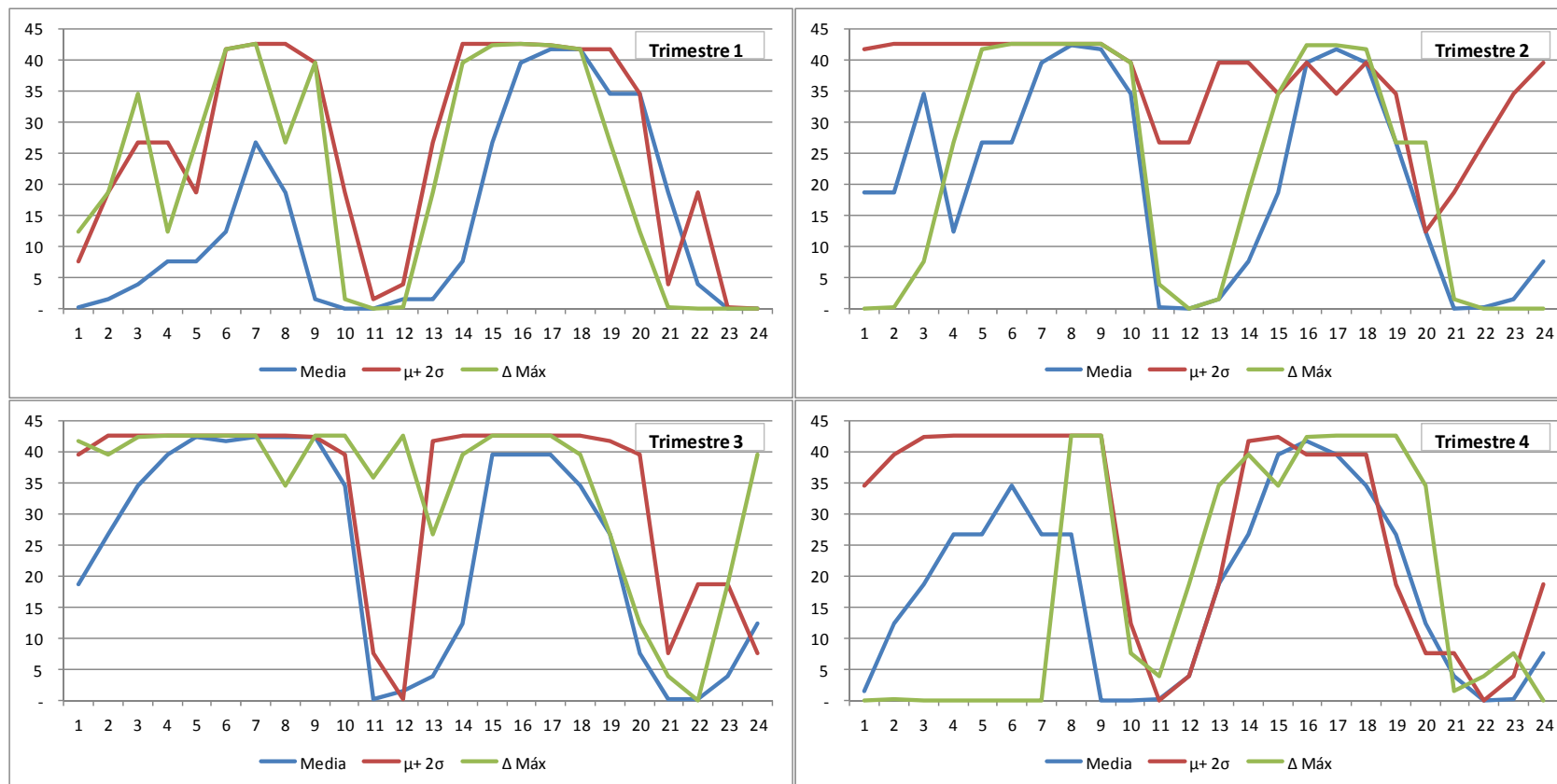
**Gráfico 49: Potencia Generable Calama Norte 100 MW (MW)<sup>142</sup>**



