

Empresa: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

País: Chile

Proyecto: Estudio de SSCC para la Operación del SEN

Descripción: INFORME 4 - SSCC Control de Frecuencia y Tensión – 2020-2023

PARTE A – DESARROLLOS INICIALES
Informe Final

Código de Proyecto: EE-2019-004

Código de Informe: EE-ES-2019-0792

Revisión: A

*Power System Studies, Power Plant Field Testing
and Electrical Commissioning
ISO9001:2008 Certified*



Este documento EE-ES-2019-0792-RA fue preparado para Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Nicolás Turturici
Departamento de Estudios
nicolas.turturici@estudios-electricos.com

Ing. Rodrigo Bernal
Departamento de Estudios
rodrigo.bernal@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Fernández
Departamento de Estudios
pablo.fernandez@estudios-electricos.com

Ing. David Perrone
Coordinador Dpto. Estudios
david.perrone@estudios-electricos.com

Ing. Gustavo Alvarado
Departamento de Estudios
gustavo.alvarado@estudios-electricos.com

Ing. Javier Vives
Coordinador Dpto. Estudios
javier.vives@estudios-electricos.com

Ing. Jorge Herrera
Departamento de Estudios
jorge.herrera@estudios-electricos.com

Ing. Alejandro Musto
Gerente Dpto. Estudios
alejandro.musto@estudios-electricos.com

Este documento contiene 45 páginas y ha sido guardado por última vez el 31/05/2019 por Nicolás Turturici; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

| Rev | Fecha | Comentarios | Realizó | Revisó | Aprobó |
|-----|-----------|--|---------|---------|--------|
| A | 31.5.2019 | Para revisión. Contempla instancias previas de revisión del Coordinador a Informe Inicial e Informes 1, 2 y 3. | NiT/RoB | JaV/DaP | AIM |
| | | | | | |
| | | | | | |

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



Índice

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN..... | 4 |
| 2 | GENERALIDADES - ESCENARIOS BASE..... | 5 |
| 2.1 | Análisis de información PCP/PLP..... | 5 |
| 2.1.1 | Detalle de la información recibida | 5 |
| 2.1.2 | Generación | 6 |
| 2.1.3 | Transferencia..... | 15 |
| 2.1.4 | Demanda | 16 |
| 2.2 | Topologías y Obras | 18 |
| 2.3 | Desarrollo de Escenarios Base | 19 |
| 2.3.1 | Criterios generales de elaboración..... | 19 |
| 2.3.2 | Características de los Escenarios Base | 20 |
| 2.4 | Tensiones de Servicio | 24 |
| 3 | ANÁLISIS INICIAL DE MÍNIMA INERCIA | 25 |
| 3.1 | Generalidades | 25 |
| 3.2 | Zonas de estudio | 25 |
| 3.2.1 | Zona Norte Grande..... | 25 |
| 3.2.2 | Zona Norte Chico..... | 36 |
| 3.2.3 | Zona Centro..... | 38 |
| 3.2.4 | Zona Sur..... | 41 |
| 3.3 | Resumen de resultados..... | 43 |
| 4 | REFERENCIAS..... | 44 |



1 INTRODUCCIÓN

En el presente documento presenta el desarrollo de los análisis iniciales comunes a los SSCC de Control de Frecuencia y Control de Tensión.

El mismo contempla en primera instancia el abordaje de los escenarios base de estudio, que fueron tomados como punto de partida para el desarrollo de los escenarios específicos para cada Servicio. Dentro de este desarrollo se presenta el análisis de las proyecciones PCP/PLP que fueron tomadas como referencia para la recreación de los escenarios.

A su vez, el documento incluye la determinación de los montos mínimos de inercia por zona que permitan asegurar que no se presenten condiciones de inestabilidad angular/tensión ante la ocurrencia de una contingencia, específicamente la desconexión de la unidad generadora más grande de cada una de estas.

Este análisis, además de determinar los montos de inercia mencionados, también permite construir los escenarios específicos que serán el punto de partida para los posteriores estudios de control de frecuencia y tensión.



2 GENERALIDADES - ESCENARIOS BASE

2.1 Análisis de información PCP/PLP

En el marco del desarrollo del presente estudio y como parte de la información necesaria para representar la operación del sistema a futuro, El Coordinador ha provisto archivos que contienen la Planificación de Corto y Largo Plazo, es decir, las condiciones de despacho de todos los puntos de generación y montos de transferencia sobre los principales vínculos para cada uno de los horizontes de estudio.

En este apartado se realiza el análisis de la información recibida, de manera de determinar los aspectos más importantes en la operación planificada que permitan luego la confección de escenarios base y específicos de cada una de las etapas de estudio lo más cerca posible de la realidad esperada.

El análisis se enfoca en la composición de la matriz de generación (térmica, hidráulica y renovable), los intercambios de potencia entre las distintas áreas del sistema y los niveles de demanda.

2.1.1 Detalle de la información recibida

La siguiente tabla presenta el detalle de los archivos recibidos cuya información se analiza en ellos apartados venideros.

Tabla 2-1: Detalle de la información recibida

| Año | Mes/Semana | Casos DCO | Hidrología |
|------|--------------|----------------|----------------|
| 2020 | 06/Diciembre | Demanda Mínima | Húmeda Seca |
| | 16/Diciembre | Demanda Máxima | Húmeda Seca |
| 2021 | 05/Diciembre | Demanda Mínima | Húmeda Seca |
| | 16/Diciembre | Demanda Máxima | Húmeda Seca |
| 2022 | 04/Diciembre | Demanda Mínima | Húmeda Seca |
| | 16/Diciembre | Demanda Máxima | Húmeda Seca |
| 2022 | 03/Diciembre | Demanda Mínima | Húmeda Seca |
| | 19/Diciembre | Demanda Máxima | Húmeda Seca |



2.1.2 Generación

Inyección Renovable

La generación mediante fuentes renovables es uno de los focos más importantes en el análisis de la operación de la zona norte del SEN «Norte Chico», ya que la misma cuenta con gran cantidad de plantas de producción tanto eólicas como fotovoltaicas. A su vez, es de vital importancia el conocimiento del comportamiento de la generación renovable del Norte Grande, la cual tendrá un impacto significativo en las transferencias con el Norte Chico, y en la inercia de este último.

La inyección eólica se presenta durante todo el día, pudiendo identificar una evolución típica donde los valores máximos se encuentran en horas de la tarde/noche, descendiendo durante la madrugada para alcanzar su mínimo al mediodía.

La generación solar naturalmente resulta máxima en horas del mediodía cuando se presenta la máxima radiación, coincidente con la mínima inyección eólica. Más allá de esto se observa que los montos de generación de mantienen relativamente constantes entre las 10am y las 5pm con niveles superiores al 85% de la generación máxima detectada cada día analizado. Finalmente se observa que antes de las 9am y luego de las 7pm la producción resulta inferior al 50%, siempre respecto del máximo diario, es decir que las tasas de incremento y decremento de la inyección resultan elevadas.

De la combinación de ambos recursos se encuentra que aproximadamente a las 17hs se establece la máxima inyección renovable. La figura siguiente figura presenta los niveles de generación máximos, promedios y mínimos para cada hora del día, de todos los escenarios PCP/PLP analizados, en las 3 topologías de estudio, mientras que la Figura 2-2 muestra una evolución semanal típica de la inyección renovable.

Figura 2-1: Evolución MÁXIMA/PROMEDIO/MÍNIMA de la generación ERNC

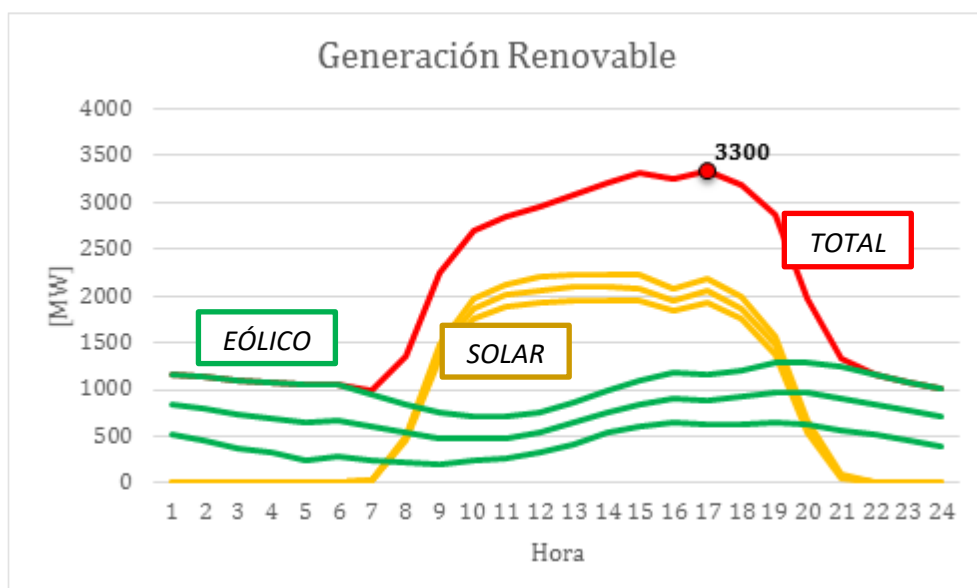
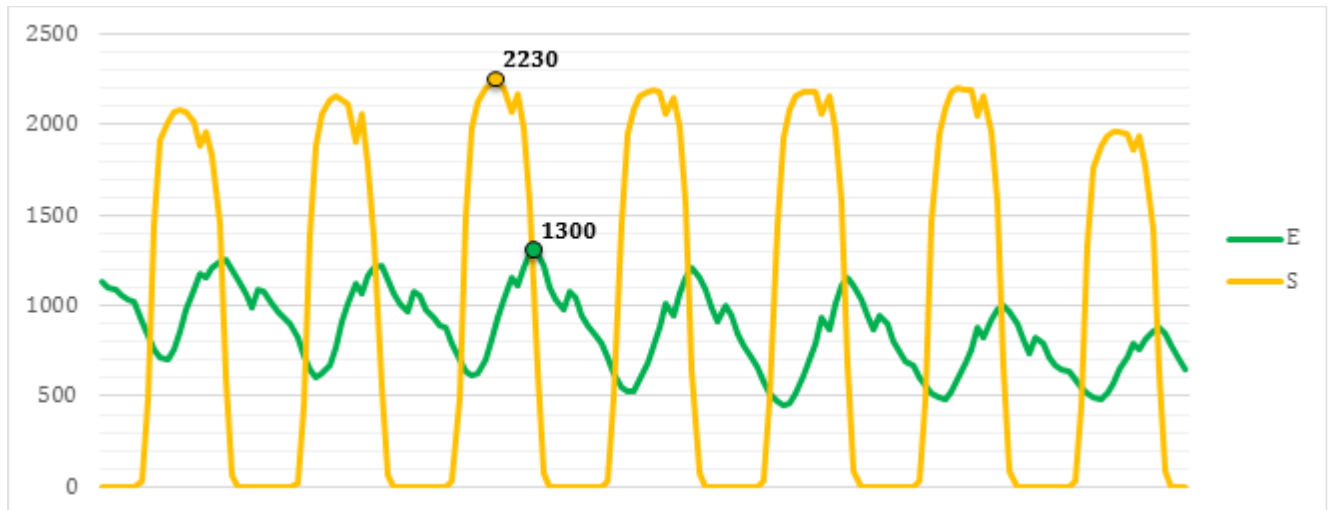




Figura 2-2 – Evolución semanal típica de la inyección Eólica y Solar



La siguiente tabla presenta los valores máximos esperados para cada tipo de generación en los distintos horizontes de estudio, destacando a su vez el valor mínimo de inyección eólica. Se destaca que el valor mínimo de la generación solar no se informa ya que es cero.

Tabla 2-2: Valores representativos de la generación ERNC

| Caso | Eólico | | Solar |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | Máximo [MW] | Mínimo [MW] | Máximo [MW] |
| 2020 | 1293 | 202 | 2232 |
| 2021 | 1293 | 233 | 2232 |
| 2022 | 1290 | 224 | 2232 |
| 2023 | 1278 | 238 | 2232 |

En este sentido, los escenarios se construyen contemplando inyección de generación renovable que siga los lineamientos de la generación máxima y mínima proyectada. Por otro lado, si bien se observa que no existe generación renovable nula (en horas de noche existe aporte de plantas eólicas), se construyen casos con baja o nula generación.

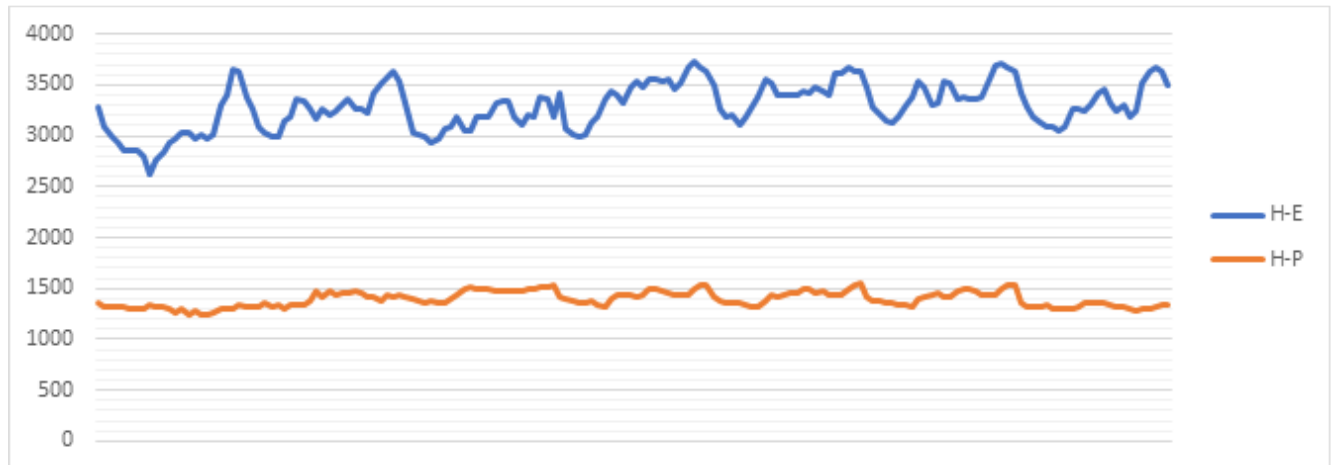
Variaciones de hidrología

A partir del análisis de las proyecciones PCP/PLP es posible dar órdenes de magnitud a las proporciones de generación térmica/hidráulicas en los escenarios húmedos/secos. Esto resulta relevante dado que tiene directa relación con la distribución de generación en el sistema y por lo tanto en la definición de las transferencias por los principales vínculos.

Normalmente, las centrales de pasada varían levemente su inyección a lo largo de un día por lo que su generación puede suponerse constante, mientras que las centrales de embalse ajustan su generación según las condiciones de demanda, tal como se muestra en la figura a continuación.

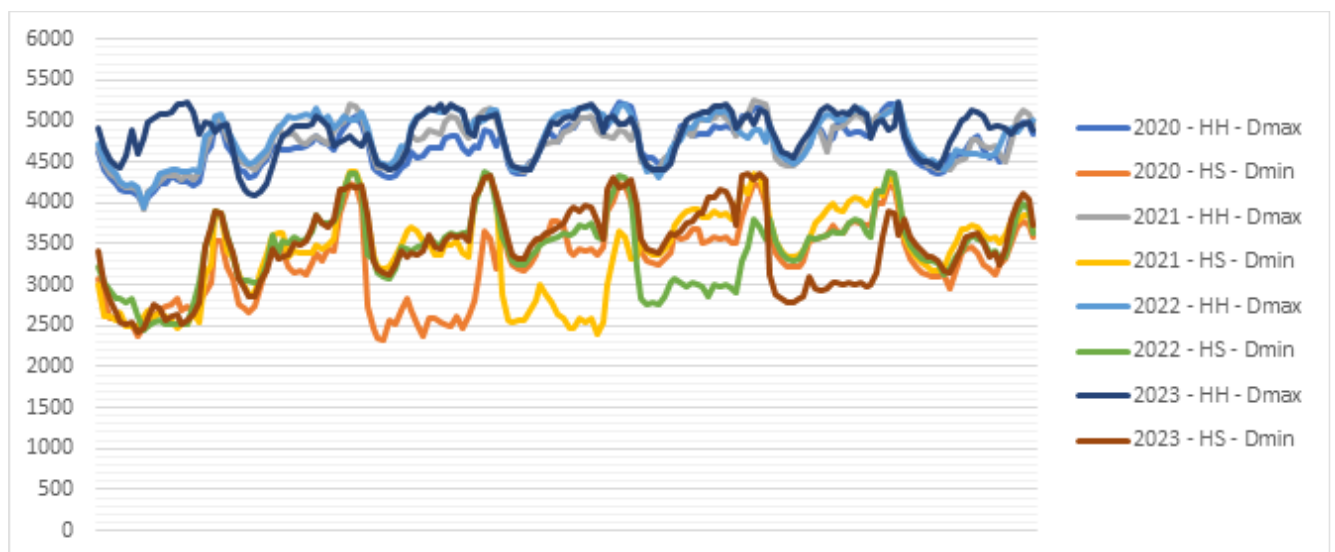


Figura 2-3 – Despacho semanal de Centrales Hidroeléctricas de Embalse Vs Pasada



A su vez, se observa un comportamiento bien diferenciado de la participación hidroeléctrica según la disponibilidad del recurso primario. En este sentido, se muestra a continuación la evolución semanal de este tipo de generación para las dos condiciones hidrológicas de cada año analizado, comenzando desde el domingo.

Figura 2-4 – Despacho Hidráulico semanal para diferentes hidrológicas y años



Despacho térmico

Esta variabilidad hidrológica, sumado a la intermitencia de la generación renovable, deriva naturalmente en escenarios con distinta participación de la generación térmica en la matriz de despacho del SEN. Vale destacar que este tipo de generación, cualquiera sea su tecnología, se encuentra distribuida en las distintas regiones del SEN y que cada una de estas zonas presenta características particulares, por lo cual se abordan de manera diferenciada.