<sup>142</sup> Fuente: Elaboración Propia



**Gráfico 50: Potencia Generable Calama Norte 50 MW (MW)<sup>143</sup>**

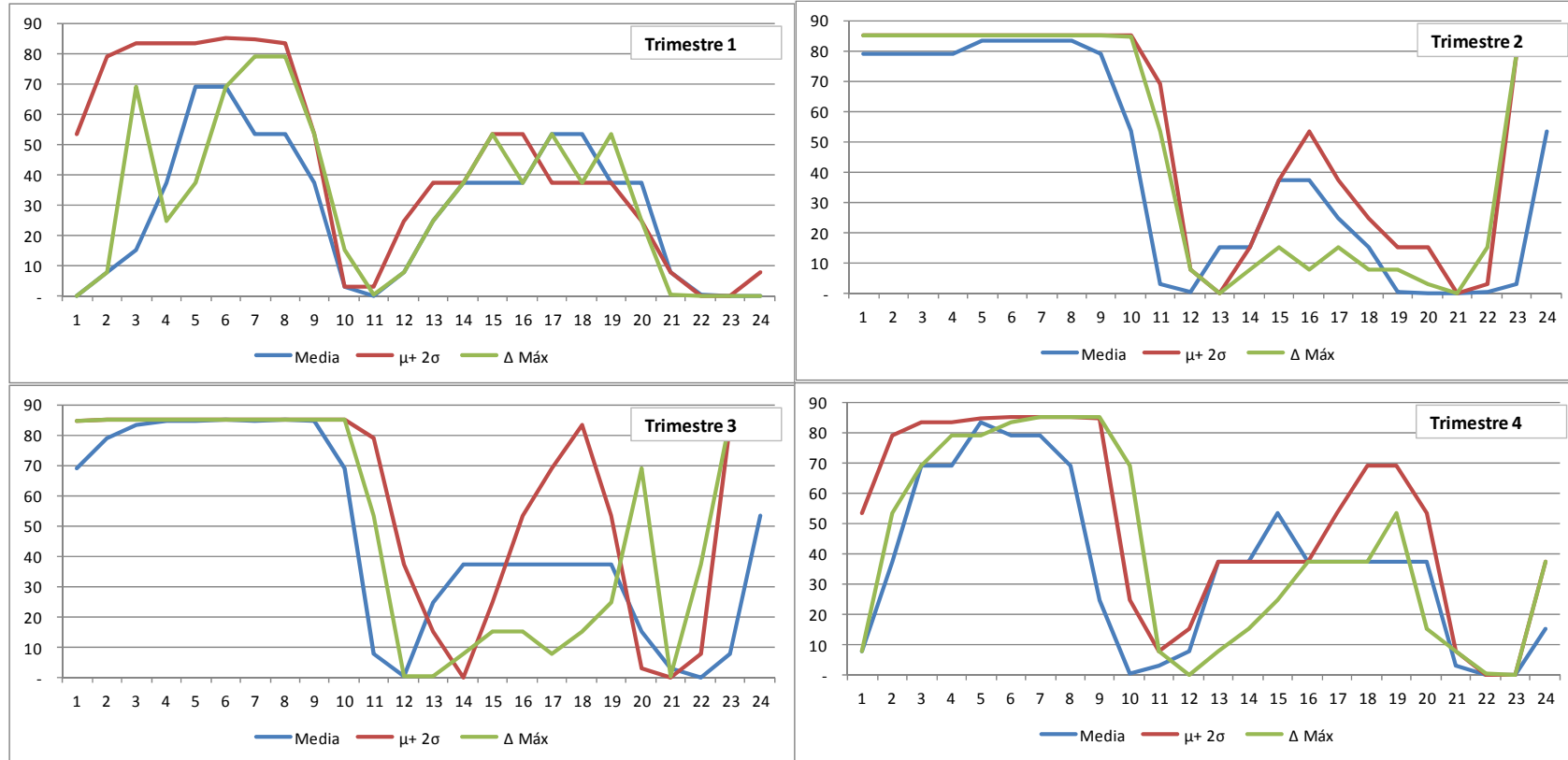


<sup>143</sup> Fuente: Elaboración Propia

- **Calama Oeste**

Incluye una capacidad instalada de 100 MW en todos los casos analizados.