Zona Norte

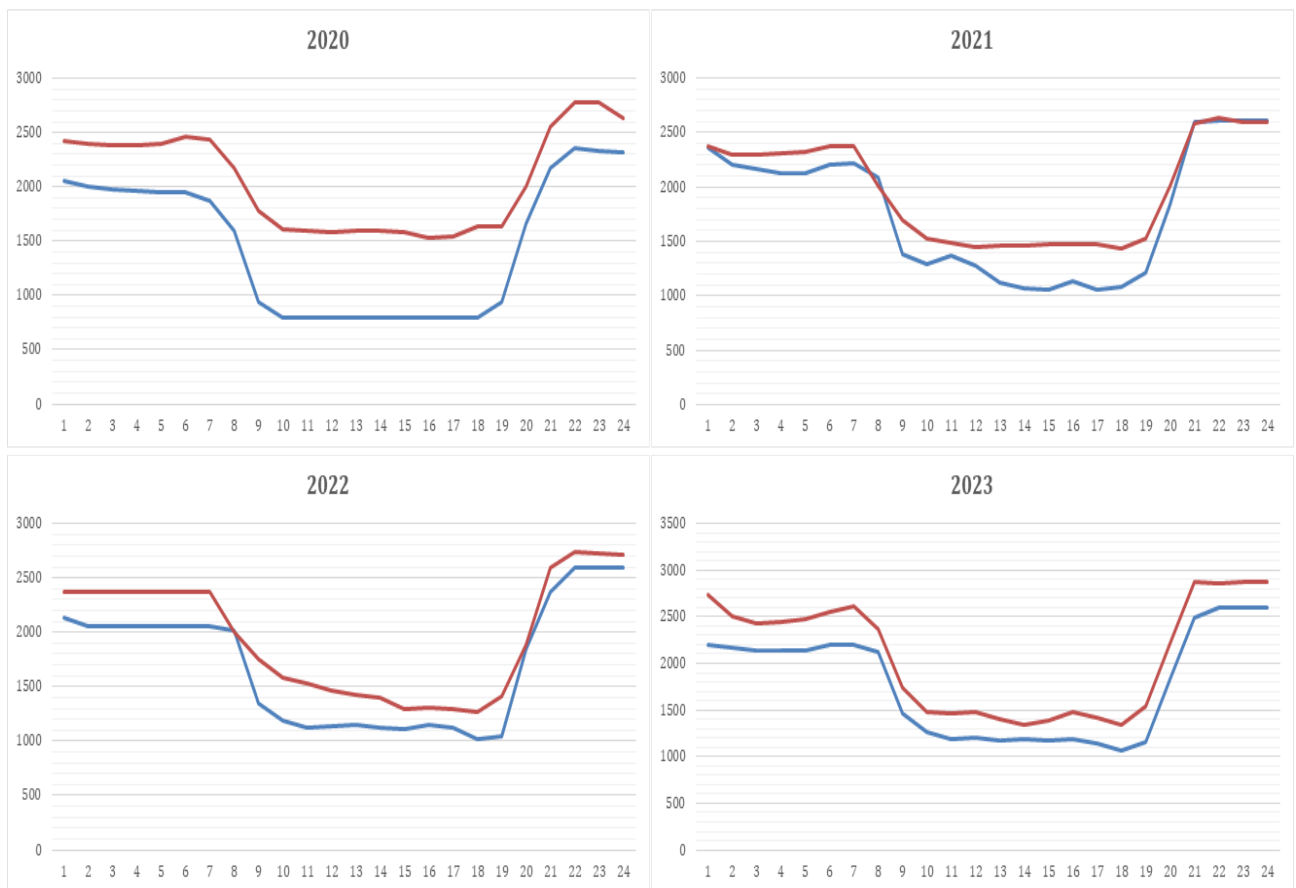
La zona norte (desde SS/EE Nogales 220kV/Polpaico 500kV hacia el norte) posee en su totalidad unidades sincrónicas impulsadas por máquinas térmicas de diferentes tecnologías, por lo que resulta de importancia realizar un análisis pormenorizado de su planificación.



Al analizar la planificación, se observa que, durante las horas del mediodía, la inyección térmica (despacho) se reduce para dar lugar al potencial renovable presente en la zona. Luego aumenta a medida que desciende la producción solar, permitiendo no sólo suplir el descenso de este recurso sino además cubrir la demanda nocturna. Superada esta última condición, se reduce levemente durante la madrugada para repetir el ciclo al día siguiente.

Los montos de generación dependen del día considerado, pero principalmente de la hidraulicidad evaluada. Así, en condiciones de hidrología seca la generación térmica resulta más relevante en la matriz global, mientras que su participación se reduce en épocas de mayor disponibilidad de agua. Siendo que las unidades con base hídrica se encuentran en el sur del país las diferentes condiciones de hidrología repercuten directamente sobre los niveles de transferencia que se establecen en el sistema de transmisión de 500kV. En este sentido la siguiente figura presenta la evolución de la generación térmica de la región norte del SEN durante un día completo para cada uno de los horizontes analizados, en condiciones de hidrología **húmedas** y **secas**.

Tabla 2-3: Evolución típica de la generación térmica en la Zona Norte «Norte Grande + Norte Chico»



A fin de presentar la participación de la generación térmica de la zona norte respecto de producción total, la siguiente tabla contiene los niveles máximos y mínimos esperados para cada escenario posible.



Tabla 2-4: Nivel de participación de la generación térmica de la zona norte en la producción global

| Caso | Máximo [%] | Mínimo [%] |
|------------|------------|------------|
| HH-20-Dmax | 27,3 | 11,9 |
| HH-20-Dmin | 25,1 | 10,2 |
| HS-20-Dmax | 25,7 | 16,8 |
| HS-20-Dmin | 24,1 | 12,1 |
| HH-21-Dmax | 26,1 | 13,0 |
| HH-21-Dmin | 26,1 | 10,2 |
| HS-21-Dmax | 26,0 | 18,3 |
| HS-21-Dmin | 24,1 | 12,3 |
| HH-22-Dmax | 27,4 | 11,6 |
| HH-22-Dmin | 25,8 | 9,6 |
| HS-22-Dmax | 27,2 | 13,8 |
| HS-22-Dmin | 26,6 | 11,9 |
| HH-23-Dmax | 29,7 | 16,1 |
| HH-23-Dmin | 24,2 | 10,4 |
| HS-23-Dmax | 29,8 | 16,1 |
| HS-23-Dmin | 24,12 | 12,2 |

Se destaca que la máxima participación se registra siempre cerca de la 22hs mientras que la mínima participación se establece luego del medio día alrededor de 16hs, comportamiento que mantiene en todas las topologías «años» analizados.

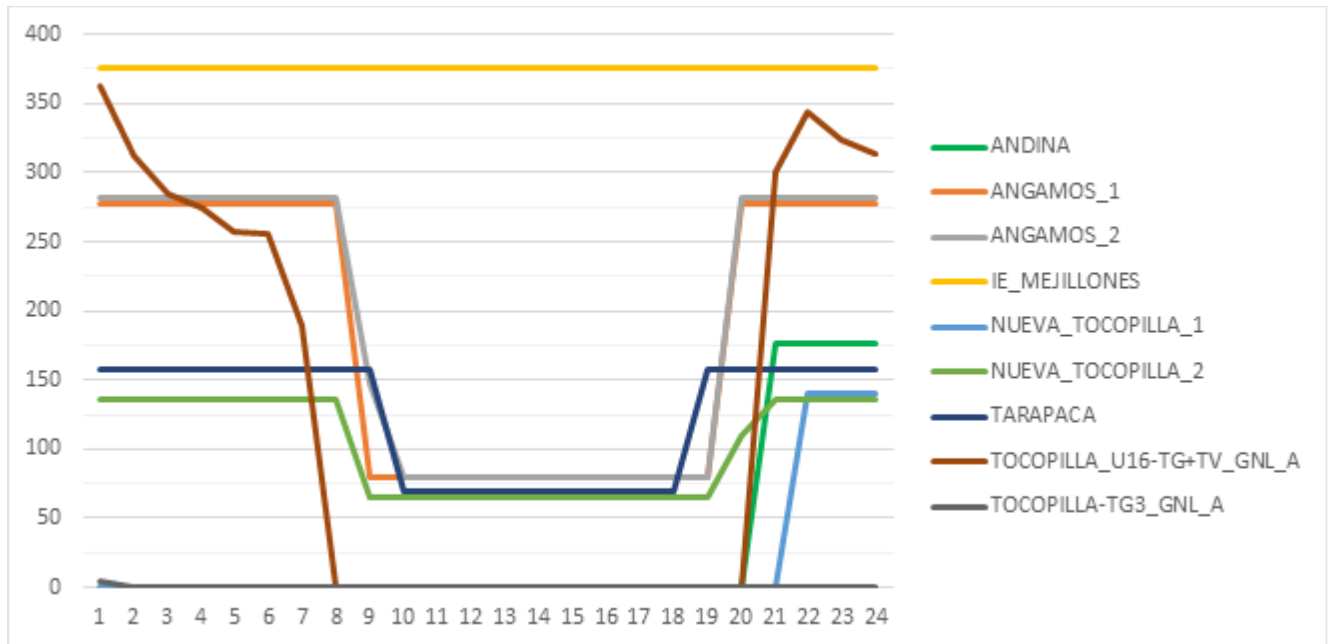
Zona Norte Grande

Dentro de la zona norte resulta importante diferenciar entre el sector Norte Chico y Norte Grande. En términos de montos de generación térmica la región Norte Grande presenta la mayor capacidad instalada, contando con numerosas centrales. La generación en esta área define de manera directa el intercambio de potencia entre ella y el Norte Chico.

Tal como se presenta a continuación en líneas generales la inyección de potencia en el norte grande resulta máxima en horas de la noche, es decir cuando se reduce la inyección solar y aumenta la demanda. En este sentido se observa que, en las horas de máximo aprovechamiento solar ciertas unidades presentan un descenso de su generación, al tiempo que otras salen de servicio (CTM3 y U16). En consecuencia, cuando disminuye la generación solar se incrementa el despacho de las unidades que presentan disponibilidad y se reincorporan las que fueron apagadas, conducta que se repite durante todo el horizonte de estudio.



Figura 2-5: Despacho térmico del Norte Grande en un día



La siguiente tabla presenta los valores máximos y mínimos de la generación térmica de la zona del norte grande esperados para cada año de estudio.

Tabla 2-5: Valores extremos de la generación térmica del Norte Grande

| Año | Máximo [MW] | Mínimo [MW] |
|------|-------------|-------------|
| 2020 | 2477 | 600 |
| 2021 | 2434 | 600 |
| 2022 | 2491 | 600 |
| 2023 | 2751 | 665 |

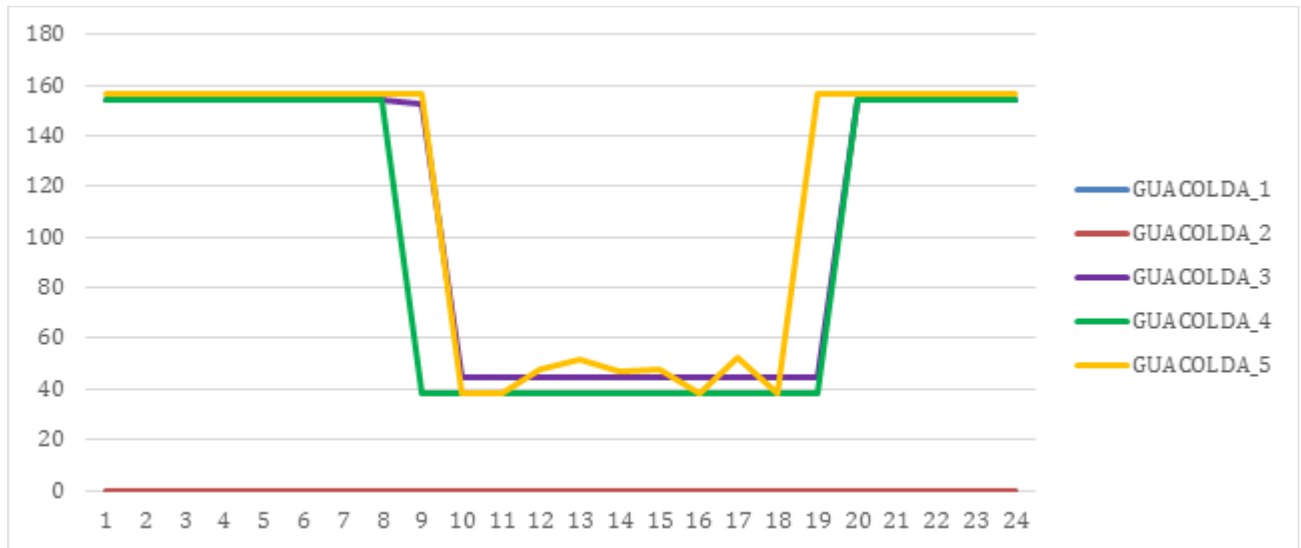
Zona Norte Chico (Guacolda)

El Norte Chico por su parte cuenta con el aporte casi exclusivo de la central Guacolda. Según se extrae de la información recibida, se planifica que la central opere normalmente con 3 o 4 unidades en servicio, no encontrándose ningún caso con las 5 unidades operativas.

Por su ubicación dentro de la red su producción compite directamente con la generación renovable del Norte Chico por lo cual, se estipula que la misma reduzca su inyección durante las horas del mediodía y tarde para evitar sobrecargas en los vínculos de la zona, operando a plena potencia en horas de la noche, tal como se muestra en la figura a continuación.



Figura 2-6: Despacho horario de la central Guacolda

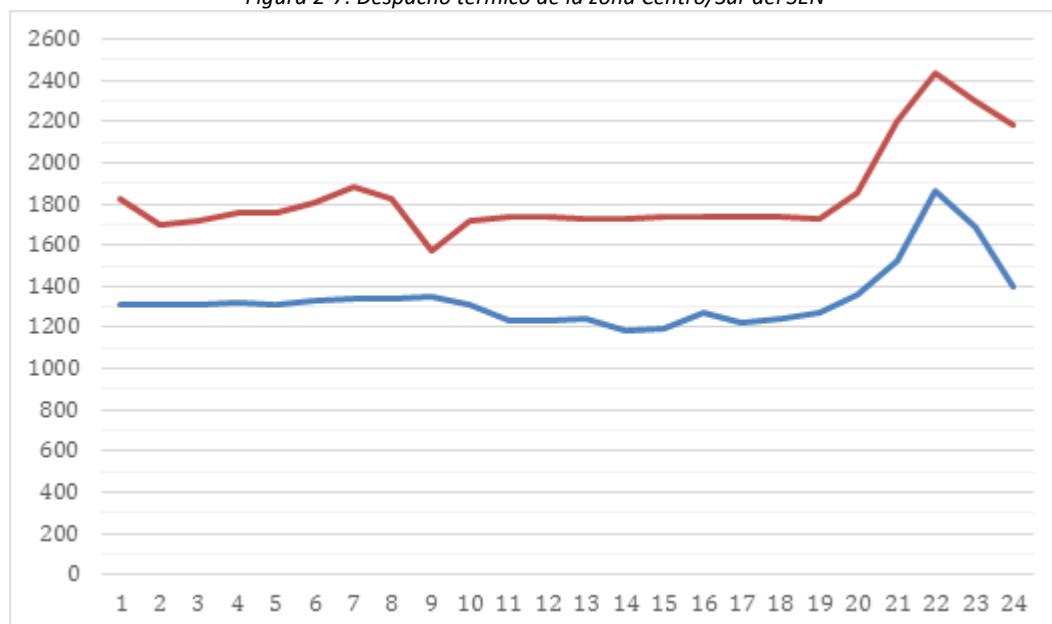


Zona Centro/Sur

Con relación a la zona norte del SEN, la generación sincrónica instalada en la zona Centro/sur del sistema presenta una mayor diversificación, destacada principalmente por la mayor concentración de centrales hidroeléctricas. A su vez, la participación de la generación renovable en estas regiones resulta considerablemente inferior, con un menor impacto en las variaciones diarias de la generación intermitente. En este sentido, las modificaciones al despacho de la generación térmica localizada al centro/sur del sistema se debe, principalmente, al seguimiento de la curva de demanda, con un comportamiento cuasi constante en las horas diurnas, y un máximo de inyección coincidente con las horas de mayor demanda.

A continuación se presenta el despacho térmico horario de la zona Centro/Sur del SEN considerando un día tipo para el año 2020 (*húmedo* / *seco*).

Figura 2-7: Despacho térmico de la zona Centro/Sur del SEN





Resumen inyección térmica

En la siguiente tabla se presenta para cada una de las unidades de generación térmica de mayor relevancia del SEN la participación o no dentro del despacho semanal sobre cada uno de los casos PCP/PLP recibidos. De la misma se puede notar que ciertas unidades resultan despachadas, al menos una hora, en todos los casos analizados, mientras que un menor número de unidades lo hace dependiendo de las restantes condiciones (hidraulicidad, demanda, etc.). A su vez, se destaca que existen unidades de magnitud relevante que no resultan despachadas en ninguno de los escenarios de planificación evaluados.