**Gráfico 51: Potencia Generable Calama Oeste 100 MW (MW)<sup>144</sup>**

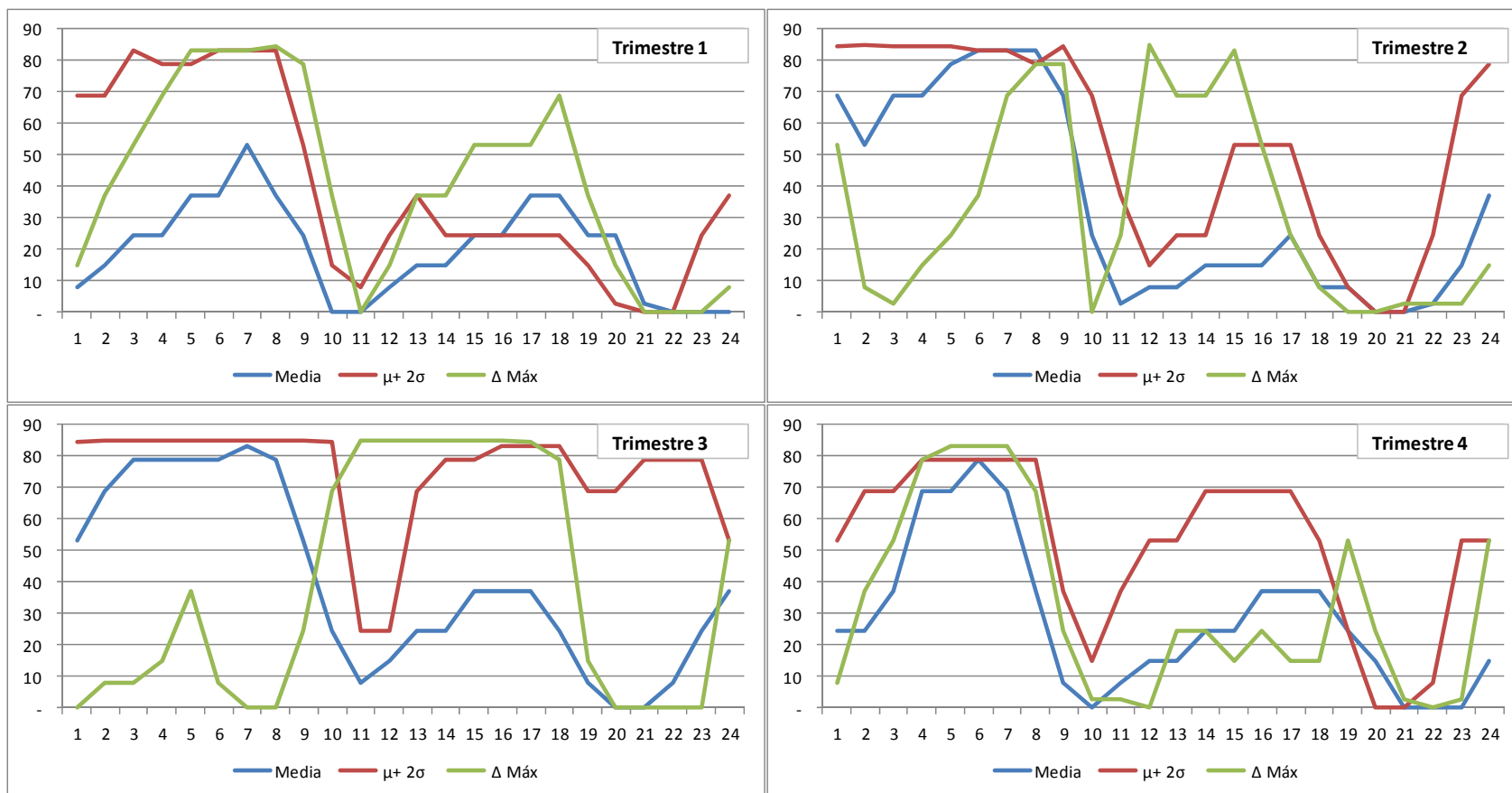


<sup>144</sup> Fuente: Elaboración Propia

- **Sierra Gorda**

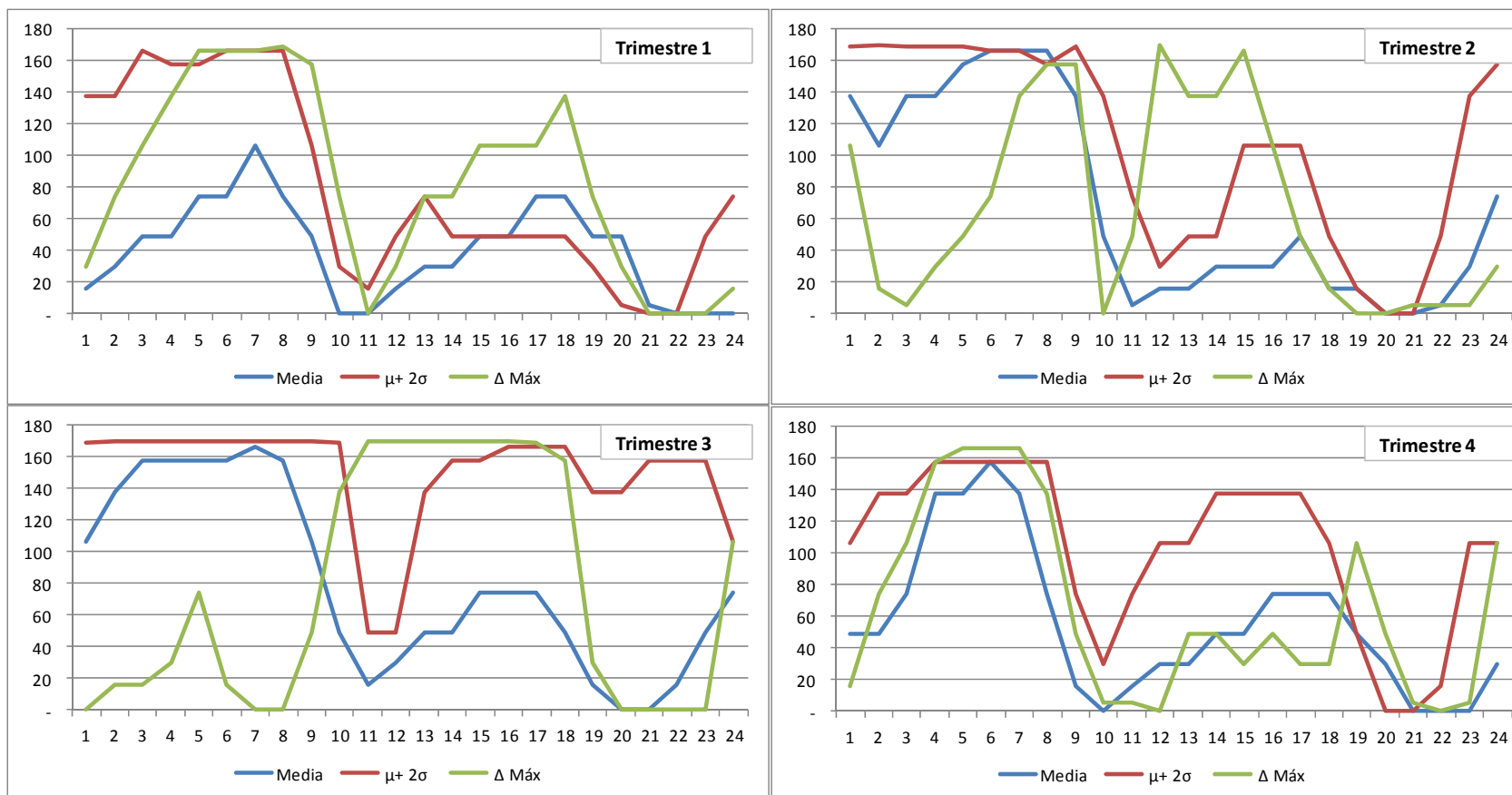
La capacidad instalada resultante depende del nivel de penetración eólica analizado, por lo que se entregan las potencias generables para cada uno de los casos.