Tabla 2-6: Participación en el despacho de las centrales térmicas

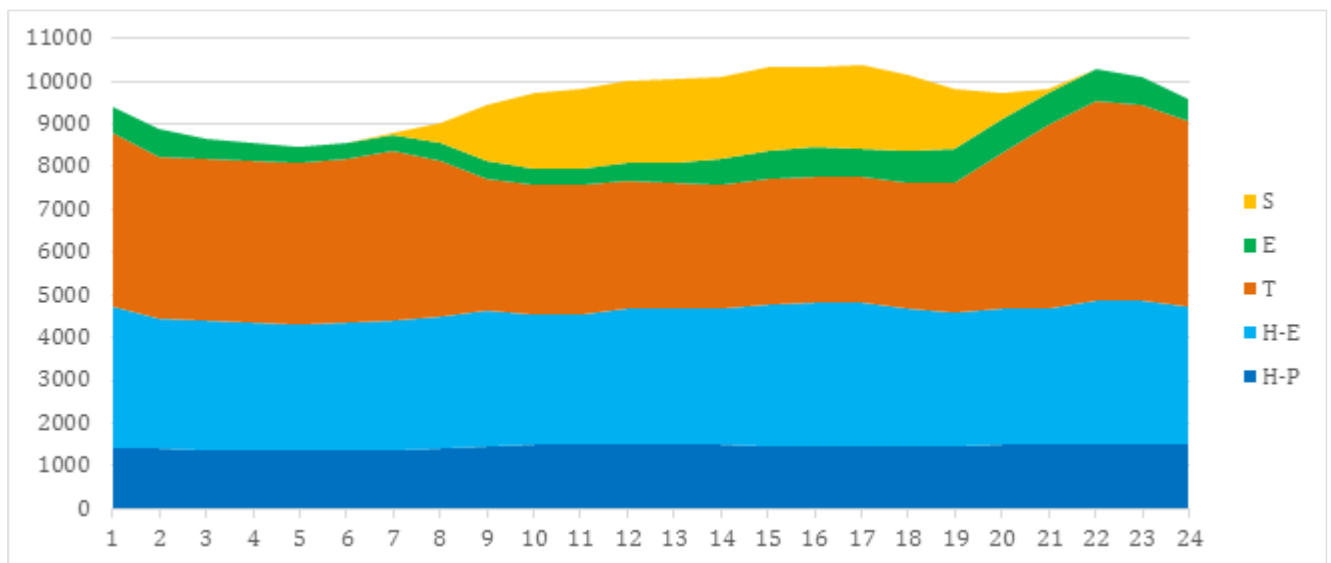
| Año | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | |
|---------------------|----------------|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Caso | | HH-Dmax | HH-Dmin | HS_Dmax | HD_Dmin | HH-Dmax | HH-Dmin | HS_Dmax | HD_Dmin | HH-Dmax | HH-Dmin | HS_Dmax | HD_Dmin | HH-Dmax | HH-Dmin | HS_Dmax | HD_Dmin |
| Generador | | Despacho semanal | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norte Grande | Andina | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | IEM | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Angamos 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Angamos 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | NTO1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | NTO2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CTTAR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tocop_TG3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tocop_U16 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CTM3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Hornitos | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Tocop_U15 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Kelar | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Cochrane 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Cochrane 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Atacama CC1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Atacama CC2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CTM1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CTM2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tocop_U12 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tocop_U13 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tocop_U14 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norte Chico | Guacolda 3 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guacolda 4 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guacolda 5 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guacolda 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Guacolda 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Centro | Nehuenco 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Nehuenco 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | San Isidro 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Ventanas 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | N. Renca | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Campiche | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Ventanas 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Nueva Ventanas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Candelaria | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Quintero | | | | | | | | | | | | | | | | |
| San Isidro 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sur | Bocamina 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Bocamina 2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Santa María | | | | | | | | | | | | | | | | |



Resumen de generación

A continuación, se presenta la distribución horaria de la matriz de generación a lo largo de un día típico, para lo cual se escoge un escenario de hidrología húmeda de diciembre 2020. Vale destacar que la distribución presenta una característica que se mantiene en todos los casos de estudio, pudiendo extrapolarse a las restantes condiciones variando principalmente el nivel de participación de la generación térmica/hidráulica según las distintas hidrologías.

Figura 2-8: Matriz de despacho horaria del SEN



A modo de resumen la siguiente tabla contiene los valores máximos y mínimos de cada tipo y del total de generación para cada año analizado. Vale aclarar que los valores extremos de cada tipo de generación pueden darse de forma no simultánea y, por lo tanto, la no correspondencia de la suma individual con el máximo y mínimo total de generación.

Tabla 2-7: Valores representativos de la generación

| Tipo | 2020 | | 2021 | | 2022 | | 2023 | |
|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
| | Max [MW] | Min [MW] | Max [MW] | Min [MW] | Max [MW] | Min [MW] | Max [MW] | Min [MW] |
| H. Embalse | 3857 | 777 | 3815 | 878 | 3867 | 820 | 3828 | 848 |
| H. Pasada | 1675 | 1095 | 1675 | 1172 | 1755 | 1264 | 1755 | 1302 |
| Térmica | 4980 | 1750 | 5114 | 1759 | 5525 | 1779 | 5773 | 1931 |
| Solar | 2232 | 0 | 2232 | 0 | 2232 | 0 | 2232 | 0 |
| Eólica | 1294 | 203 | 1294 | 234 | 1291 | 225 | 1279 | 238 |
| Total | 10522 | 7028 | 10570 | 7094 | 11137 | 7314 | 11547 | 7521 |



2.1.3 Transferecia

De la combinación de los diferentes estados de generación anteriormente presentados, surge un conjunto de escenarios que establecen condiciones de transmisión sobre todos los vínculos del sistema.

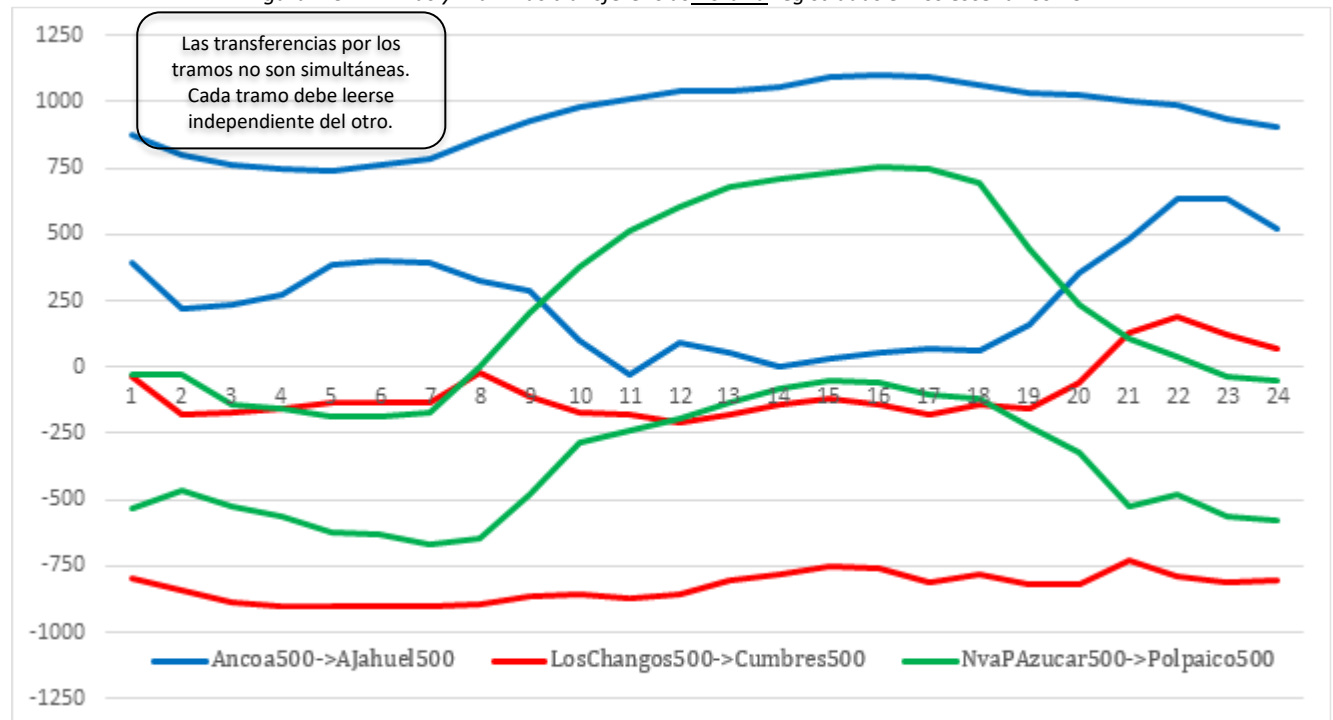
Del total de la red de transmisión resultan de especial interés aquellas líneas que sean representativas en cuanto a intercambios de potencia entre las principales zonas del sistema. En este sentido, este apartado se enfoca en las siguientes líneas de transmisión:

- Los Changos – Cumbre 2x500kV que establece la interconexión entre las zonas Norte Grande y Norte Chico.
- Nueva Pan de Azúcar-Polpaico 2x500kV que se constituye como el nexo entre el Norte Chico y la región Centro-Sur.
- Ancoa – Alto Jahuel 4x500kV que representa el vínculo principal entre la zona sur con la región metropolitana.

La importancia de estos vínculos radica en que los niveles de transferencia, junto a las condiciones de demanda y niveles de inyección, permite establecer de manera completa la operación del SEN.

En la siguiente gráfica se muestran las transferencias máximas y mínimas respectivamente a través de los vínculos mencionados, registradas en todos los escenarios PCP/PLP analizados.

Figura 2-9 Mínimas y Máximas transferencias horaria registradas en los escenarios PCP





De la misma se puede observar que:

- Se espera que, generalmente, el Norte Grande se presente importando potencia del resto del SEN, alcanzado valores de hasta 900MW. A su vez, puede presentarse la condición del Norte Grande exportando leves montos de potencia en horas de la noche (hasta 200MW), cuando disminuye la inyección fotovoltaica y se incrementa el despacho de la generación térmica localizada en la misma, al tiempo que se incrementa la demanda.
- El flujo por la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico se modifica principalmente con la inyección de potencia de generación renovable. Así durante las horas del mediodía y la tarde las transferencias se dan en sentido NORTE→SUR alcanzando montos de hasta 750MW. Ya en la tarde-noche comienza a disminuir, invirtiendo a sentido SUR→NORTE alcanzando las máximas transferencias (en este sentido) en horas de la mañana, con valores de hasta 700MW. En este sentido, los flujos intercambiados entre el Norte y Centro del SEN se mantienen en un rango de ± 750 MW, variando principalmente con el nivel de penetración renovable de la zona norte.
- La transferencia sobre el vínculo Ancoa – Alto Jahuel se ven directamente afectada por los niveles de hidrología. Si bien el sentido de transmisión es siempre SUR→NORTE, los montos se incrementan en estaciones húmedas y se reducen en los meses secos. Las máximas transferencias registradas resultan de 1100MW.

Tabla 2-8 – Máximas niveles de transferencia registradas en escenarios PCP/PLP

| Tramo | Los Changos – Cumbre [MW] | | N. P. Azúcar – Polpaico [MW] | | Ancoa – Alto Jahuel [MW] | |
|-------|---------------------------|-----|------------------------------|-----|--------------------------|------|
| | N→S | S→N | N→S | S→N | N→S | S→N |
| Año | | | | | | |
| 2020 | 90 | 900 | 755 | 668 | 27 | 997 |
| 2021 | 5 | 900 | 746 | 643 | 54 | 1029 |
| 2022 | 38 | 874 | 554 | 566 | 22 | 1065 |
| 2023 | 186 | 824 | 566 | 574 | 108 | 1100 |

2.1.4 Demanda

La evolución y crecimiento de la demanda resulta de vital importancia para la planificación del sistema. Si bien la información recibida no se enfoca en pronósticos de consumo, se puede inferir de la misma como se espera que se comporte el mismo en los años venideros.

El análisis de la demanda se divide en dos aspectos, primero en su variación a lo largo de las 24hs de un día y luego sobre las tasas de crecimientos esperadas.

Tal como es sabido el consumo varía en línea con la actividad económica y social, así durante el día la demanda resulta naturalmente mayor que en horas de la madrugada. La curva característica de demanda cuenta con una rampa de subida muy alta alcanzando importantes niveles de consumo incluso antes del mediodía, permaneciendo prácticamente constante hasta las 22hs cuando comienza a disminuir. El valor mínimo en horas de la madrugada -5am- y el máximo ya sea en horas de la tarde -17hs- o durante la noche -22hs-.



Figura 2-10: Característica y evolución de la demanda



Más allá de las características posibles en las que puede evolucionar la demanda, se presentan a continuación los montos de consumo máximo y mínimo posible para cada hora del día de los años de estudio.

Tabla 2-9: Mínimos y Máximos niveles de demanda

| Tramo | Demanda | |
|-------|----------|---------|
| | Máxima | Mínima |
| 2020 | 10365 MW | 7061 MW |
| 2021 | 10754 MW | 8033 MW |
| 2022 | 11046 MW | 8216 MW |
| 2023 | 11547 MW | 8455 MW |

Las diferentes formas en las que evoluciona la demanda, así como los montos posibles que la misma puede adoptar para cada hora del día, permiten la confección de escenarios que representen múltiples combinaciones de generación y consumo que puedan presentarse en la realidad.



2.2 Topologías y Obras

El estudio contempla su desarrollo en 2 Etapas:

- Etapa 1: Análisis al año 2020.
- Etapa 2: Análisis para el período 2021-2023, con detalle al menos anual.

Teniendo en cuenta esto, se plantean 4 topologías bases de estudio, a diciembre de cada uno de estos años. A continuación se listan las principales obras asociadas a cada topología:

- **Topología diciembre 2020:**
 - LT Illapa – Cumbre 2x220kV + transformador Cumbre 500/220kV.
 - LT Nva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV.
 - LT Kimal – Los Changos 2x500kV + 3er autotransformador 500/220kV Los Changos + transformadores 2 x 500/220kV Kimal. *(Fecha prevista P/S: julio 2019)*
 - Proyecto de Compensación reactiva Nva Pan de Azúcar – Polpaico. *(Fecha prevista P/S: febrero 2020)*
 - 2do transformador 500/220kV en SSEE Nva Cardones, Nva Maitencillo y Nva Pan de Azúcar. *(Fecha prevista P/S: febrero 2020)*
- **Topología diciembre 2021:**
 - S/E Río Aconcagua. *(Fecha prevista P/S: octubre 2021)*
 - LT Nva Pichirropulli – Tineo 2x500kV (energizada en 220kV). *(Fecha prevista P/S: octubre 2021)*
- **Topología diciembre 2022:**
 - LT Nva Maitencillo – Punta Colorada – Nva Pan de Azúcar 2x220kV. *(Fecha prevista P/S: abril 2022)*
 - LT Nva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nva Los Pelambres 2x220kV. *(Fecha prevista P/S: noviembre 2022)*
- **Topología diciembre 2023:**
 - S/E Parinas 500kV *(Fecha prevista P/S: marzo 2023)*
 - LT Agua Santa – La Pólvara – Nva Casablanca – A. Melipilla 2x220kV. *(Fecha prevista P/S: octubre 2023)*
 - LT Itahue – Mataquito – Nirivilo – Nva Cauquenes – Dichato – Hualqui 2x220kV. *(Fecha prevista P/S: octubre 2023)*
 - LT Tineo – Nva Ancud 2x500kV (energizada en 220kV). *(Fecha prevista P/S: noviembre 2023)*



2.3 Desarrollo de Escenarios Base

2.3.1 Criterios generales de elaboración

Los escenarios base desarrollados para el estudio consideran los siguientes puntos relevantes:

- Hidrología seca y húmeda
- Nivel de generación ERNC alta durante el día, y baja durante la noche
- Nivel de demanda sistémica alta en día laboral, y baja en domingo
- Consideraciones adicionales

Hidrología

La información de los despachos PCP/PLP suministrados, proporcionan los lineamientos sobre cuáles son las proporciones máximas y mínimas esperadas para condiciones de demanda alta y baja.

Los escenarios de hidrología seca tienen como principal característica generar transferencias en sentido norte-sur por los vínculos de interés. En contraposición los escenarios hidráulicos tenderán a invertir o disminuir los flujos dado que este tipo de generación está fundamentalmente concentrada en la zona sur del sistema.

Generación ERNC

A partir de la información suministrada en los Escenarios PCP/PLP, resulta esperable que en toda la franja horaria se encuentre generación ERNC no nula, cuyo nivel obedece a sus propios perfiles de generación en función de su tecnología: aporte fotovoltaico durante las horas diurnas y aporte eólico las 24 horas del día. Más allá de esto, según se encuentre necesario/conveniente, se generan casos más extremos que consideran generación ERNC nula o por encima de los valores previstos en la programación.

Demanda

Para la elaboración de los escenarios de estudio, se toman como fuentes primarias de información, los escenarios de la base de datos del SEN, emitida en noviembre de 2018 por el Coordinador Eléctrico Nacional y los escenarios de Programación a Corto y Largo Plazo (PCP y PLP respectivamente) suministrados para fines del presente estudio.

De los escenarios de la base de datos, se toman los correspondientes a demanda alta en día laboral y a demanda baja en domingo, a partir de los cuales se efectúa un escalamiento de los consumos a las fechas de estudio de cada topología, tomando como referencia los factores de crecimiento sistémicos indicados en el Informe de Precio de Nudo ITD - Julio 2018.

Transferencias

Siguiendo los criterios presentados anteriormente, las condiciones operativas del sistema se basan en previsiones económicas, las cuales permiten generar escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia. Más allá de esto, cuando se encuentre factible, se desarrollarán casos que permitan alcanzar límites de transferencia acordes a cada topología teniendo bajo consideración las características de cada uno de ellos. Esto se realiza cuidando de no establecer condiciones que impliquen una operación técnicamente inviable o económicamente muy distante de lo previsto.



2.3.2 Características de los Escenarios Base

En línea con el análisis de escenarios PCP/PLC y los criterios presentados para la elaboración de los casos de estudio (presentados en el apartado anterior) se diseñan para cada topología de estudio 8 escenarios base que representan distintas condiciones factibles de operación. A continuación, se presenta un resumen de los escenarios base previstos, indicando los puntos más relevantes de cada uno; montos de generación, niveles de transferencia, inercia, entre otros.

Tabla 2-10. Resumen Escenarios 2020

| ID escenario | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidrología | HÚMEDA | | | | SECA | | | |
| Demanda | Baja | Alta | Baja | Alta | Alta | Baja | Baja | Alta |
| Horario | Noche | | Día | | Noche | | Noche | |
| Generacion Total [MW] | 7.950 | 10.823 | 7.913 | 10.734 | 10.738 | 7.901 | 7.928 | 10.702 |
| • HIDRAULICO (embalse) [%] | 32 | 35 | 26 | 26 | 17 | 16 | 22 | 22 |
| • HIDRAULICO (pasada) [%] | 12 | 14 | 12 | 13 | 10 | 11 | 11 | 9 |
| • TERMICO [%] | 51 | 51 | 33 | 35 | 45 | 48 | 67 | 59 |
| • EOLICO [%] | 5 | 0 | 9 | 10 | 11 | 9 | 0 | 10 |
| • SOLAR [%] | 0 | 0 | 19 | 16 | 18 | 17 | 0 | 0 |
| Reserva Efectiva TOTAL @10s [MW] | 402 | 476 | 376 | 376 | 378 | 410 | 265 | 349 |
| • Reserva Zona Norte Grande @10s [MW] | 61 | 55 | 65 | 28 | 26 | 52 | 69 | 74 |
| • Reserva BESS Zona Norte Grande [MW] | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| • Reserva Resto del SEN @10s [MW] | 290 | 369 | 261 | 298 | 301 | 307 | 145 | 224 |
| • Reserva Zona Norte Grande [%] | 28 | 22 | 31 | 21 | 20 | 25 | 45 | 36 |
| • Reserva Resto del SEN [%] | 72 | 78 | 69 | 79 | 80 | 75 | 55 | 64 |
| Inercia Total [MVAs] | 45.330 | 61.690 | 36.994 | 48.929 | 48.766 | 38.170 | 48.886 | 60.331 |
| • Inercia Zona Norte Grande [MVAs] | 13.004 | 11.869 | 10.735 | 8.804 | 11.213 | 11.213 | 16.566 | 16.566 |
| • Inercia Resto del SEN [MVAs] | 32.326 | 49.821 | 26.259 | 40.124 | 37.554 | 26.957 | 32.320 | 43.765 |
| Principales transferencias en 500kV | | | | | | | | |
| • TRANSF KIMAL → LCHAN 2x500kV [MW] | -491 | -702 | -431 | -521 | -122 | -290 | -199 | -239 |
| • TRANSF LCHAN → CUMB 2x500kV [MW] | -382 | -781 | -296 | -461 | 185 | -54 | 184 | 58 |
| • TRANSF NPAZU → POL 2x500kV [MW] | -363 | -1.011 | 391 | 399 | 1.158 | 644 | 21 | 322 |
| • TRANSF ANCOA → A.JAH 4x500kV [MW] | 1.397 | 2.184 | 1.056 | 1.240 | 620 | 614 | 1.136 | 1.194 |
| • TRANSF CHARR → NORTE 3x500kV [MW] | 750 | 1.275 | 328 | 516 | 451 | 443 | 748 | 642 |
| Generacion en principales zonas | | | | | | | | |
| • GEN SINCRONICA ANCOA [MW] | 620 | 1.001 | 890 | 928 | 382 | 215 | 360 | 799 |
| • GEN CHARRUA [MW] | 1.390 | 2.718 | 901 | 1.728 | 1.600 | 948 | 1.651 | 1.800 |
| • GEN SAN LUIS [MW] | 757 | 1.087 | 397 | 1.027 | 1.087 | 757 | 757 | 1.087 |
| • GEN VENTANAS [MW] | 374 | 814 | 150 | 205 | 610 | 197 | 420 | 760 |
| • GEN GUACOLDA [MW] | 600 | 600 | 320 | 305 | 305 | 370 | 560 | 600 |
| • GEN TEN [MW] | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 375 | 603 | 536 |
| • GEN KAPATUR [MW] | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 |
| • GEN CHACAYA [MW] | 320 | 160 | 140 | 110 | 325 | 280 | 320 | 320 |
| • GEN CRUCERO [MW] | 580 | 610 | 360 | 190 | 520 | 420 | 995 | 1.002 |
| • GEN Eólicos Norte Grande [MW] | 71 | 0 | 101 | 162 | 182 | 121 | 0 | 121 |
| • GEN Fotovoltaicos Norte Grande [MW] | 0 | 0 | 583 | 622 | 699 | 466 | 0 | 0 |
| • GEN Eólicos Resto del SEN [MW] | 315 | 0 | 574 | 863 | 1.019 | 589 | 0 | 931 |
| • GEN Fotovoltaicos Resto del SEN [MW] | 0 | 0 | 953 | 1.139 | 1.200 | 859 | 0 | 0 |



Tabla 2-11. Resumen Escenarios 2021

| ID escenario | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidrología | HÚMEDA | | | | SECA | | | |
| Demanda | Baja | Alta | Baja | Alta | Alta | Baja | Baja | Alta |
| Horario | Noche | | Día | | | | Noche | |
| Generacion Total [MW] | 8.163 | 11.124 | 8.125 | 11.057 | 11.054 | 8.114 | 8.122 | 11.017 |
| • HIDRAULICO (embalse) [%] | 32 | 34 | 26 | 27 | 17 | 16 | 18 | 21 |
| • HIDRAULICO (pasada) [%] | 14 | 15 | 14 | 14 | 9 | 11 | 11 | 9 |
| • TERMICO [%] | 48 | 51 | 32 | 34 | 45 | 47 | 71 | 60 |
| • EOLICO [%] | 6 | 0 | 9 | 9 | 11 | 10 | 0 | 10 |
| • SOLAR [%] | 0 | 0 | 19 | 16 | 17 | 16 | 0 | 0 |
| Reserva Efectiva TOTAL @10s [MW] | 401 | 460 | 377 | 397 | 384 | 411 | 273 | 369 |
| • Reserva Zona Norte Grande @10s [MW] | 60 | 70 | 65 | 27 | 37 | 52 | 69 | 95 |
| • Reserva BESS Zona Norte Grande [MW] | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| • Reserva Resto del SEN @10s [MW] | 290 | 339 | 262 | 318 | 296 | 308 | 153 | 224 |
| • Reserva Zona Norte Grande [%] | 28 | 26 | 31 | 20 | 23 | 25 | 44 | 39 |
| • Reserva Resto del SEN [%] | 72 | 74 | 69 | 80 | 77 | 75 | 56 | 61 |
| Inercia Total [MVAs] | 46.265 | 64.089 | 38.063 | 51.028 | 49.302 | 38.755 | 53.646 | 63.370 |
| • Inercia Zona Norte Grande [MVAs] | 13.004 | 13.599 | 10.735 | 8.804 | 11.772 | 11.213 | 19.433 | 19.433 |
| • Inercia Resto del SEN [MVAs] | 33.261 | 50.490 | 27.328 | 42.224 | 37.531 | 27.542 | 34.212 | 43.936 |
| Principales transferencias en 500kV | | | | | | | | |
| • TRANSF KIMAL → LCHAN 2x500kV [MW] | -497 | -702 | -452 | -523 | -74 | -311 | -196 | -286 |
| • TRANSF LCHAN → CUMB 2x500kV [MW] | -399 | -601 | -383 | -453 | 238 | -91 | 361 | 193 |
| • TRANSF NPAZU → POL 2x500kV [MW] | -406 | -873 | 338 | 375 | 1.170 | 616 | 168 | 418 |
| • TRANSF ANCOA → A.JAH 4x500kV [MW] | 1.470 | 2.342 | 1.075 | 1.424 | 753 | 710 | 822 | 1.249 |
| • TRANSF CHARR → NORTE 3x500kV [MW] | 720 | 1.313 | 291 | 590 | 561 | 491 | 478 | 706 |
| Generacion en principales zonas | | | | | | | | |
| • GEN SINCRONICA ANCOA [MW] | 620 | 1.024 | 833 | 917 | 412 | 215 | 360 | 799 |
| • GEN CHARRUA [MW] | 1.390 | 2.828 | 901 | 1.898 | 1.715 | 948 | 1.343 | 1.800 |
| • GEN SAN LUIS [MW] | 757 | 1.087 | 397 | 1.027 | 1.087 | 757 | 757 | 1.087 |
| • GEN VENTANAS [MW] | 293 | 617 | 150 | 180 | 610 | 191 | 420 | 760 |
| • GEN GUACOLDA [MW] | 600 | 600 | 320 | 305 | 335 | 380 | 560 | 600 |
| • GEN TEN [MW] | 375 | 599 | 375 | 375 | 375 | 375 | 603 | 559 |
| • GEN KAPATUR [MW] | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 745 | 750 |
| • GEN CHACAYA [MW] | 320 | 160 | 140 | 160 | 325 | 280 | 310 | 320 |
| • GEN CRUCERO [MW] | 600 | 610 | 360 | 190 | 615 | 420 | 995 | 927 |
| • GEN Eólicos Norte Grande [MW] | 71 | 0 | 101 | 162 | 182 | 121 | 0 | 121 |
| • GEN Fotovoltaicos Norte Grande [MW] | 0 | 0 | 583 | 622 | 699 | 466 | 0 | 0 |
| • GEN Eólicos Resto del SEN [MW] | 395 | 0 | 596 | 863 | 1.082 | 700 | 0 | 1.031 |
| • GEN Fotovoltaicos Resto del SEN [MW] | 0 | 0 | 953 | 1.140 | 1.200 | 859 | 0 | 0 |



Tabla 2-12. Resumen Escenarios 2022

| ID escenario | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidrología | HÚMEDA | | | | SECA | | | |
| Demanda | Baja | Alta | Baja | Alta | Alta | Baja | Baja | Alta |
| Horario | Noche | | Día | | | | Noche | |
| Generacion Total [MW] | 8.391 | 11.488 | 8.352 | 11.391 | 11.376 | 8.336 | 8.366 | 11.363 |
| • HIDRAULICO (embalse) [%] | 33 | 34 | 26 | 27 | 16 | 17 | 20 | 20 |
| • HIDRAULICO (pasada) [%] | 15 | 15 | 15 | 14 | 10 | 11 | 11 | 9 |
| • TERMICO [%] | 45 | 51 | 31 | 32 | 46 | 46 | 69 | 60 |
| • EOLICO [%] | 6 | 0 | 9 | 11 | 11 | 11 | 0 | 11 |
| • SOLAR [%] | 0 | 0 | 18 | 15 | 17 | 16 | 0 | 0 |
| Reserva Efectiva TOTAL @10s [MW] | 367 | 437 | 376 | 398 | 378 | 407 | 278 | 342 |
| • Reserva Zona Norte Grande @10s [MW] | 60 | 70 | 65 | 28 | 37 | 52 | 69 | 73 |
| • Reserva BESS Zona Norte Grande [MW] | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| • Reserva Resto del SEN @10s [MW] | 256 | 316 | 260 | 319 | 290 | 304 | 158 | 218 |
| • Reserva Zona Norte Grande [%] | 30 | 28 | 31 | 20 | 23 | 25 | 43 | 36 |
| • Reserva Resto del SEN [%] | 70 | 72 | 69 | 80 | 77 | 75 | 57 | 64 |
| Inercia Total [MVAs] | 45.958 | 65.223 | 39.110 | 52.075 | 52.386 | 38.755 | 52.477 | 64.145 |
| • Inercia Zona Norte Grande [MVAs] | 13.004 | 13.599 | 10.735 | 8.804 | 11.772 | 11.213 | 16.566 | 19.433 |
| • Inercia Resto del SEN [MVAs] | 32.954 | 51.624 | 28.375 | 43.271 | 40.615 | 27.542 | 35.911 | 44.711 |
| Principales transferencias en 500kV | | | | | | | | |
| • TRANSF KIMAL → LCHAN 2x500kV [MW] | -518 | -727 | -472 | -565 | -97 | -327 | -245 | -253 |
| • TRANSF LCHAN → CUMB 2x500kV [MW] | -435 | -643 | -369 | -532 | 199 | -117 | 100 | 225 |
| • TRANSF NPAZU → POL 2x500kV [MW] | -478 | -916 | 228 | 222 | 1.067 | 512 | -133 | 482 |
| • TRANSF ANCOA → A.JAH 4x500kV [MW] | 1.680 | 2.472 | 1.175 | 1.620 | 646 | 814 | 1.196 | 1.288 |
| • TRANSF CHARR → NORTE 3x500kV [MW] | 625 | 1.350 | 258 | 644 | 404 | 587 | 800 | 760 |
| Generacion en principales zonas | | | | | | | | |
| • GEN SINCRONICA ANCOA [MW] | 930 | 1.044 | 904 | 992 | 402 | 215 | 360 | 799 |
| • GEN CHARRUA [MW] | 1.298 | 2.908 | 901 | 1.898 | 1.579 | 1.048 | 1.812 | 1.930 |
| • GEN SAN LUIS [MW] | 757 | 1.087 | 397 | 1.027 | 1.087 | 757 | 757 | 1.087 |
| • GEN VENTANAS [MW] | 156 | 722 | 150 | 200 | 610 | 215 | 420 | 760 |
| • GEN GUACOLDA [MW] | 600 | 600 | 320 | 225 | 335 | 390 | 560 | 600 |
| • GEN TEN [MW] | 375 | 599 | 375 | 375 | 375 | 375 | 603 | 552 |
| • GEN KAPATUR [MW] | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 750 |
| • GEN CHACAYA [MW] | 320 | 160 | 140 | 120 | 325 | 290 | 310 | 320 |
| • GEN CRUCERO [MW] | 600 | 610 | 360 | 190 | 615 | 420 | 995 | 1.007 |
| • GEN Eólicos Norte Grande [MW] | 71 | 0 | 101 | 162 | 182 | 121 | 0 | 121 |
| • GEN Fotovoltaicos Norte Grande [MW] | 0 | 0 | 583 | 622 | 699 | 466 | 0 | 0 |
| • GEN Eólicos Resto del SEN [MW] | 422 | 0 | 632 | 1.073 | 1.121 | 770 | 0 | 1.160 |
| • GEN Fotovoltaicos Resto del SEN [MW] | 0 | 0 | 953 | 1.140 | 1.200 | 862 | 0 | 0 |



Tabla 2-13. Resumen Escenarios 2023

| ID escenario | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidrología | HÚMEDA | | | | SECA | | | |
| Demanda | Baja | Alta | Baja | Alta | Alta | Baja | Baja | Alta |
| Horario | Noche | | Día | | | | Noche | |
| Generacion Total [MW] | 8.614 | 11.838 | 8.573 | 11.720 | 11.720 | 8.548 | 8.589 | 11.706 |
| • HIDRAULICO (embalse) [%] | 34 | 34 | 27 | 27 | 15 | 16 | 22 | 20 |
| • HIDRAULICO (pasada) [%] | 16 | 16 | 16 | 16 | 10 | 10 | 10 | 9 |
| • TERMICO [%] | 45 | 51 | 30 | 32 | 47 | 48 | 68 | 58 |
| • EOLICO [%] | 6 | 0 | 9 | 11 | 12 | 11 | 0 | 13 |
| • SOLAR [%] | 0 | 0 | 18 | 15 | 16 | 16 | 0 | 0 |
| Reserva Efectiva TOTAL @10s [MW] | 376 | 424 | 356 | 378 | 419 | 426 | 251 | 360 |
| • Reserva Zona Norte Grande @10s [MW] | 60 | 70 | 65 | 28 | 77 | 52 | 69 | 73 |
| • Reserva BESS Zona Norte Grande [MW] | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| • Reserva Resto del SEN @10s [MW] | 265 | 303 | 241 | 300 | 290 | 322 | 130 | 236 |
| • Reserva Zona Norte Grande [%] | 29 | 29 | 32 | 21 | 31 | 24 | 48 | 35 |
| • Reserva Resto del SEN [%] | 71 | 71 | 68 | 79 | 69 | 76 | 52 | 65 |
| Inercia Total [MVAs] | 46.229 | 66.251 | 39.875 | 52.079 | 55.451 | 41.078 | 52.624 | 64.816 |
| • Inercia Zona Norte Grande [MVAs] | 13.004 | 13.599 | 10.735 | 8.804 | 14.837 | 11.213 | 16.566 | 19.433 |
| • Inercia Resto del SEN [MVAs] | 33.225 | 52.653 | 29.141 | 43.275 | 40.615 | 29.866 | 36.058 | 45.383 |
| Principales transferencias en 500kV | | | | | | | | |
| • TRANSF KIMAL → LCHAN 2x500kV [MW] | -533 | -747 | -489 | -586 | 46 | -348 | -256 | -262 |
| • TRANSF LCHAN → CUMB 2x500kV [MW] | -467 | -681 | -401 | -571 | 378 | -159 | 78 | 200 |
| • TRANSF NPAZU → POL 2x500kV [MW] | -524 | -988 | 179 | 156 | 1.170 | 526 | -182 | 543 |
| • TRANSF ANCOA → A.JAH 4x500kV [MW] | 1.661 | 2.598 | 1.297 | 1.595 | 681 | 702 | 1.290 | 1.264 |
| • TRANSF CHARR → NORTE 3x500kV [MW] | 628 | 1.409 | 375 | 668 | 436 | 476 | 761 | 715 |
| Generacion en principales zonas | | | | | | | | |
| • GEN SINCRONICA ANCOA [MW] | 950 | 1.084 | 897 | 958 | 402 | 215 | 505 | 799 |
| • GEN CHARRUA [MW] | 1.298 | 3.108 | 1.036 | 1.946 | 1.573 | 1.009 | 1.863 | 1.930 |
| • GEN SAN LUIS [MW] | 757 | 1.087 | 397 | 1.027 | 1.087 | 757 | 757 | 1.087 |
| • GEN VENTANAS [MW] | 199 | 718 | 150 | 200 | 610 | 149 | 430 | 760 |
| • GEN GUACOLDA [MW] | 600 | 600 | 320 | 225 | 335 | 400 | 560 | 600 |
| • GEN TEN [MW] | 375 | 599 | 375 | 375 | 375 | 375 | 603 | 546 |
| • GEN KAPATUR [MW] | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 520 | 750 |
| • GEN CHACAYA [MW] | 320 | 160 | 140 | 120 | 325 | 280 | 320 | 320 |
| • GEN CRUCERO [MW] | 600 | 610 | 360 | 190 | 835 | 420 | 995 | 1.007 |
| • GEN Eólicos Norte Grande [MW] | 71 | 0 | 101 | 162 | 182 | 121 | 0 | 141 |
| • GEN Fotovoltaicos Norte Grande [MW] | 0 | 0 | 583 | 622 | 699 | 466 | 0 | 0 |
| • GEN Eólicos Resto del SEN [MW] | 422 | 0 | 632 | 1.073 | 1.240 | 832 | 0 | 1.382 |
| • GEN Fotovoltaicos Resto del SEN [MW] | 0 | 0 | 953 | 1.140 | 1.200 | 859 | 0 | 0 |

A partir de los casos base se generarán múltiples escenarios de operación, ya sea para aumentar la criticidad de estos teniendo como objetivo maximizar/minimizar los flujos por cada uno de los enlaces evaluados o modificar algún factor determinante para el análisis como pueden ser el control de tensión, inercia, reservas, etc.