**Gráfico 52: Potencia Generable Sierra Gorda 100 MW (MW)<sup>145</sup>**



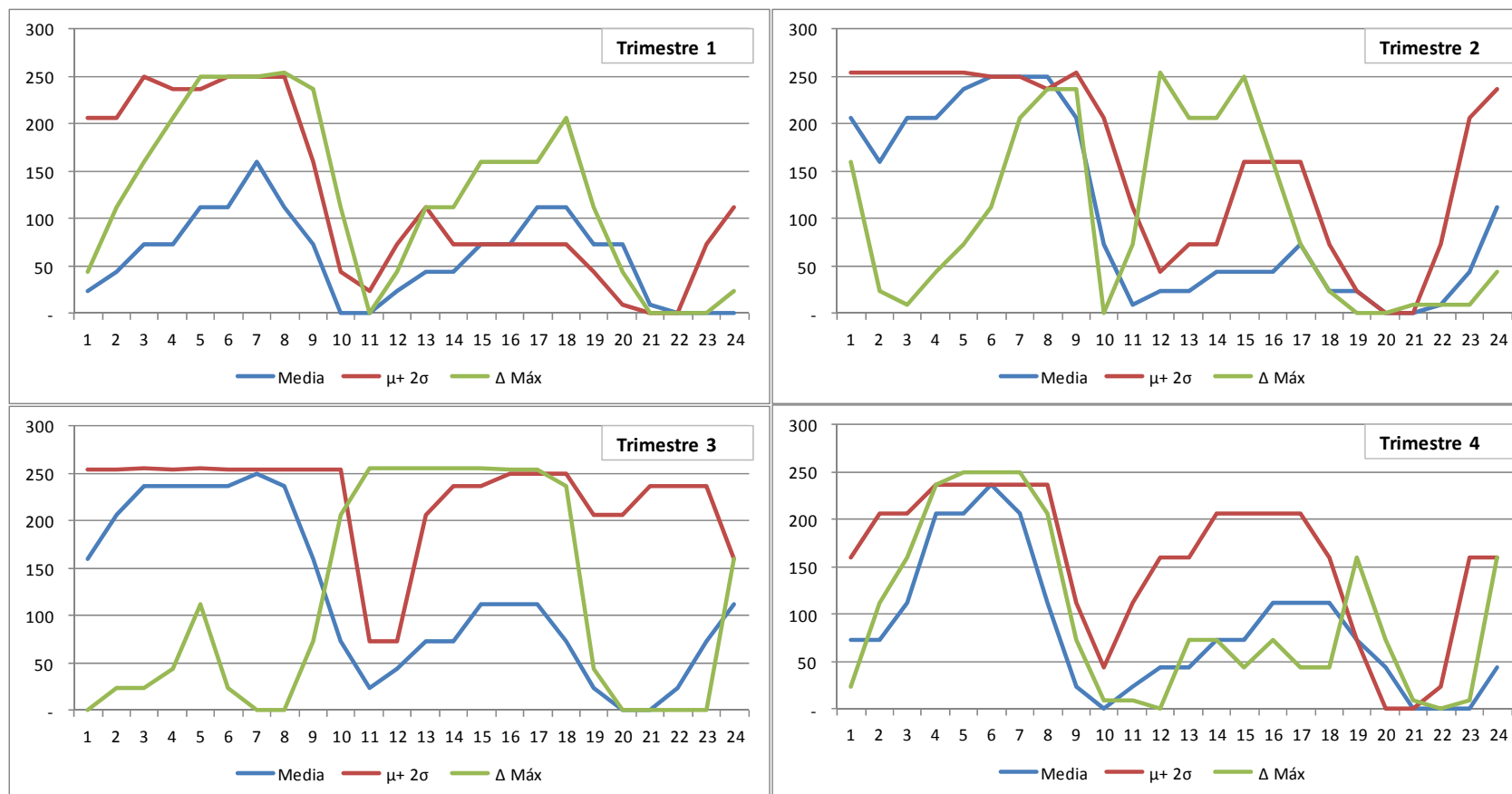
<sup>145</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 53: Potencia Generable Sierra Gorda 200 MW (MW)<sup>146</sup>**