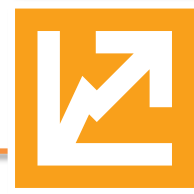


2.4 Tensiones de Servicio

Para la definición de las tensiones de servicio, a considerar en el presente estudio como información de entrada, se adoptan las indicadas en la última revisión del “*Estudio de Tensiones de Servicio*”, publicado por el Coordinador (ETS junio 2018 [9]). A su vez, para las barras que no presentan una tensión de servicio definida, se adopta una tensión de servicio coherente con la barra adyacente más cercana en la cual se encuentre definido este valor.

| Subestación | Tensión de servicio [kV] | Subestación | Tensión de servicio [kV] |
|-------------------------------|--------------------------|----------------|--------------------------|
| S/E Los Changos 500kV | 500 | Alfalfal | 226 |
| S/E Cumbre 500kV | 512 | Los Almendros | 224 |
| S/E Nueva Cardones 500kV | 512 | Rapel | 222 |
| S/E Nueva Maitencillo 500kV | 512 | Alto Melipilla | 226 |
| S/E Nueva Pan de Azúcar 500kV | 512 | Quelentaro | 226 |
| S/E Polpaico 500kV | 504 | Maipo | 224 |
| S/E Lo Aguirre | 500 | Candelaria | 226 |
| S/E Alto Jahuel 500kV | 500 | Puente Negro | 224 |
| S/E Ancoa 500kV | 510 | Colbún | 224 |
| S/E Charrua 500kV | 510 | Machicura | 226 |
| Zona Norte Grande | 220 | Ancoa | 226 |
| Diego de Almagro | 224 | Pehuenche | 226 |
| Francisco | 226 | Loma Alta | 228 |
| Cachiyual | 226 | Itahue | 224 |
| Paposo | 228 | Charrúa | 226 |
| Carrera Pinto | 224 | El Toro | 230 |
| San Andrés | 224 | Antuco | 228 |
| Cardones | 224 | Quilleco | 226 |
| Nueva Cardones | 224 | Pangue | 230 |
| Maitencillo | 226 | Ralco | 230 |
| Nueva Maitencillo | 226 | Rucúe | 226 |
| Guacolda | 228 | Mampil | 228 |
| Don Héctor | 228 | Peuchén | 228 |
| Punta Colorada | 228 | Concepción | 226 |
| Pan de Azúcar | 228 | Hualpén | 224 |
| Don Goyo | 230 | Lagunillas | 224 |
| La Cebada | 230 | Bocamina | 224 |
| Las Palmas | 228 | Santa Fe | 226 |
| Los Vilos | 226 | Santa María | 226 |
| Choapa | 226 | Mulchén | 230 |
| Nogales | 226 | Duqueco | 226 |
| Ventanas | 228 | Los Peumos | 228 |
| Quillota | 226 | Temuco | 228 |
| San Luis | 228 | Cautín | 230 |
| Agua Santa | 226 | Ciruelos | 232 |
| Polpaico | 224 | Valdivia | 228 |
| Los Maquis | 224 | Nueva Valdivia | 228 |
| El Salto | 224 | Pichirropulli | 230 |
| Cerro Navia | 224 | Rahue | 230 |
| Lo Aguirre | 222 | Puerto Montt | 228 |
| Chena | 224 | Melipulli | 228 |
| Alto Jahuel | 224 | Canutillar | 226 |
| Buín | 224 | Chiloé | 230 |

Tabla 2-14. Tensiones de servicio



3 ANÁLISIS INICIAL DE MÍNIMA INERCIA

3.1 Generalidades

Conforme a la metodología planteada, antes de iniciar los estudios propiamente tal de control de frecuencia y tensión, se realiza un análisis enfocado a determinar los montos mínimos de inercia por zona que permiten asegurar que no se presenten condiciones de inestabilidad angular/tensión ante la ocurrencia de una contingencia, específicamente la desconexión de la unidad generadora más grande de cada una de estas.

Este análisis, además de determinar los montos de inercia mencionados, también permite construir los escenarios específicos que serán el punto de partida para los posteriores estudios de control de frecuencia y tensión.

3.2 Zonas de estudio

Para la realización de este análisis se realiza una separación por zonas del sistema conforme al siguiente detalle:

- Zona Norte Grande: Instalaciones al norte de la S/E Los Changos.
- Zona Norte Chico: Instalaciones comprendidas al sur de S/E Los Changos y al norte de la S/E Polpaico.
- Zona Centro: Instalaciones comprendidas al sur de la S/E Polpaico y al norte de la S/E Charrúa.
- Zona Sur: Instalaciones al sur de la S/E Charrúa.

Vale destacar que estas zonas no necesariamente resultarán las áreas de control de tensión, las cuales se definen y analizan específicamente en Informe Parte B - CT.

Para la construcción de escenarios que contemplen inercia mínima por zona, se utilizará la metodología desarrollada, documentada en el documento principal asociado a este informe. Esta implica buscar aquel despacho dentro de los análisis PCP que contemple la menor inercia por zona. Para esta condición se realiza la salida de un máximo de 2 unidades y se valida si este presenta problemas de estabilidad angular/tensión ante una contingencia de Severidad 5 (aplicada a la unidad más grande de dicha zona).

Para todas las zonas se construirán escenarios a partir de la topología de diciembre de 2020. Esto se realiza debido a que esta contempla los casos más críticos respecto a robustez del sistema de transmisión.

3.2.1 Zona Norte Grande

Para analizar esta zona se construyen 2 Escenarios Específicos, los cuales consideran 2 unidades sincrónicas menos respecto de los despachos contemplados en los PCP. En todos los escenarios se considera una Demanda Baja e Hidrología Húmeda, con la Zona Norte Grande con tendencia a ser importadora.

La siguiente tabla resume las características de los escenarios desarrollados.



Tabla 3-1 - Resumen Escenarios de mínima inercia para la Zona Norte Grande.

| Casos Mínima Inercia - ZONA NORTE GRANDE (LOS CHANGOS al norte) | | | | | | | | |
|---|-------------|----------------------------|----------------|-----------|-----------|----------------------------|--------|----------------|
| Escenario | | CUMBRE -> LOS CHANGOS [MW] | INERCIA [MVAs] | | | Generadores | | |
| Nombre | Tipo | | Esc. Base | Esc. Esp. | Post-Cont | Unidad | P [MW] | INERCIA [MVAs] |
| EE01 Hmin ZNG | DB-HH-DIA | 977 | 6563 | 4247 | 2368 | IEM | 360 | 1879 |
| | | | | | | NTO1 | 260 | 704 |
| | | | | | | ANG1 | 70 | 1584 |
| | | | | | | ANG2 | 139 | 1584 |
| | | | | | | Cerro Dominador | 65 | 732 |
| | | | | | | Otras | 32 | 80 |
| EE02-Hmin ZNG | DB-HH-NOCHE | 913 | 7392 | 5433 | 2368 | U16 | 360 | 3065 |
| | | | | | | NTO2 | 130 | 704 |
| | | | | | | ANG2 | 270 | 1584 |
| | | | | | | ANG1 | 270 | 1584 |
| | | | | | | IEM | 375 | 1878,5 |
| | | | | | | Otras | 32 | 80 |

Estos se detallan brevemente a continuación:

- EE01 Hmin ZNG: se considera un escenario de día, con penetración ERNC alta, transferencias de 977 MW a través del enlace CUM→LCH 2x500kV, se prevé que este tipo de escenarios se dé entre las 13:00 y 17:00 hrs. El escenario PCP contempla las siguientes unidades representativas operativas en la Zona, de las cuales se muestran tachadas aquellas que se seleccionaron para dejar fuera de servicio para construir el escenario de mínima inercia:

- IEM
- NTO1
- ANG1
- ~~ANG2~~
- ~~Cerro Dominador~~

Lo anterior implica que el escenario contempla una inercia en la zona equivalente a **4247MVAs** en operación normal y 2368MVAs en red N-1 (considerando la desconexión de la CT IEM 375MW).

- EE02 Hmin ZNG: se considera un escenario de noche, con baja penetración de ERNC (solo parques eólicos), transferencias de 913MW a través del enlace CUM→LCH 2x500kV. El escenario PCP contempla las siguientes unidades representativas operativas en la Zona, de las cuales se muestran tachadas aquellas que se seleccionaron para dejar fuera de servicio para construir el escenario de mínima inercia:

- U16
- ANG2
- NTO2
- ~~ANG1~~
- ~~IEM~~

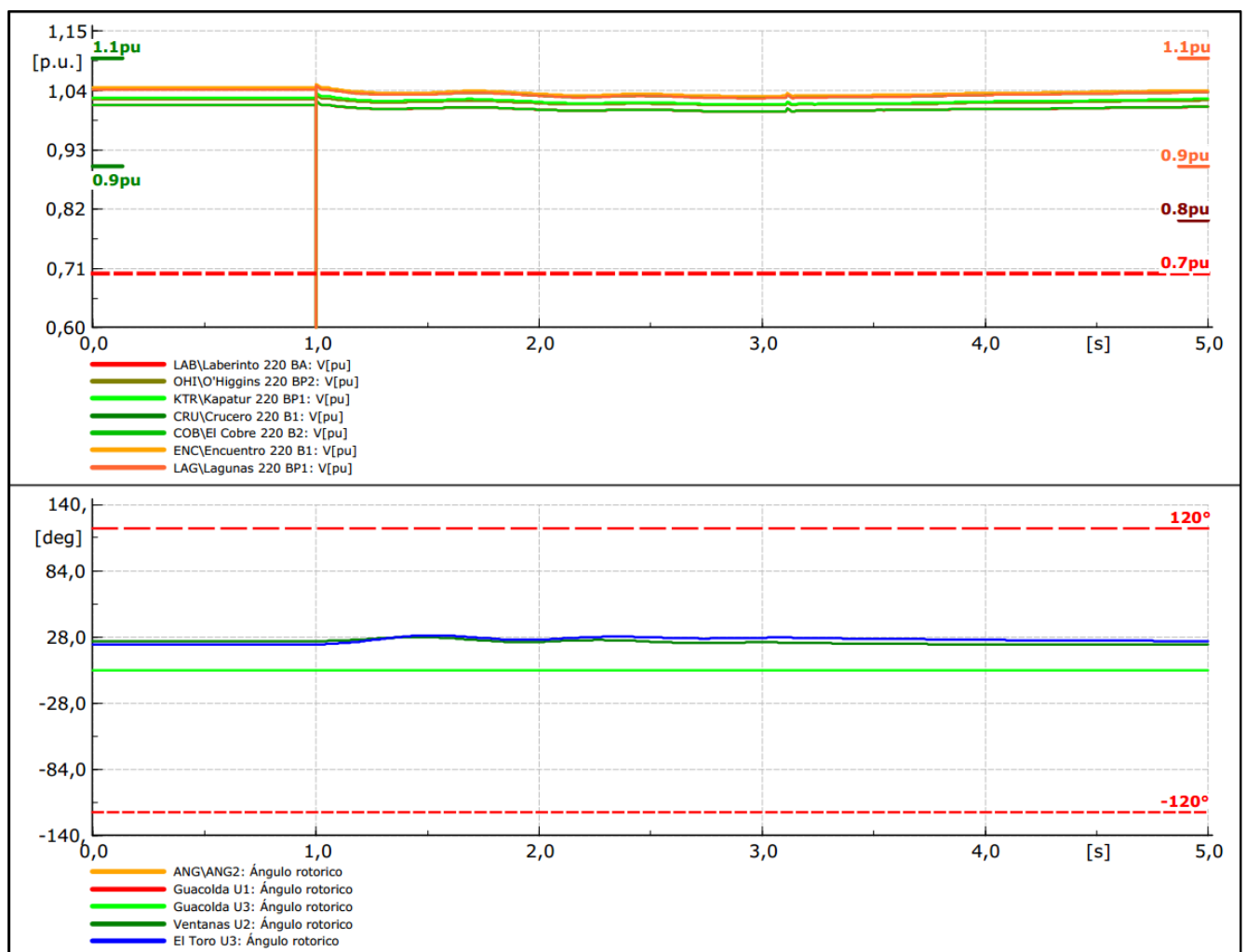


Lo anterior implica que el escenario contempla una inercia en la zona equivalente a 5433MVAs en operación normal de 5433MVAs en red N y 2368MVAs en red N-1 (considerando la desconexión de la U16).

Para evaluar la validez de estos escenarios se procede a aplicar una contingencia de Severidad 5 en la unidad más grande perteneciente a esta zona. En este caso se realiza la desconexión de la CT IEM para el escenario EE01 y la U16 para el EE02.

Conforme a lo anterior, la siguiente figura muestra la evolución de las tensiones y ángulos de unidades de referenciales al aplicar dicha contingencia el escenario EE01.

Figura 3-1 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Norte Grande ante Sev. 5 en la CT IEM.



Para los resultados mostrados anteriormente no se encuentran requerimientos de inercia mínima. Por otro lado, para el escenario EE02_Hmin_ZNG, se observa que la tensión transitoria en las barras cercanas a la SE Domeyko alcanzan una tensión bajo los 0.7pu. Debido a lo anterior, se busca subir la inercia para encontrar el requerimiento mínimo para esta zona.



Debido a lo anterior, al Escenario E03 se le agrega la U1 de la CT Angamos y por otro lado se prueba añadiendo la CT CTH. La siguiente figura muestra la evolución de las tensiones en la Zona Norte Grande ante la salida de la U16 a plena carga bajo tres condiciones:

1. Se considera la CT IEM y ANG1 fuera de servicio respecto de la condición encontrada en el despacho PCP, con una inercia de 5433MVAs en red N y 2368MVAs en red N-1.
2. Se considera solo la CT IEM fuera de servicio respecto de la condición encontrada en el despacho PCP, con una inercia de 7017MVAs en red N y 3952MVAs en red N-1.
3. Se considera CT IEM y ANG1 fuera de servicio y la CT CTH en servicio respecto de la condición encontrada en el despacho PCP, con una inercia de 6568MVAs en red N y 3503MVAs en red N-1.

A continuación se muestran las tensiones de la Zona Norte Grande y los ángulos de máquinas referenciales.



Figura 3-2 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Norte Grande ante Sev. 5 en la U16 – Sensibilidad EE03.