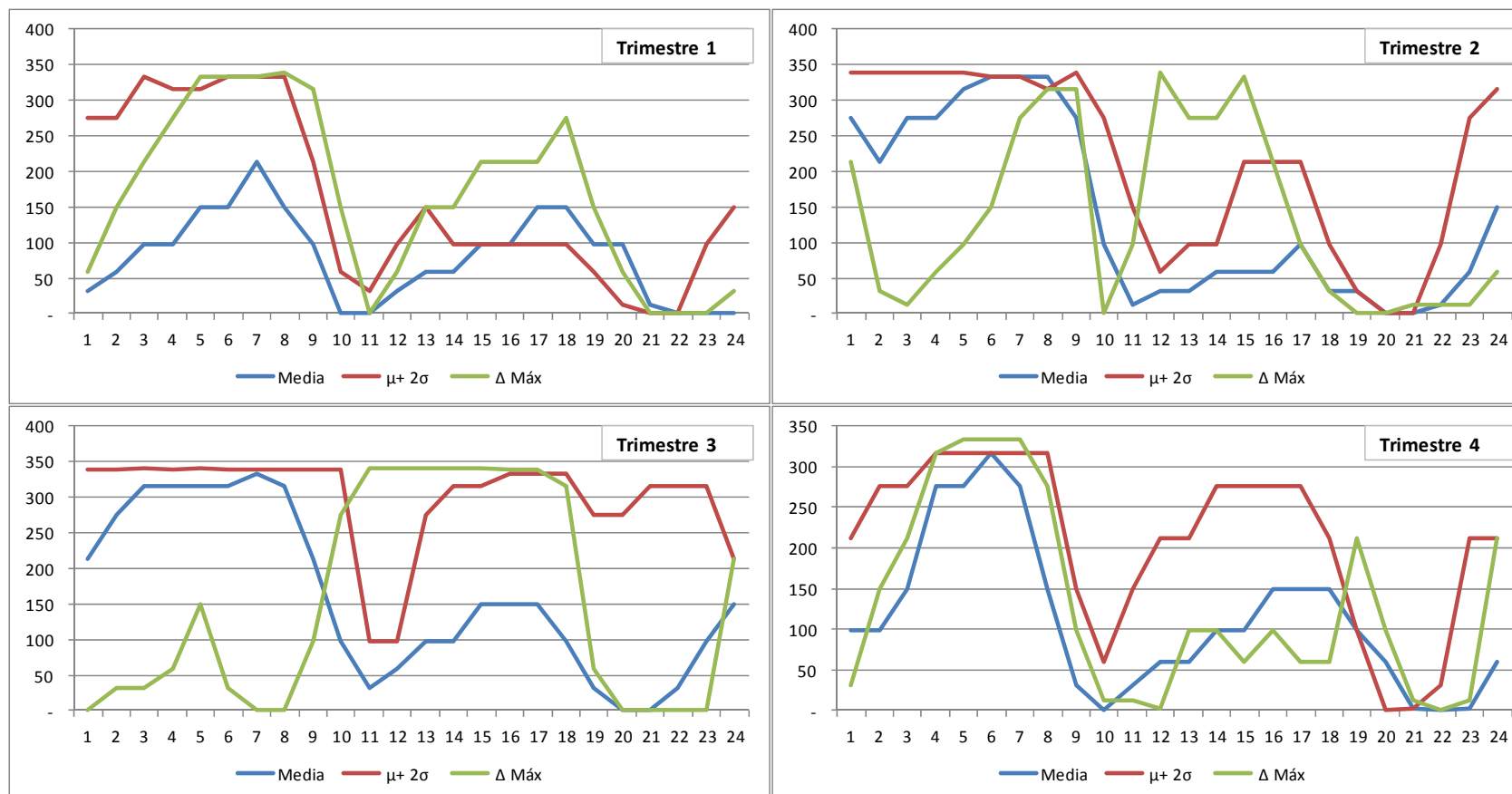
<sup>146</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 54: Potencia Generable Sierra Gorda 300 MW (MW)<sup>147</sup>**



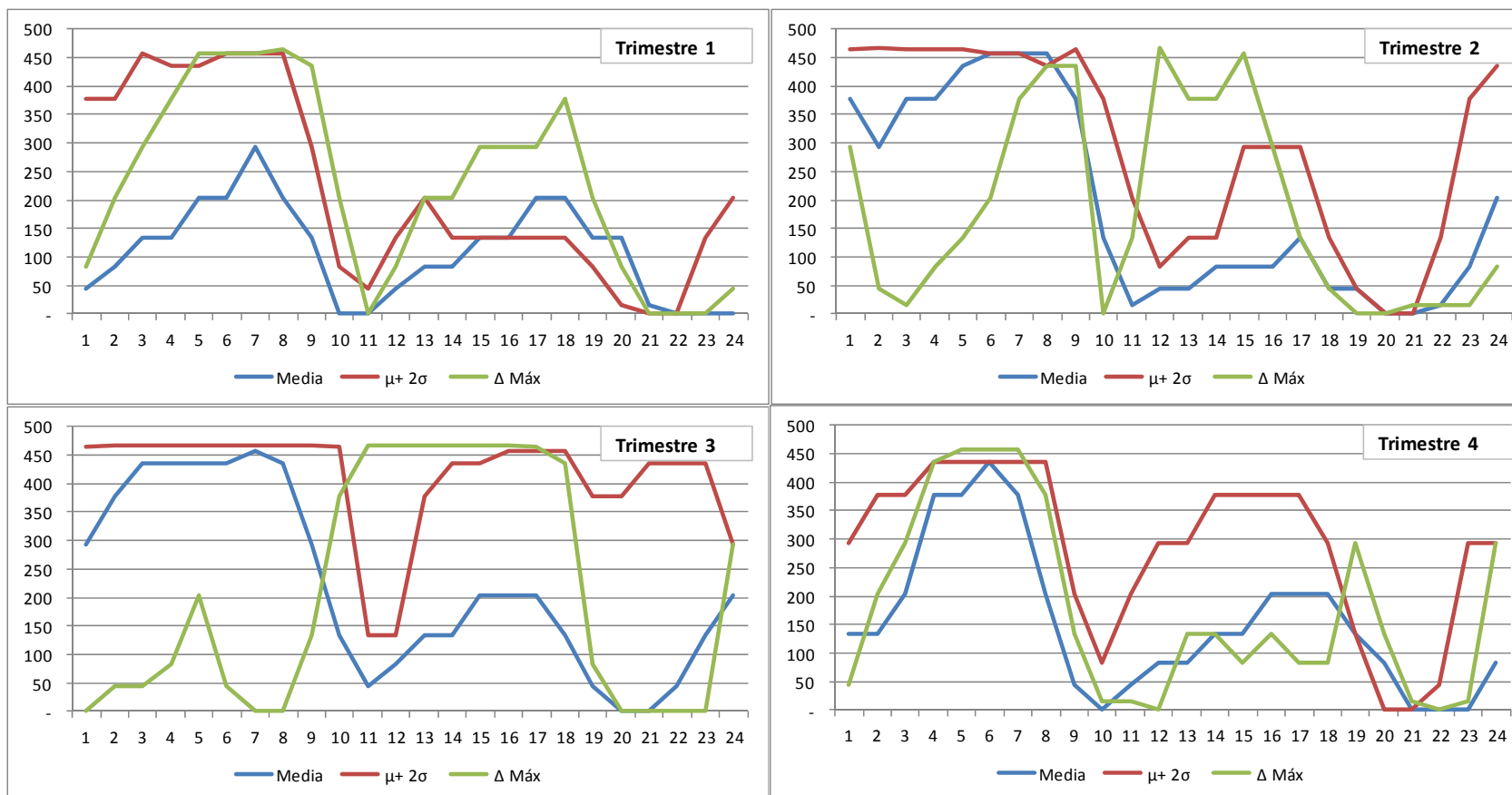
<sup>147</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 55: Potencia Generable Sierra Gorda 400 MW (MW)<sup>148</sup>**



<sup>148</sup> Fuente: Elaboración Propia

**Gráfico 56: Potencia Generable Sierra Gorda 500 MW (MW)<sup>149</sup>**



<sup>149</sup> Fuente: Elaboración Propia