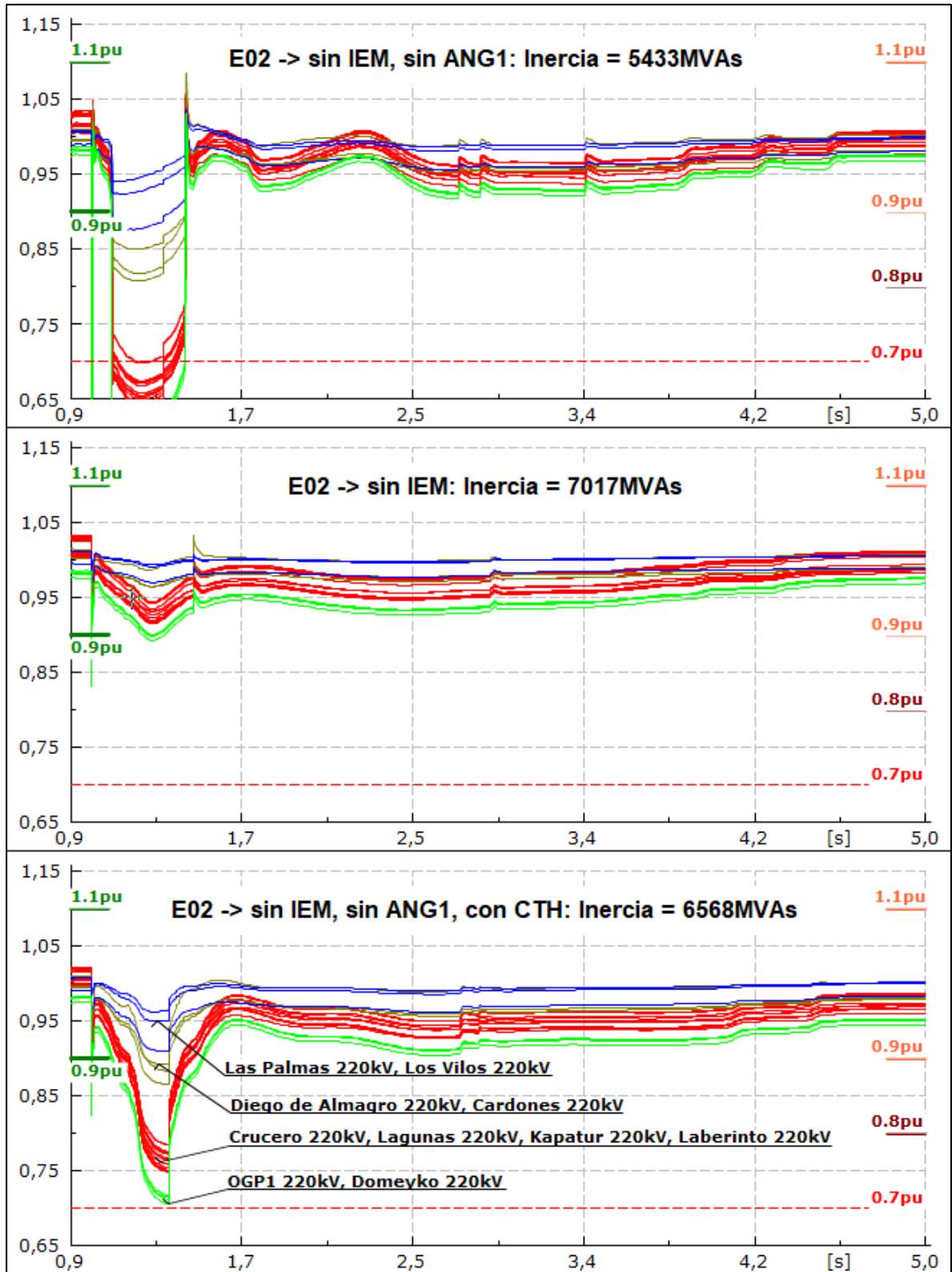
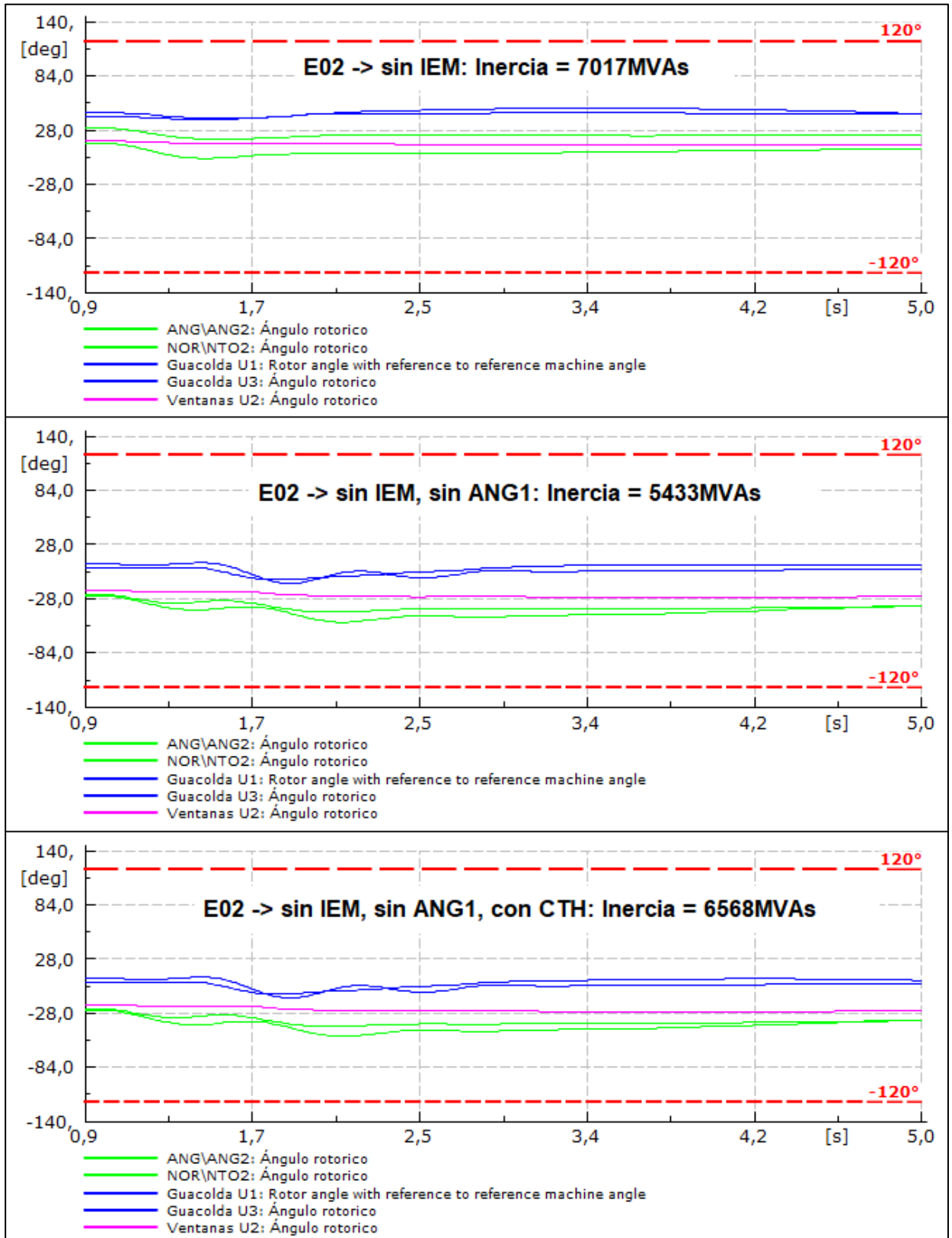




Figura 3-3 - Evolución de los ángulos unidades referenciales del SEN ante Sev. 5 en la U16 – Sensibilidad EE03.



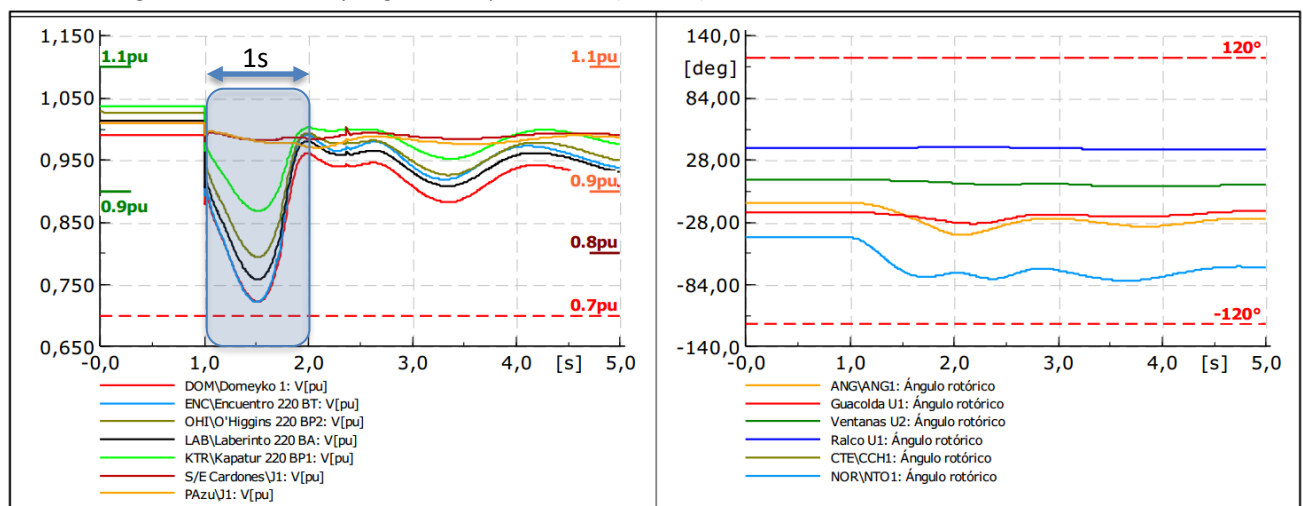


De las simulaciones obtenidas anteriormente se encuentra una inercia mínima de **~6568MVAs**. Esto se ve reflejado claramente en un fenómeno angular, el cual deprime las tensiones cercanas a la SE Domeyko. Lo anterior sugiere que este monto es sensible a los recursos dinámicos de tensión que se encuentran en la Zona.

Análisis de sensibilidad: Control rápido de frecuencia

Conforme a lo previsto en la metodología se evalúa la posibilidad de utilizar el servicio de control rápido de frecuencia para mitigar este fenómeno. Tal como se observa de las figuras precedentes y de la que se presenta a continuación, se pone en evidencia que el fenómeno de inestabilidad transitoria se presenta en tiempos mucho más rápidos que el mínimo tiempo de actuación (1 seg). Por este motivo se considera que el servicio CRF no se considera apto para dar soporte de inercia en aquellos casos en que la misma sea requerida por fenómenos de estabilidad.

Figura 3-4 – Tensiones y ángulos ante pérdida U16 (360MW) en escenario de inercia mínima Zona Norte Grande.



Análisis de sensibilidad: Control dinámico de tensión

En este capítulo se definió una inercia mínima del Norte Grande de 6568MVAs, asociada a la pérdida de la U16 en condiciones de noche, y altas transferencias hacia esta región. El fenómeno que define esta limitación es la inestabilidad en tensión que se presenta en las barras de esta ACT, principalmente en la sub-área sur (barras cercanas a Domeyko).

En este apartado se analiza el impacto de adicionar control dinámico de tensión por parte de proyectos renovables para contrarrestar este fenómeno. El aporte que se considera es por parte de los proyectos solares, contemplando que su tecnología permitiría aporte de potencia reactiva en ausencia de recurso solar (en el caso de los proyectos eólicos, sólo podrían realizar esta acción de forma controlada en todos aquellos cuya tecnología sea full-converter).

Los casos que se analizan son:

- **Caso P0:** Caso base de mínima inercia
- **Caso P1:** Caso base de mínima inercia sin capacitor SVC Plus



- **Caso P2:** P1 sin generación eólica y con transferencias máximas hacia norte grande (1500MW).
- **Caso P3:** P2 + proyectos solares con aporte de Q en modo falla (aporte de 2% de potencia reactiva cada 1% de caída de la tensión por debajo de 0.9pu, acorde a NTSyCS).
- **Caso P4:** P2 + proyectos solares con control dinámico de tensión (control tipo STATCOM, con tiempo de establecimiento menor al segundo).

Para los casos P3 y P4 se analizan 3 condiciones:

- A: Con proyecto Domeyko Oeste
- B: Con proyecto Domeyko Oeste + Bolero 1
- C: Con proyecto Domeyko Oeste + Bolero 1 + Cerro Dominador

La primera figura muestra la evolución de las tensiones del norte del sistema, y las transferencias hacia el Norte Grandes, para el escenario de mínima inercia P0. Luego, la figura siguiente muestra la tensión en el nodo más afectado luego de la falla, correspondiente a las barras OGP1 para los casos P0, P1 y P2.

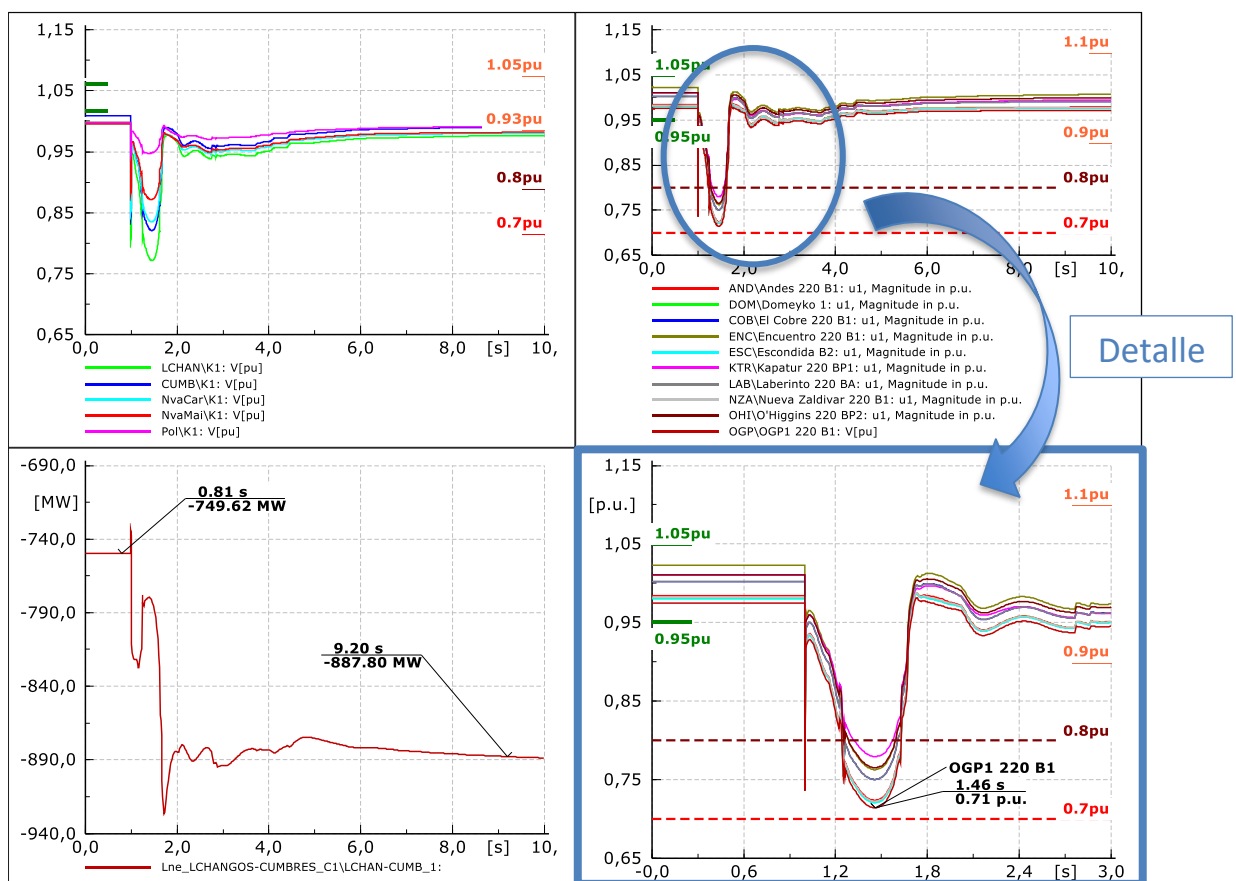


Figura 3-5: Tensiones en barras del Norte Grande – Caso Base P0.

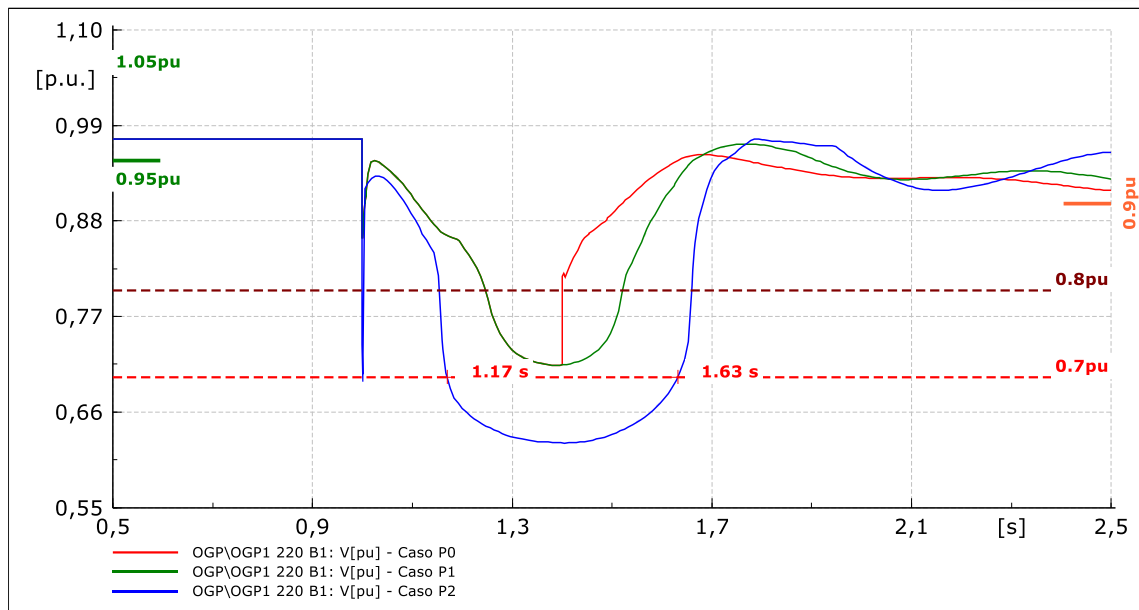


Figura 3-6: Tensiones en barras de zona Domeyko (OGP1) – Caso P0, P1 y P2.

Como se puede observar, el escenario P2 resulta en una evolución inadmisibles de la tensión en las barras del Norte Grande. Sobre este escenario se generan 3 casos de análisis (**casos P3**), considerando proyectos fotovoltaicos en servicio para brindar soporte de tensión.

La figura siguiente muestra los resultados obtenidos, en donde para cada caso se muestra la evolución de la tensión, y la potencia reactiva aportada por los proyectos considerados (Q_{real}). A su vez, se muestra la potencia reactiva efectiva ($Q_{efectiva}$: corriente reactiva inyectada por tensión nominal) de los mismos.

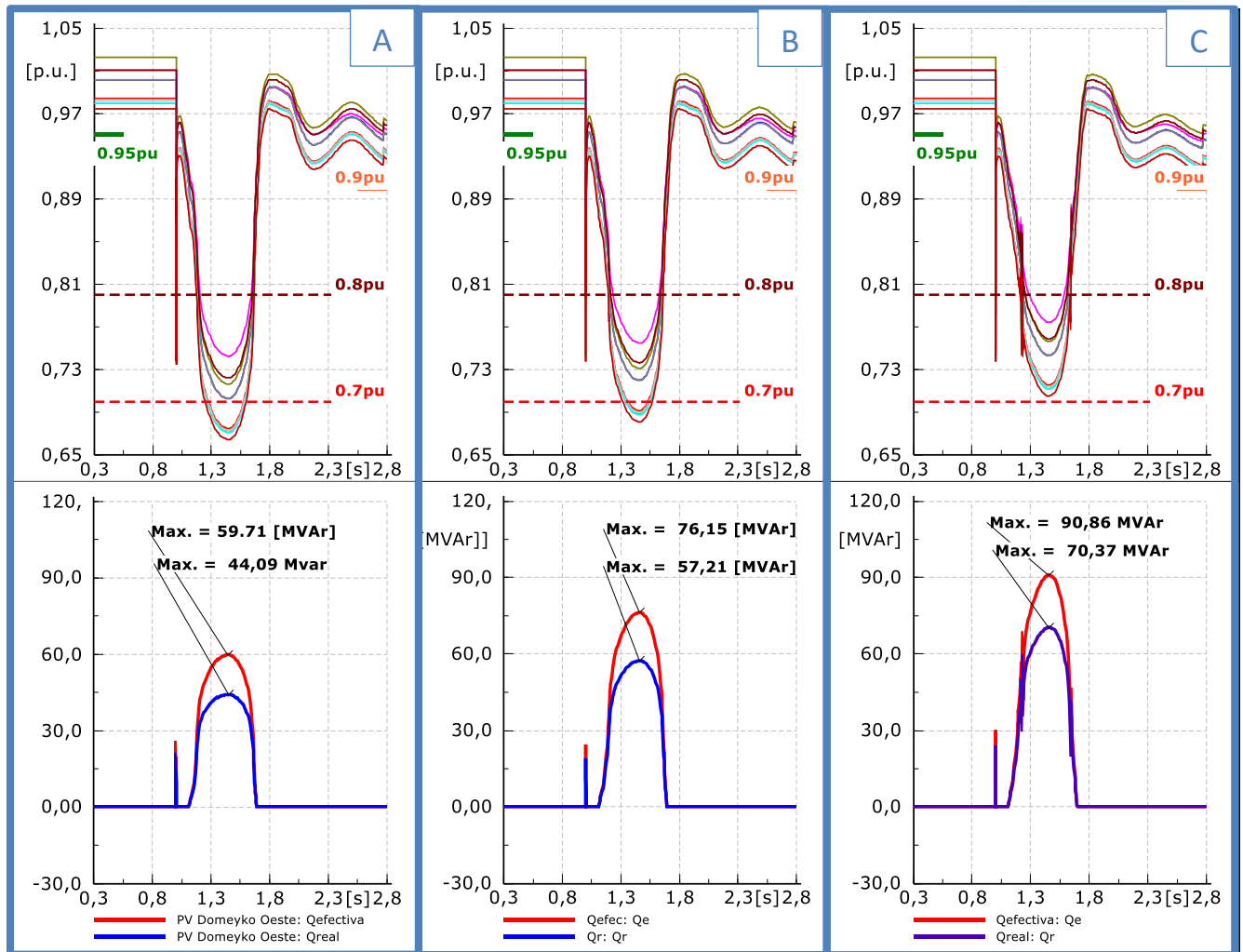


Figura 3-7: Tensiones en barras de zona Domeyko (OGP1) – Caso P3 a, b y c.

Luego, la Tabla 3-2 muestra la potencia asociada a los proyectos considerados y los aportes de potencia reactivas de los mismos.

| Esc | caso | Proyectos | S [MVA] | Total ERNC Norte Grande | | |
|-----|------|-----------------|---------|-------------------------|-------------|-----------------|
| | | | | S [MVA] | Qnom [MVar] | Qmax iny [MVar] |
| P3 | a | Domeyko Oeste | 201 | 201 | 64 | 60 |
| | b | Bolero 1 | 73 | 274 | 88 | 76 |
| | c | Cerro Dominador | 100 | 374 | 120 | 91 |

Tabla 3-2: Proyectos fotovoltaicos considerados en el Norte Grande.

Se puede observar que el aporte de potencia reactiva durante la falla, en ausencia de control de tensión dinámico, presenta una mejora significativa a los problemas de sub-tensión post-contingencia. En este caso, el aporte de **90MVar** efectivos es suficiente para obtener una respuesta estable y admisible.

A partir de este caso se analiza la sensibilidad de estos resultados considerando que los proyectos presentan control dinámico de tensión (**Caso P4**). Se puede observar que los proyectos requeridos para lograr una respuesta admisible son los mismos. La diferencia se encuentra que en el caso de mayor disponibilidad de



potencia reactiva, se presenta una mejor evolución de la tensión debido a que los proyectos no sólo entregan en proporción a la caída de tensión sino que lo hacen con el fin de establecer la misma a su valor inicial.

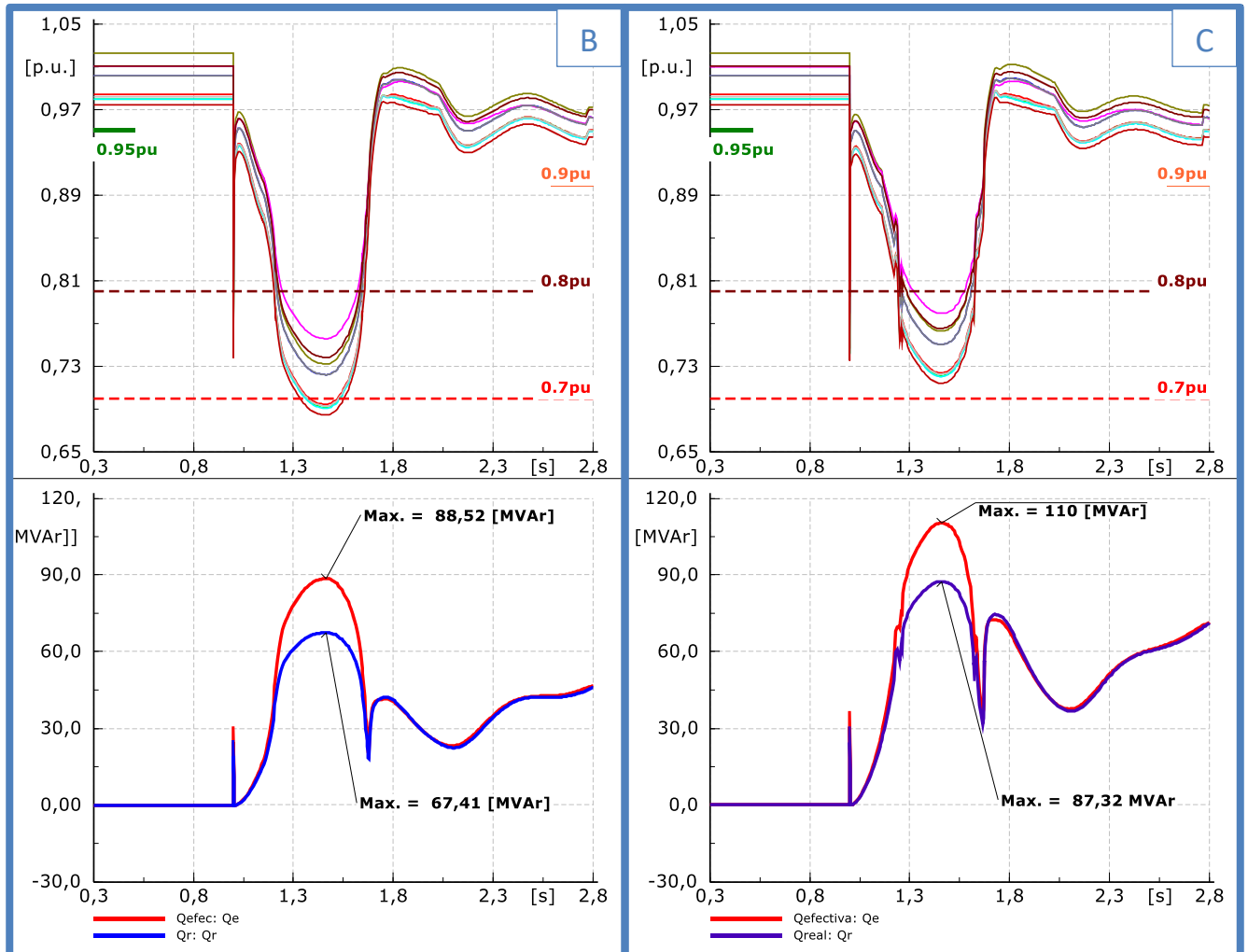


Figura 3-8: Tensiones en barras de zona Domeyko (OGP1) – Caso P4 b y c.

| Esc | caso | Proyectos | S [MVA] | Total ERNC Norte Grande | | |
|-----|------|-----------------|---------|-------------------------|-------------|-----------------|
| | | | | S [MVA] | Qnom [MVar] | Qmax iny [MVar] |
| P4 | b | Bolero 1 | 73 | 274 | 88 | 88 |
| | c | Cerro Dominador | 100 | 374 | 120 | 110 |

Tabla 3-3: Proyectos fotovoltaicos considerados en el Norte Grande.

Se puede concluir que la operación con proyectos fotovoltaicos en servicio en horas de la noche brindando soporte de potencia reactiva en condiciones de falla mejora la respuesta dinámica del sistema ante eventuales condiciones de inestabilidad en tensión, específicamente en condiciones de operación con elevadas transferencias hacia el Norte Grande. Siendo que la zona más afectada se corresponde a la de Domeyko, los proyectos más eficientes para contrarrestar esto son los emplazados en el centro/sur del Norte Grande.

A pesar de que el soporte de potencia reactiva resultó suficiente, en condiciones de elevado despacho de activo esto puede generar una reducción de la potencia activa para priorizar la reactiva. Esto puede acentuar la



problemática local por lo que se recomienda la operación con equipos que operen en modo control dinámico de tensión.

En escenarios con menor inercia en el norte grande, la adición de este tipo de control renovable deriva en la no convergencia de las simulaciones dinámicas, lo cual está asociado a la inyección de grandes montos de corriente reactiva en condiciones de baja potencia de cortocircuito en la zona. Por ende, en condiciones de menor inercia a la mínima definida, se encuentra que el salto de potencia activa generado en la zona post-contingencia conlleva a condiciones de inestabilidad que no son factibles de ser salvadas mediante el reemplazo de esta inercia por control de tensión dinámico de proyectos renovables.

3.2.2 Zona Norte Chico

Para encontrar la inercia mínima y construir el escenario específico asociado a la Zona del Norte Chico se utiliza como partida el despacho PCP que considere la mínima cantidad de máquinas sincrónicas en dicha zona y, en esta condición, se estudia la operación con 2 unidades sincrónicas menos.

A partir de esto se construyen 2 Escenarios Específicos, los cuales consideran la salida de 2 unidades sincrónicas, en este caso la U4 y U5 de la CT Guacolda. Estos se detallan brevemente a continuación:

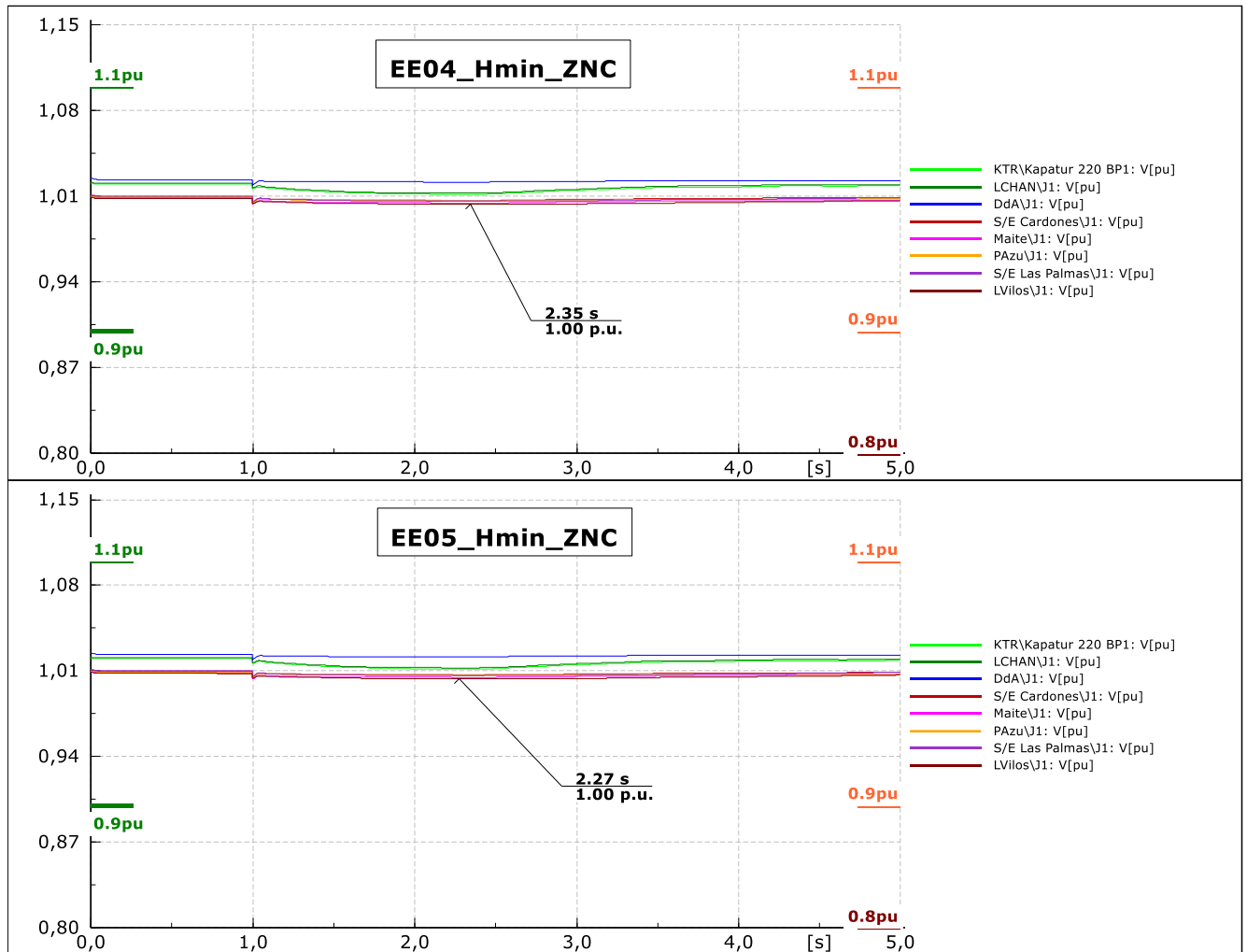
- EE04 Hmin_ZNC: se considera un escenario solo con la unidad 1 de la CT Guacolda en servicio, Demanda Baja, de noche y con baja penetración de parques eólicos. Como solo se encuentra la máquina sincrónica Guacolda U1 en servicio, la inercia post-contingencia de la zona es nula.
- EE05 Hmin_ZNC: al igual que en el escenario anterior, se contempla una sola unidad de la CT Guacolda. No obstante, se considera de día, Demanda Alta y con penetración de ERNC media. Como solo se encuentra Guacolda U1 en servicio, la inercia post-contingencia de la zona es nula.

En ambos escenarios se considera una Hidrología Húmeda, con la Zona Norte Chico con tendencia a ser importadora.

Para evaluar la validez de estos escenarios se procede a aplicar una contingencia de Severidad 5 en la unidad más grande perteneciente a esta zona. Conforme a lo anterior, la siguiente figura muestra la evolución de las tensiones al aplicar dicha contingencia en ambos escenarios.



Figura 3-9 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Norte Chico ante Sev. 5 en U1 de CT Guacolda.



De los resultados anteriores se observa que, para los escenarios estudiados no se encuentran restricciones de inercia mínima asociados a fenómenos de estabilidad angular y tensión. Conforme a lo anterior, los Escenarios Específicos construidos para la Zona Norte Chico se toman como aquellos que contemplan la menor inercia según la metodología del presente estudio.



3.2.3 Zona Centro

Para encontrar la inercia mínima y construir el escenario específico asociado a la Zona Centro se utiliza como partida el despacho PCP que considere la mínima cantidad de máquinas sincrónicas en dicha zona y, en esta condición, se estudia la operación con 2 unidades sincrónicas menos.

La siguiente tabla resume las características de los escenarios desarrollados.

Tabla 3-4 - Tabla resumen Escenario mínima inercia Zona Centro.

| Casos Mínima Inercia - ZONA CENTRO | | | | | | | | |
|------------------------------------|-------------|-----------------------------|----------------|-----------|-----------|-------------------------|-----------|-------------------|
| Escenario | | CHARRÚA -> ANCOA [MW] | INERCIA [MVAs] | | | Generadores | | |
| Nombre | Tipo | | Esc. Base | Esc. Esp. | Post-Cont | Unidad | P [MW] | INERCIA [MVAs] |
| EE06 Hmin ZC | DB-HH-DIA | 1220 | 13641 | 11699 | 8273 | San Isidro U2 | 397 | 3426 |
| | | | | | | Pehuenche U1 | 270 | 1160 |
| | | | | | | Pehuenche U1 | 270 | 1160 |
| | | | | | | Ventanas U2 | 100 | 782 |
| | | | | | | Alfalfal II U1 | 70 | 732 |
| | | | | | | Alfalfal II U2 | 70 | 345 |
| | | | | | | Confluencia U1 | 60 | 345 |
| | | | | | | Confluencia U2 | 60 | 368 |
| | | | | | | Otras | 1243 | 5323 |
| EE07-Hmin ZC | DB-HH-NOCHE | 1340 | 13363 | 11421 | 7995 | San Isidro U2 TG | 360 | 3426 |
| | | | | | | Pehuenche U1 | 250 | 1160 |
| | | | | | | Pehuenche U2 | 250 | 1160 |
| | | | | | | Ventanas U2 | 200 | 782 |
| | | | | | | Colbún U1 | 200 | 1045 |
| | | | | | | Alfalfal II U1 | 70 | 345,273 |
| | | | | | | Las Lajas U1 | 80 | 422 |
| | | | | | | Las Lajas U2 | 80 | 421,96 |
| | | | | | | Confluencia U1 | 65 | 367,872 |
| Otras | 787 | 4233 | | | | | | |

A partir de esto se construyen 2 Escenarios Específicos, los cuales consideran la salida de 2 unidades sincrónicas con respecto a los despachos del PCP, en este caso Pehuenche U2 y Ventanas U2. Estos se detallan brevemente a continuación:

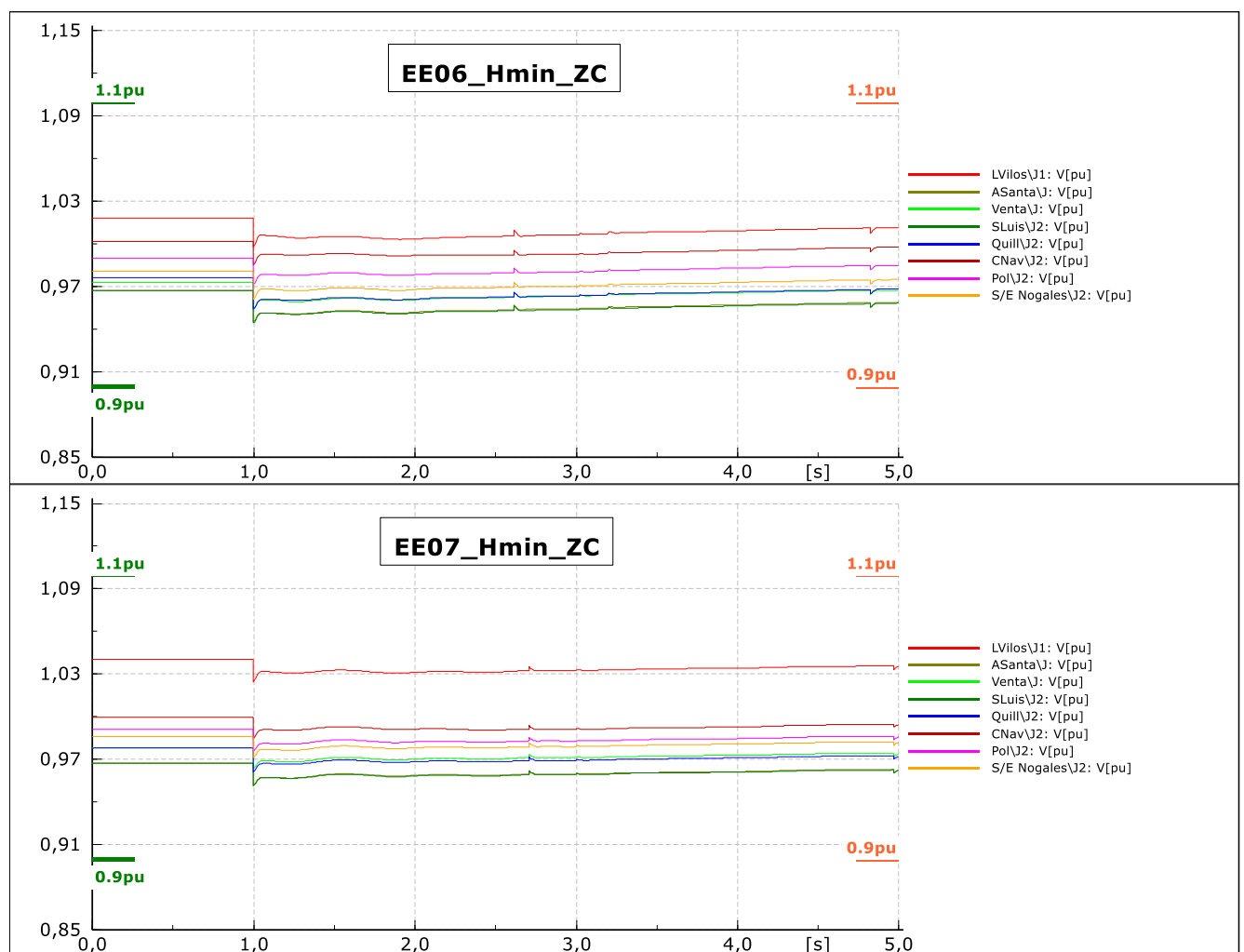
- EE06 Hmin ZC: se considera un escenario de Demanda Baja de día y con alta penetración de ERNC, este escenario coincide con las características asociadas al de inercia mínima. En este se contemplan las siguientes unidades operativas referenciales en la Zona:
 - San Isidro U1
 - Ventanas U2
 - Pehuenche U1
 - Alfalfal II U1 y U2
 - Confluencia U1 y U2
- EE07 Hmin ZC: se considera un escenario de Demanda Baja de noche y con baja penetración de parques eólicos. En este se contemplan las siguientes unidades operativas referenciales en la Zona:



- San Isidro U1
- Ventanas U2
- Central Colbún U1
- Pehuenche U1
- Alfalfal II U1
- Las Lajas U1 y U2

Para evaluar la validez de estos escenarios se procede a aplicar una contingencia de Severidad 5 en la unidad más grande perteneciente a esta zona, es decir, el CC San Isidro 2. Conforme a lo anterior, en la siguiente figura se muestra la evolución de las tensiones al aplicar dicha contingencia.

Figura 3-10 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Centro ante Sev. 5 en U2 de San Isidro.



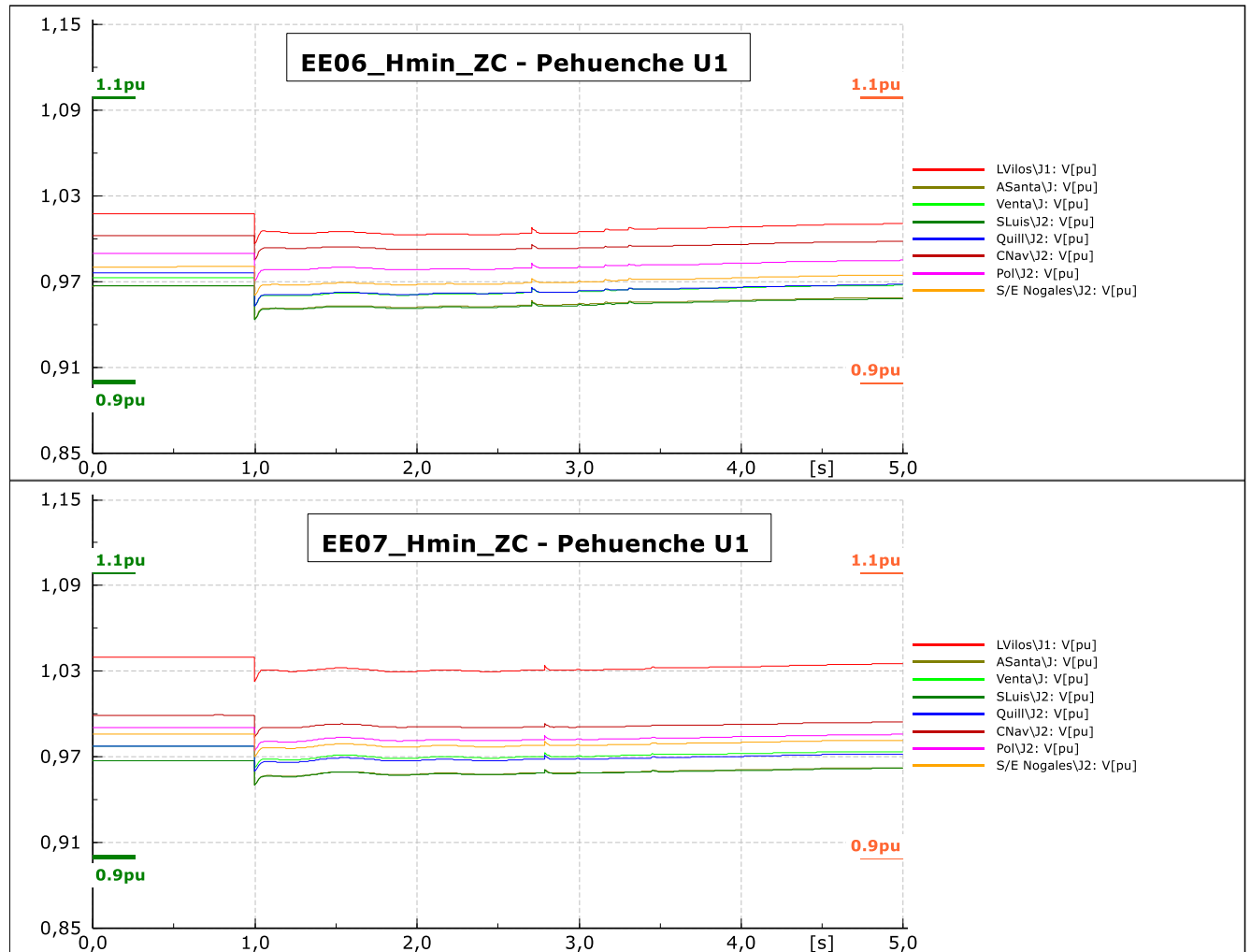
De los resultados anteriores se observa que, para los escenarios estudiados no se encuentran restricciones de inercia mínima asociados a fenómenos de estabilidad angular y tensión. Conforme a lo anterior, los Escenarios Específicos construidos para la Zona Centro se toman como los que contempla la menor inercia según la metodología del presente estudio.

A modo de sensibilidad y para realizar un análisis más crítico con respecto a la inercia de la Zona Centro, a los escenarios EE06 y EE07 se contempla la central Pehuenche U1 fuera de servicio. En esta condición se realiza



la desconexión intempestiva del CC San Isidro 2 a plena carga. Conforme a lo anterior, la siguiente figura muestra la evolución de las tensiones en la Zona para estas condiciones.

Figura 3-11 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Centro ante Sev. 5 en U2 de San Isidro para escenario de sensibilidad (sin la CH Pehuenche U1).





3.2.4 Zona Sur

Para encontrar la inercia mínima y construir el escenario específico asociado a la Zona Sur se utiliza como partida el despacho PCP que considere la mínima cantidad de máquinas sincrónicas en dicha zona y, en esta condición, se estudia la operación con 2 unidades sincrónicas menos.

La siguiente tabla resume los Escenarios de mínima inercia construido para la Zona Sur:

Tabla 3-5 - Tabla resumen Escenarios de inercia mínima Zona Sur.

| Casos Mínima Inercia - ZONA SUR | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------|-----------------------------|----------------|-----------|-----------|----------------------|-----------|-------------------|
| Escenario | | CHARRÚA -> ANCOA [MW] | INERCIA [MVAs] | | | Generadores | | |
| Nombre | Tipo | | Esc. Base | Esc. Esp. | Post-Cont | Unidad | P [MW] | INERCIA [MVAs] |
| EE08 Hmin ZS | DB-HS-NOCHE | 313 | 8186 | 6824 | 4929 | Santa María | 370 | 1895,4 |
| | | | | | | Pangue U1 | 200 | 924 |
| | | | | | | Antuco U2 | 110 | 752 |
| | | | | | | Angostura U2 | 110 | 609,525 |
| | | | | | | El Toro U3 | 90 | 302,6311 |
| | | | | | | PetroPower | 65 | 324,75 |
| | | | | | | Valdivia | 60 | 280 |
| | | | | | | Rucatayo | 40 | 157,491 |
| | | | | | | Otras | 428 | 2940 |
| EE09-Hmin ZS | DB-HS-DIA | 492 | 8263 | 6901 | 5006 | Santa María | 370 | 1895,4 |
| | | | | | | Pangue U2 | 200 | 924 |
| | | | | | | Antuco U2 | 120 | 752 |
| | | | | | | Angostura U2 | 110 | 609,525 |
| | | | | | | Santa Fe Energía | 30 | 523,3654 |
| | | | | | | El Toro U3 | 90 | 302,6311 |
| | | | | | | Rucue U1 | 27 | 354,33 |
| | | | | | | Rucue U2 | 27 | 354,33 |
| | | | | | | Valdivia | 60 | 280 |
| Otras | 475 | 2267 | | | | | | |

A partir de esto se construyen 2 Escenarios Específicos, los cuales consideran la salida de 2 unidades sincrónicas con respecto a los despachos del PCP. Estos se detallan brevemente a continuación:

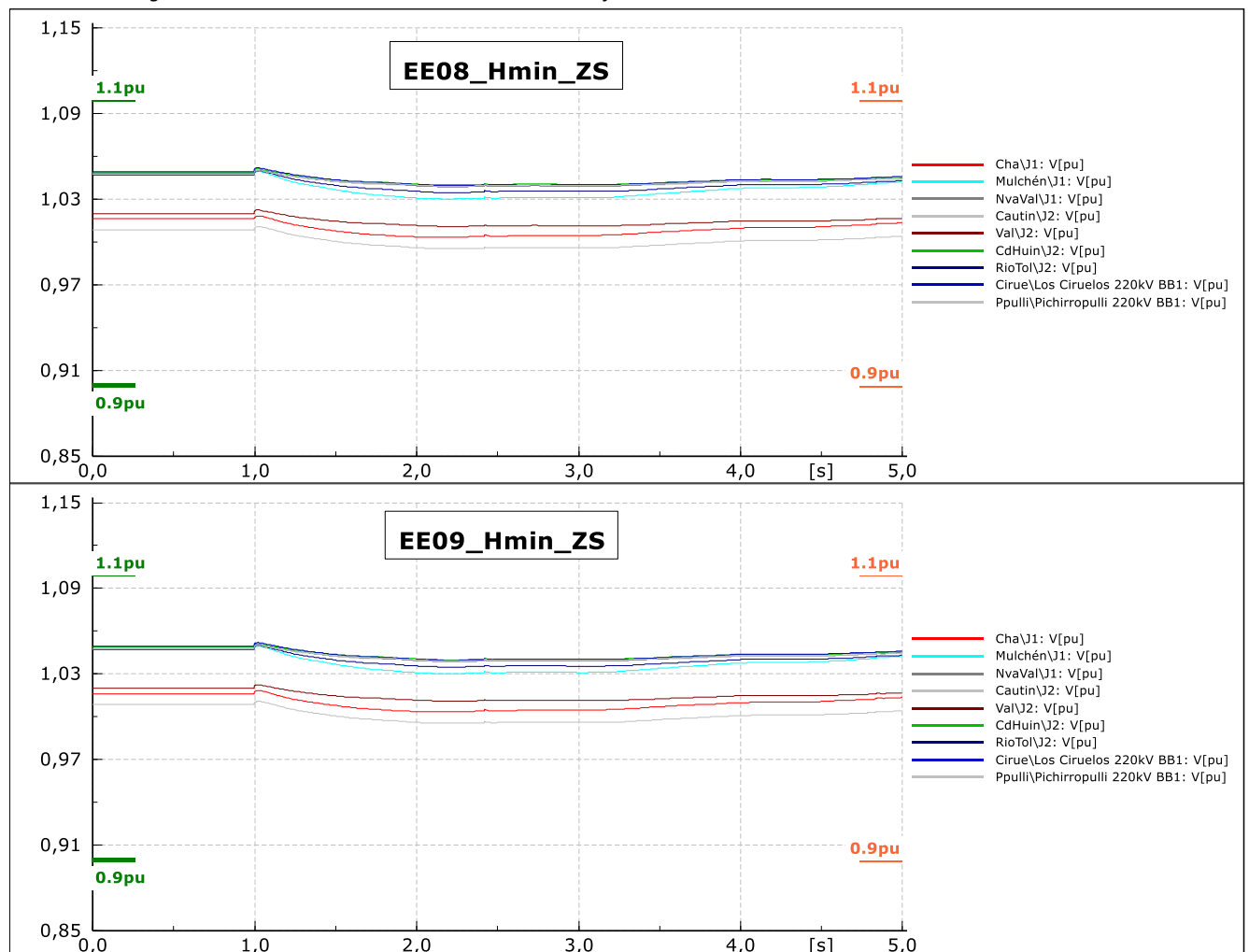
- EE08 Hmin ZS: se considera una Hidrología Seca, Demanda baja, de noche y con baja penetración de parques eólicos. En este se contemplan las siguientes unidades operativas referenciales en la Zona:
 - Santa María
 - El Toro U3
 - Angostura U2
 - Petropower
 - Valdivia
 - Rucatayo
- EE09 Hmin ZS: se considera una Hidrología Seca, Demanda baja, de día y con alta penetración de parques renovables. En este se contemplan las siguientes unidades operativas referenciales en la Zona:
 - Santa María



- El Toro U3
- Angostura U2
- Santa Fe Energía
- Rucue U1 y U2

Para evaluar la validez de estos escenarios se procede a aplicar una contingencia de Severidad 5 en la unidad más grande perteneciente a esta zona, es decir, CT Santa María a plena carga 370MW. Conforme a lo anterior, se muestra la evolución de las tensiones al aplicar dicha contingencia.

Figura 3-12 - Evolución de las tensiones en barras referenciales de la Zona Sur ante Sev. 5 en CT Santa María.



De los resultados anteriores se observa que, para los escenarios estudiados no se encuentran restricciones de inercia mínima asociados a fenómenos de estabilidad angular y tensión. Conforme a lo anterior, los Escenarios Específicos construidos para la Zona Sur se toman como los que contempla la menor inercia según la metodología del presente estudio.



3.3 Resumen de resultados

A partir del análisis realizado se construye una tabla que resume los análisis de inercia mínima específicos por zona.

| Zona | Inercia mínima* [MVAs] | | Comentarios |
|--------------------------|------------------------|------------------------------|--|
| | Económico PCP | Técnica (Esc. Específico) | |
| Zona Norte Grande | 7392 | 6568 | Existen limitaciones técnicas próximas a los despachos económicos |
| Zona Norte Chico | 2584 | 814 | Mínimo técnico que valida el rango de validez de los estudios |
| Zona Centro | 13363 | 11421 | Mínimo técnico que valida el rango de validez de los estudios |
| Zona Sur | 8186 | 6824 | Mínimo técnico que valida el rango de validez de los estudios |

*Corresponde a la suma de las inercias de todas las unidades de generación de la zona

Tabla 3-6 - Resumen de resultados Análisis de Inercia mínima.

De los resultados presentados se observa que solo la Zona del Norte Grande posee limitaciones técnicas cercanas a los despachos económicos previstos según los Escenarios PCP. Se destaca que esta problemática está ligada a un problema de inestabilidad angular/tensión, la cual posee una gran dependencia del soporte reactivo dinámico cercano a la zona afectada.



4 REFERENCIAS

- [1] Informe Inicial Base de Datos - <<EE-ES-2019-0324-RB>>. Estudios Eléctricos, marzo 2019.
- [2] Estudio de Diseño, Programa e Implementación del AGC del CDEC SIC – Informe Final. ABB, diciembre de 2015.
- [3] Generation Control – Tuning Guide: Application Manual. VENTYX, abril de 2014.
- [4] Automatic Generation Control (AGC): Function Description. VENTYX, octubre de 2014.
- [5] Resolución Exenta N° 801. Informe de Definición de Servicios Complementarios versión definitiva. Comisión Nacional de Energía, diciembre 2018.
- [6] Análisis de la operación interconectada en Fase 4 Informe Final– Parte#2. Coordinador Eléctrico Nacional, agosto 2018.
- [7] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas – Informe Final. Coordinador Eléctrico General, Gerencia de Operación, diciembre 2018.
- [8] Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario - Informe Final. Coordinador Eléctrico Nacional, marzo 2017.
- [9] Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo – Informe Técnico Definitivo. Comisión Nacional de Energía, julio 2018.
- [10] Informe de definición y programación de Servicios Complementarios año 2018. Marzo 2019



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco