

ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA LÍNEA CARDONES – POLPAICO 500 KV AL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

INFORME FINAL

Preparado para
Interchile S.A.

Diciembre 2018

ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE LA LÍNEA CARDONES – POLPAICO 500 KV AL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

Informe Final

Preparado para
Interchile S.A.

REV.	FECHA	PREPARÓ	REVISÓ	APROBÓ	DESCRIPCIÓN
0	07/12/2018	C.R.Z./C.S.C/ G.M.A./J.B.A./ J.P.P./J.V.L./ M.C.B.	J.V.L.	A.R.C.	Informe Final

VALGESTA ENERGÍA

Alonso de Córdova 5900, oficina 402
Las Condes – Santiago – Chile
Tel: (+56) 2 2224 9704

Diciembre de 2018

EL PRESENTE INFORME HA SIDO ELABORADO POR **VALGESTA ENERGÍA** PARA **INTERCHILE S.A.** QUIEN RECIBE Y ACEPTA PARA SU USO CONFIDENCIAL, NO PUDIENDO DIVULGARLO A TERCEROS.

PREPARADO PARA:
INTERCHILE S.A.
SR. DANIEL MANCILLA

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se entrega un avance de los resultados del estudio de estimación de beneficios de la línea Cardones – Polpaico 500 kV al sistema eléctrico chileno, solicitado por Interchile S.A. a Valgesta Energía.

El 16 de enero de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°109, con fecha 9 de noviembre de 2012, que fija a empresa adjudicataria de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas denominadas Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV, en adelante “Cardones - Polpaico”, en el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central. En dicho decreto se indica como empresa adjudicataria al Cliente y las fechas de entrada en operación de los distintos tramos del proyecto Cardones – Polpaico, entre otros aspectos.

El estudio realizado contempla un análisis de los efectos reales que se han producido por el ingreso de la línea Cardones – Polpaico 500 kV, y diversas estimaciones de los beneficios y externalidades positivas de la entrada en operación de la referida línea.

En relación con los efectos reales que ha producido el ingreso de los tramos Cardones-Maitencillo 500 kV y Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV, en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, es posible afirmar que el ingreso de los mencionados tramos, en parte, han producido una reducción de los vertimientos de generación de centrales ERNC en ciertos meses del año 2018 en comparación con el año 2017.

En relación con las diversas estimaciones de los beneficios y externalidades positivas de la entrada en operación de la línea Cardones – Polpaico 500 kV, éstas fueron realizadas sobre la base de tres escenarios de interés. Dichos escenarios, en términos generales, corresponden a los que se indican a continuación.

- i. **Escenario 1:** Escenario que corresponde al Escenario Base, el cual fue elaborado considerando supuestos de desarrollo futuro que se asumen como representativos y plausibles, de acuerdo con la información considerada y disponible al momento de realizar el estudio. Contempla el proyecto Cardones-Polpaico con entrada a fines del 2018.
- ii. **Escenario 2:** Escenario de sensibilidad que se elaboró a partir de los supuestos del Escenario 1, pero considerará un plan de cierre de centrales a carbón. Dicho plan de cierre tiene como objetivo que al año 2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada de centrales a carbón respecto a la capacidad instalada de centrales a carbón del año 2018.
- iii. **Escenario 3:** Escenario de sensibilidad que se elaboró a partir de los supuestos del Escenario 1, pero no incluye la línea de transmisión Cardones – Polpaico 500 kV.

A partir de los resultados obtenidos en los escenarios considerados, es posible concluir las siguientes afirmaciones.

Línea Cardones-Polpaico habilita el transporte y el ingreso de energías limpias

Se concluye esto dado que el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV reduce significativamente los vertimientos esperados de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV. En efecto, al comparar los resultados de la proyección de la operación del sistema entre el Escenario 1 (Base) y el Escenario 3 (sin línea ISA), se estimaron reducciones de vertimiento de generación ERNC en torno al 98% para el año 2019 y del orden del 99% para el año 2020 y 2021.

Para el año 2019 se estima que un 5,6% del total de energía generada por fuentes ERNC en la zona al norte de la barra Nogales 220kV evita ser vertida por restricciones en la transmisión gracias al proyecto Cardones - Polpaico. Este porcentaje aumenta a un 11,4% para el año 2021.

Asimismo, en relación con el ingreso de energías limpias, considerando flujo promedio esperado para la hora solar en el año 2019, se estima que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite una inclusión de aproximadamente 280 MVA adicionales de centrales ERNC ubicadas en la zona centro

norte del sistema. Cabe indicar que esta capacidad fue estimada de modo de no generar vertimiento de generación ERNC en la mencionada zona.

Línea Cardones-Polpaico habilita un plan de cierre de centrales a carbón

Al considerar un plan de cierre de centrales a carbón se estimó que se requeriría aproximadamente 1.150 MW adicionales de centrales solares fotovoltaicas y eólicas, las cuales reemplazarían la capacidad instalada retirada de centrales a carbón. En dicha capacidad adicional, aproximadamente el 83% corresponde a centrales renovables ubicadas al norte de Cardones 500 kV. En consecuencia, es posible concluir que la línea de transmisión Cardones-Polpaico 500 kV habilita un plan de cierre de centrales a carbón, dado que permitiría el transporte de energía proveniente de centrales renovables que se instalarían al norte de Cardones 500 kV producto del cierre de centrales carbón.

Línea Cardones-Polpaico reduce el riesgo de desacople de centrales ERNC ubicadas al norte del país

Es posible concluir esto dado que el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV reduce significativamente los desacoples de costos marginales de energía entre las barras Quillota 220 kV y Maitencillo 220 kV, barras ubicadas en el centro y centro-norte del sistema respectivamente. En efecto, el ingreso de la referida línea reduce aproximadamente 4,5 veces los desacoples de los costos marginales anuales en las mencionadas barras en el año 2019. Esto último equivale a una reducción de aproximadamente 12,3 US\$/MWh en términos de promedios anuales.

Línea Cardones-Polpaico permite alimentar un considerable número de viviendas con energías provenientes de centrales ERNC

Para la estimación de la cantidad de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV, se consideró, por una parte, la capacidad de transmisión que tiene la referida línea, correspondiente a 1.500 MVA y, por otra parte, se consideró un consumo promedio de 180 kWh¹

¹ Empresas Eléctricas “Composición de la cuenta para clientes residenciales” <https://www.electricas.cl/temas-estrategicos/cuentas-simples-y-claras/>

para una vivienda. Dicho consumo representa aproximadamente el de una familia en Chile de 3 o 4 integrantes.

Tomando en consideración lo descrito en el párrafo precedente se estima que la línea Cardones-Polpaico 500 kV podría alimentar aproximadamente a 6 millones 200 mil viviendas en Chile.

Descontando los flujos de potencia proveniente de las tecnologías térmicas, de las aproximadamente 6 millones 200 mil viviendas en Chile que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite alimentar, se estima que aproximadamente 5 millones 700 mil viviendas podrían ser alimentadas con energía proveniente de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables y 500 mil viviendas con energía proveniente de centrales térmicas.

Línea Cardones-Polpaico permite una mayor competitividad en precios en futuras licitaciones de suministro

Se estimó el riesgo nodal en US\$/MWh que un proyecto ERNC ubicado en Maitencillo 220 kV incluiría en su oferta de precio de energía en una licitación de suministro eléctrico, para el Escenario 1 (Base) y Escenario 3 (sin ISA). Se obtuvo que el riesgo nodal para un proyecto solar fotovoltaico correspondería a 3,1 US\$/MWh y 23,8 US\$/MWh para el Escenario 1 y 3 respectivamente. Asimismo, para un proyecto eólico correspondería a 1,4 US\$/MWh y 10,8 US\$/MWh para el Escenario 1 y 3 respectivamente.

En consecuencia, el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV reduce significativamente los riesgos de desacoples para proyectos ERNC ubicados en el centro norte del sistema.

Línea Cardones-Polpaico aporta en aspectos de beneficios social

Dado que la línea Cardones-Polpaico 500 kV habilita un plan de cierre de centrales a carbón, se estimaron los beneficios producto de la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón en el sistema eléctrico chileno.

Se estimó que un plan de cierre de centrales a carbón reduciría las emisiones de las centrales generadoras del sistema. Particularmente para el año 2030, las emisiones anuales se podrían reducir, en términos esperados, en aproximadamente 5 millones de toneladas de CO₂.

Empleando el costo o beneficio social del CO₂, el cual corresponde a 32,5 (US\$/ton CO₂), obtenido del estudio “Estimación del Precio Social del CO₂” del año 2017, elaborado por el Ministerio de Desarrollo Social, se obtuvieron beneficios anuales con tendencia al alza, alcanzando para el año 2030 un beneficio social de aproximadamente 167 millones de dólares.

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	10
2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	13
3 ASPECTOS METODOLÓGICOS	15
3.1 Metodología de proyección de la operación del sistema	15
3.2 Metodología de análisis de seguridad y resiliencia	19
4 PRINCIPALES SUPUESTOS DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS	23
4.1 Principales supuestos del Escenario 1 (Escenario Base)	24
4.1.1 Plan de obras de expansión de generación	24
4.1.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión	26
4.1.3 Proyección de precios de combustibles	27
4.1.4 Disponibilidad proyectada de gas natural	31
4.1.5 Proyección de demanda	33
4.2 Principales supuestos del Escenario 2	35
4.2.1 Definición de un plan de cierre de plantas a carbón en el SEN	35
4.2.2 Plan de obras de expansión de generación	38
4.2.3 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión	41
4.2.4 Proyección de precios de combustibles	42
4.2.5 Disponibilidad proyectada de gas natural	46
4.2.6 Proyección de demanda	48
4.3 Principales supuestos del Escenario 3	50
4.3.1 Plan de obras de expansión de generación	50
4.3.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión	52
4.3.3 Proyección de precios de combustibles	53
4.3.4 Disponibilidad proyectada de gas natural	57

4.3.5	Proyección de demanda	59
4.4	Casos y contingencias para análisis de seguridad	61
5	RESULTADOS OBTENIDOS	63
5.1	Análisis cualitativo de los efectos del ingreso de los tramos Cardones-Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV en el vertimiento de generación de centrales ERNC	63
5.2	Estimación de la capacidad instalada adicional de centrales ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite instalar en la zona norte del país	65
5.3	Estimación de la cantidad de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV.....	68
5.4	Proyección de los costos operativos térmicos.....	70
5.5	Proyección de los desacoples de costos marginales	71
5.6	Proyección de los vertimientos de generación de centrales ERNC	75
5.7	Estimación del riesgo nodal que podrían considerar proyectos ERNC al norte del país en sus precios de oferta de energía.....	76
5.8	Análisis del aporte de la línea Cardones-Polpaico 500 kV en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón	79
5.9	Proyección de las emisiones de CO ₂ de las centrales térmicas	81
5.10	Proyección de las emisiones de contaminación local de las centrales térmicas.....	84
5.11	Estimación del beneficio social producto de la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón	86
5.12	Análisis de seguridad y resiliencia del sistema	87
6	CONCLUSIONES.....	91
7	ANEXOS.....	100
7.1	Mapa ilustrativo del Proyecto Cardones - Polpaico.....	100
7.2	Resultados de proyección de flujos promedio esperados en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el Escenario 1.....	101
7.3	Resultado de proyección del costo operativo término promedio mensual del sistema para el Escenario 1.....	119
7.4	Resultado de proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados para los Escenarios 1 y 3	120

7.5	Resultado de proyección de costos marginales promedio mensual para los Escenarios 1 y 3.....	122
7.6	Caso base al año 2019 – 4 pm: Desconexión Central El Romero.....	127
7.7	Caso base al año 2019 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	132
7.8	Caso base al año 2019 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda.....	137
7.9	Caso base al año 2019 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	142
7.10	Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 pm: Desconexión Central El Romero	147
7.11	Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	152
7.12	Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda	157
7.13	Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	162
7.14	Caso base al año 2019 – 4 pm: Desconexión Central El Romero.....	167
7.15	Caso base al año 2019 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	172
7.16	Caso base al año 2019 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda.....	177
7.17	Caso base al año 2019 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV.....	182

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo presentar los resultados del estudio denominado “Estimación de beneficios de la línea Cardones – Polpaico 500 kV al sistema eléctrico chileno”, solicitado por Interchile S.A., en adelante el “Cliente”, a Valgesta Energía, en adelante el “Consultor”.

El 16 de enero de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°109, con fecha 9 de noviembre de 2012, que fija a empresa adjudicataria de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas denominadas Nueva Línea Cardones – Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo – Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV, en adelante las tres obras se entenderán como “Cardones - Polpaico”, en el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central. En dicho decreto se indica como empresa adjudicataria al Cliente y las fechas de entrada en operación de los distintos tramos del proyecto Cardones – Polpaico, entre otros aspectos.

El proyecto Cardones-Polpaico es crucial para el sistema eléctrico chileno, siendo el principal beneficio viabilizar la transmisión de altos volúmenes de generación eléctrica en base a fuentes renovables que provienen desde la zona centro norte del país hacia el centro de carga en Santiago. Durante los últimos años se han presenciado frecuentes casos de vertimiento en la zona centro norte del país, donde el mayor crecimiento en la instalación de plantas solares y eólicas derivó en restricciones de la transmisión en horas solares de mayor generación.

En la siguiente figura se puede visualizar el trazado del proyecto Cardones-Polpaico y todas las centrales en base a energías renovables variables, es decir solares y eólicas, que se encuentran en las cercanías del proyecto de transmisión, y que por lo tanto se verán beneficiadas gracias a la mayor capacidad para evacuar la energía y así evitar desacoples que se podrían traducir en costos marginales mayores iguales a cero lo que produce una distorsión para el sistema marginalista.

Figura 1. Centrales renovables en el trazado de Cardones-Polpaico

En el área de la Figura 1 se pueden visualizar 30 proyectos en base a energía fotovoltaica y alrededor de 10 proyectos eólicos, a los cuales, si se les adicionan todas las demás centrales en base a tecnologías verdes, entonces se puede llegar a un total aproximado de 70 centrales. En un año se estima que toda esa generación puede representar cerca de 9.000 GWh, totalizando una capacidad total instalada por 6 GW.

Adicionalmente, se favorece la robustez del sistema al estar interconectado con mayores capacidades de transmisión, además de tener una secuela de externalidades positivas tales como la

disminución de emisiones de contaminantes, mejor equilibrio de los costos marginales, mayor seguridad y resiliencia sistémica, entre otros que serán analizados en el presente informe.

Los resultados del estudio corresponden a un análisis de los efectos reales que se han producido en parte por los ingresos de los tramos Cardones-Maitencillo 500 kV y Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV, en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, estimación del aporte de la línea Cardones-Polpaico a una mayor inclusión de generación renovable, estimación del aporte de la línea Cardones-Polpaico a una mayor competitividad en precios en futuras licitaciones de suministro, estimación del aporte de la línea Cardones-Polpaico en aspectos de beneficios sociales y un análisis de seguridad y resiliencia del sistema para verificar la robustez que otorga el proyecto Cardones – Polpaico al sistema eléctrico chileno.

2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

En relación con los requerimientos del Cliente se busca determinar a través de un estudio técnico los beneficios que implica la entrada en operación del proyecto Cardones – Polpaico. Dentro de los beneficios que se estudian, se encuentran los siguientes:

- Dimensionar los impactos positivos de la entrada del Proyecto Cardones – Polpaico respecto a la habilitación de un mayor transporte de energía renovable. Determinar cómo impacta lo anterior en la percepción de Chile como una economía verde, con un profundo análisis numérico de las principales estadísticas de generación, capacidad instalada, vertimientos, desacoples de precios, entre otros.
- Analizar la evolución de los costos sistémicos gracias a la entrada del Proyecto Cardones-Polpaico. En este sentido se evaluará cómo el hecho de que se produzca un acoplamiento de precios puede reducir el costo operativo térmico del sistema, a la vez que esto puede verse traducido también en menores precios de licitaciones de suministro regulado.
- Analizar las externalidades positivas que podrían existir a raíz de una mayor participación renovable en la producción de energía en términos de emisiones contaminantes, tanto globales como locales. A su vez, se revisa el aporte que puede significar la nueva capacidad de transmisión para viabilizar un plan de cierre de centrales a carbón, lo que se traduce en beneficios sociales para el país.
- Por último, el análisis se completa con el análisis de datos técnicos que permitan determinar los impactos en seguridad sistémica y aporte al robustecimiento del sistema para enfrentar contingencias, y cómo el Proyecto Cardones-Polpaico aporta en ese sentido.

Los objetivos y alcances anteriores se abordan en el contenido del informe, a través de las metodologías para llevarlos a cabo y luego en los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas.

3 ASPECTOS METODOLÓGICOS

En el presente capítulo se describe la metodología empleada en la proyección de la operación del sistema eléctrico chileno y en los análisis de seguridad y resiliencia del referido sistema.

3.1 Metodología de proyección de la operación del sistema

La metodología empleada para realizar la proyección de la operación del Sistema Eléctrico Nacional tiene como elemento principal al modelo SDDP (sigla en inglés que corresponde a Programación Dinámica Dual Estocástica), que permite optimizar y simular la operación de un sistema multinodal e hidrotérmico multiembalse (o térmico, si es el caso) en el mediano y largo plazo, incorporando la incertidumbre hidrológica presente en los caudales afluentes a los embalses y en los aportes a las centrales de pasada. Además, siendo un modelo multinodal, incorpora una representación del sistema de transmisión.

El modelo SDDP calcula la política operativa de mínimo costo para un sistema hidrotérmico considerando, entre otros, los aspectos que se indican a continuación.

- Representación de plantas térmicas: eficiencia, generación máxima.
- Representación de plantas hidroeléctricas, incluyendo los respectivos embalses y sus características.
- Consideración de la incertidumbre hidrológica. Entrega la posibilidad de utilizar estadísticas hidrológicas de caudales afluentes, que representan las características hidrológicas del sistema.
- Sistema de transmisión. Modelo de flujo de potencia en corriente continua, capacidad de transmisión por instalaciones, pérdidas de transmisión.
- Etapas mensuales. Horizonte de mediano a largo plazo.

Uno de los resultados principales que el modelo permite obtener corresponde a los costos marginales promedio mensual esperados en diferentes barras del sistema, expresados en moneda a la fecha de realización del estudio. Asimismo, es posible obtener, o construir a partir de los resultados, otros indicadores, como generación promedio mensual esperada de las unidades del sistema, flujos promedio mensual esperados por las líneas de transmisión del sistema, entre otros.

En la proyección de la operación del sistema, un aspecto de gran relevancia son los supuestos de desarrollo futuro del sistema eléctrico, los cuales se emplean como datos de entrada para el modelo SDDP. Los principales supuestos corresponden a un plan de obras de expansión de generación, plan de obras de expansión del sistema de transmisión, proyección de precios de combustibles y proyección de la demanda del sistema.

En relación con la representación de la demanda de cada etapa mensual, cabe destacar que dentro de cada mes la demanda de un sistema eléctrico (ventas de energía) puede presentar variaciones importantes en los niveles de consumo instantáneo. Por ello, resulta poco representativo modelar la demanda de un mes a través de un único nivel de energía.

Producto de lo anterior, es usual, al resolver problemas de coordinación hidrotérmica, que la demanda de cada etapa (en este caso mes) sea representada a través de un conjunto de bloques de demanda. Cada bloque de demanda agrupa el consumo de un número de horas dentro del mes, con lo cual se logra mantener las características más representativas del comportamiento de los niveles de demanda.

Específicamente para este estudio se emplearon doce bloques de demanda por mes, de los cuales seis representan niveles de demanda de un día hábil tipo (lunes a viernes) y seis representan niveles de demanda de un día no hábil tipo (sábado, domingo y festivos). Asimismo, cada uno de los seis bloques de demanda se compone de tres bloques con presencia de oferta de generación de energía solar y tres bloques en ausencia de ésta.

En las siguientes dos tablas se presentan las agrupaciones de horas en bloques de demanda para un día hábil tipo y para un día no hábil tipo, consideradas para este estudio.

Tabla 1. Agrupación de horas en bloques de demanda para un día hábil tipo

Mes	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ene	5	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	6	6	5
Feb	5	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	6	6	6	5
Mar	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	6	6	5	5
Abr	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	5	6	6	5	5
May	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	6	6	6	5	5
Jun	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	6	6	6	6	5	5
Jul	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	6	6	6	6	5	5
Ago	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	6	6	6	5	5
Sep	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	5	6	6	5	5
Oct	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	6	6	5	5
Nov	5	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	6	6	6	5
Dic	4	4	4	4	4	4	4	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	5	6	6	5

Fuente: Valgesta Energía

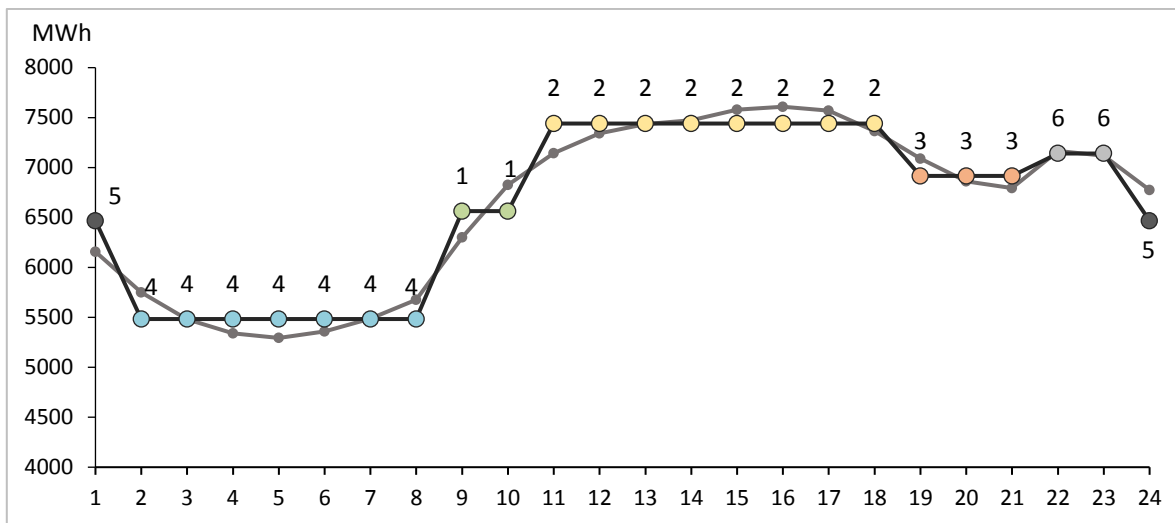
Tabla 2. Agrupación de horas en bloques de demanda para un día no hábil tipo

Mes	Hora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ene	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	12	12	11
Feb	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	11	12	12	11
Mar	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	9	12	12	12	11
Abr	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	11	12	12	11	11
May	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	12	12	12	11	11
Jun	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	9	12	12	12	12	11	11
Jul	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	12	12	12	11	11
Ago	11	10	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	9	12	12	12	11
Sep	11	11	10	10	10	10	10	10	10	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	11	12	12	11
Oct	11	10	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	12	12	11
Nov	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	12	12	11
Dic	11	11	10	10	10	10	10	10	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	11	12	12	11

Fuente: Valgesta Energía

En la Figura 2 se muestra un ejemplo que resulta de aplicar la agrupación de horas considerada para un día hábil tipo del mes de enero.

Figura 2. Ejemplo de agrupación de horas para un día hábil tipo de enero



Fuente: Valgesta Energía

En relación con la representación de la oferta disponible de generación de centrales solares y eólicas, se emplearon factores de planta por mes y por bloque de demanda. En la determinación de dichos factores de planta, algunos de ellos fueron establecidos para un grupo de centrales generadoras de una misma tecnología ubicadas en una misma zona del país, por ejemplo, zona norte grande, zona norte chico, zona centro y zona sur, mientras que otros factores de planta fueron determinados para una sola central solar o eólica, debido a particularidades observadas en los perfiles de oferta de generación de algunas centrales.

La determinación de los factores de planta descritos en el párrafo precedente se realizó considerando los perfiles de generación de centrales solares y eólicas del año 2017. Cabe señalar que dichos perfiles fueron adecuados debido a posibles limitaciones a la generación, producto de congestiones que se presentaron en el sistema de transmisión. Para el caso de centrales solares y

eólicas futuras, se les asignó un factor de planta por mes y por bloque de demanda de una central existente de la misma tecnología y cercana geográficamente.

Es importante señalar que, dadas las características inherentes a la proyección de la operación de sistemas eléctricos hidrotérmicos, como es el caso del Sistema Eléctrico Nacional, las proyecciones de costos marginales de energía, generación de centrales y flujos de potencia por las líneas de transmisión no corresponden a una actividad determinística, sino que ésta depende de la evolución de las variables involucradas en el sistema eléctrico, que son, mayoritariamente complejas de determinar o estimar con un elevado grado de certeza.

Dada la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las variables relevantes en el sistema, muy particularmente las condiciones hidrológicas, las proyecciones que se obtienen pueden verse afectadas por variaciones de éstas.

En consecuencia, es necesario dejar establecido que las proyecciones que se obtuvieron se asocian exclusivamente a las mejores estimaciones posibles de obtener para dichas variables, con las características de los modelos empleados y los supuestos adoptados.

3.2 Metodología de análisis de seguridad y resiliencia

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) define la “Seguridad de Servicio” como la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos. Por otra parte, la “Calidad de Servicio” se define como el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la “Calidad del Producto”, la “Calidad de Suministro” y la “Calidad del Servicio Comercial”, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

La Calidad del Producto permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del Sistema Eléctrico Nacional, caracterizándose por la magnitud, frecuencia y la contaminación de la onda de

tensión instantánea. Mientras que, la Calidad del Suministro permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del Sistema Eléctrico Nacional caracterizado, por mencionar algunos aspectos, por la frecuencia de ocurrencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

Considerando las definiciones señaladas, la seguridad del sistema eléctrico frente al ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV o un plan de cierre de unidades de carbón estará determinada por el cumplimiento de las exigencias de los estándares establecidos en la NTSyCS que, ante la ocurrencia de contingencias para distintos escenarios de operación las variables eléctricas se mantengan dentro de los rangos definidos.

Conforme lo anterior, y para la verificación de la seguridad sistémica se simula la operación del SEN para los años 2019 (escenarios 1 y 3) y 2030 (escenario 2), considerando un escenario de operación de alta exigencia para mantener la inercia del sistema ante la ocurrencia de contingencias transitorias. Con ello se modela el SEN en demanda alta y generación ERNC alta (mes de diciembre a las 04:00 pm) y en demanda baja de noche (mes de diciembre a las 04:00 am).

El modelo del SEN en PowerFactory de DigSILENT es actualizado considerando los planes de obras de transmisión, nuevas unidades de generación y proyección de la demanda, considerando un caso base, otro bajo un escenario de descarbonización y uno que corresponde a una sensibilidad del caso base sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV, los cuales son indicados en el Capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Por otra parte, y en relación con los despachos de las unidades modeladas, éstas son ajustadas a partir de los resultados de los despachos de potencia media obtenidas de las simulaciones realizadas en SDDP, considerando los bloques horarios correspondientes al mes de diciembre a las 4 de la tarde y a las 4 de la mañana. Luego, los despachos de las unidades de generación se reajustan hasta obtener el modelo y respetar los límites de potencia reactiva y márgenes de tensión.

Una vez ejecutadas las simulaciones en el modelo del SEN en PowerFactory, se registran y observan las siguientes variables que permiten verificar la estabilidad transitoria producto de las contingencias:

- **Mayor excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación.** Utilizado para determinar la estabilidad transitoria de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico. De acuerdo con el artículo 5-48 de la NTSyCS, este ángulo no puede superar 120° eléctricos en la primera oscilación.
- **Recuperación de la frecuencia.** Se determina el valor máximo y mínimo que alcanza la frecuencia ante las contingencias realizadas. Según lo establecido en el artículo 5-40 de la NTSyCS, se acepta un descenso transitorio hasta 48.3 [Hz] en instalaciones mayores o iguales a 200 [kV].
- **Recuperación y control de la tensión.** Se determina el valor mínimo que alcanzan las tensiones en barras del sistema. Según el artículo 5-39 de la NTSyCS, la tensión no debe descender por debajo de 0.70 [pu] luego de 50 [ms] de despejada la contingencia.
- **Amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.** Se evalúa el factor el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cercana al lugar de la contingencia que, de acuerdo con el artículo 5-43 de la NTSyCS, debe tener un valor mínimo del 5%.

Cuando se verifican simultáneamente estos criterios, se podrá concluir que el sistema es estable ante los escenarios analizados, y si existirá alguna desconexión que lleve a la pérdida de consumos del SEN.

El análisis realizado permitirá estimar si el SEN soporta contingencias simples y se mantiene operando de forma estable con o sin el tramo de 500 kV Cardones-Polpaico y frente a un plan de cierre de centrales que operan a carbón. Si bien los resultados son estimados, la Seguridad y Calidad de Servicio debe programarse según la periodicidad que señala en el capítulo N°6 de la NTSyCS. Para

los estudios de “Restricciones en el Sistema de Transmisión”, Limitaciones de la Transmisión”, “Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva” y “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, el Coordinador deberá realizar los estudios para la Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio considerando un horizonte de operación de 12 meses, revisando y/o ajustando dichos estudios al final de cada periodo.

Considerando lo expuesto en el párrafo anterior, e independiente de los resultados que se obtengan del análisis realizado, la seguridad del SEN quedará definida de acuerdo con la operación realizada por el Coordinador y de acuerdo con los resultados de los estudios de la programación de la Seguridad y Calidad de Servicio elaborado para cada año.

4 PRINCIPALES SUPUESTOS DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS

En el presente capítulo se presentan los datos de entrada correspondientes a los supuestos de los escenarios considerados. Dichos datos corresponden a planes de obras de expansión de generación y planes de obras de expansión del sistema de transmisión, proyección de precios de combustibles, disponibilidad proyectada de gas natural y proyección de demanda.

Se presentan en primer término los principales supuestos del Escenario 1, considerado como Escenario Base. Dicho escenario fue elaborado considerando supuestos de desarrollo futuro que se asumen como representativos y plausibles, de acuerdo con la información considerada y disponible al momento de realizar el estudio. Dichos supuestos han sido establecidos teniendo en consideración información contenida en diversas fuentes de relevancia para el sector eléctrico. Entre ellas se puede mencionar el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de julio de 2018, preparado por la Comisión Nacional de Energía (informe más reciente a la fecha de inicio del estudio); información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional; e información relevante del mercado eléctrico. Adicionalmente, se considera el criterio y experiencia del Consultor.

Luego se describen los principales supuestos que caracterizan al Escenario 2, el cual fue elaborado a partir del Escenario 1, pero contempla un plan de cierre de centrales a carbón y adiciona cambios en los supuestos del plan de expansión de generación y de transmisión del Escenario 1.

Posteriormente, se describen los principales supuestos que caracterizan al Escenario 3, el cual contiene los mismos supuestos de desarrollo futuro del Escenario 1, pero no incorpora la línea de transmisión Cardones – Polpaico 500 kV. Este escenario se contempla con el objetivo de estimar los beneficios que trae la referida línea en el sistema eléctrico chileno.

4.1 Principales supuestos del Escenario 1 (Escenario Base)

4.1.1 Plan de obras de expansión de generación

El plan de obras de expansión de generación del Escenario 1 se muestra en la Tabla 3. Dada la fecha de inicio del estudio éste se presenta desde noviembre 2018 a diciembre 2030. Cabe señalar que las centrales que se encontraban en pruebas a la fecha de inicio del estudio se indican con (*).

Tabla 3. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 1

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
nov-18	El Pelicano FV (*)	100	Solar FV
nov-18	Cerro Pabellón (*)	48	Geotermia
nov-18	Santiago Solar (*)	98	Solar FV
nov-18	Cogeneradora Aconcagua (*)	77	GNL
nov-18	Nueva Degan	16	Diésel
nov-18	Solar el Roble	9	Solar FV
nov-18	Punta Sierra (*)	82	Eólica
nov-18	Convento Viejo (*)	16	Pasada
nov-18	Parque Eólico Cabo Leones (Etapa I) (*)	116	Eólica
dic-18	IEM	370	Carbón
dic-18	Aurora	126	Eólica
dic-18	Cumbres	15	Pasada
mar-19	Huatacondo	98	Solar FV
ene-20	Parque Eólico Sarco	169	Eólica
jul-20	San Gabriel	180	Eólica
oct-20	Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Pasada
ene-21	Los Cóndores	150	Pasada
ene-21	Tchamma Eólica	150	Eólica
ene-21	Cerro Tigre Eólica (etapa I)	150	Eólica
ene-21	Ckani Eólica	240	Eólica
ene-21	Granja Solar	100	Solar FV
ene-21	Malgarida	28	Solar FV

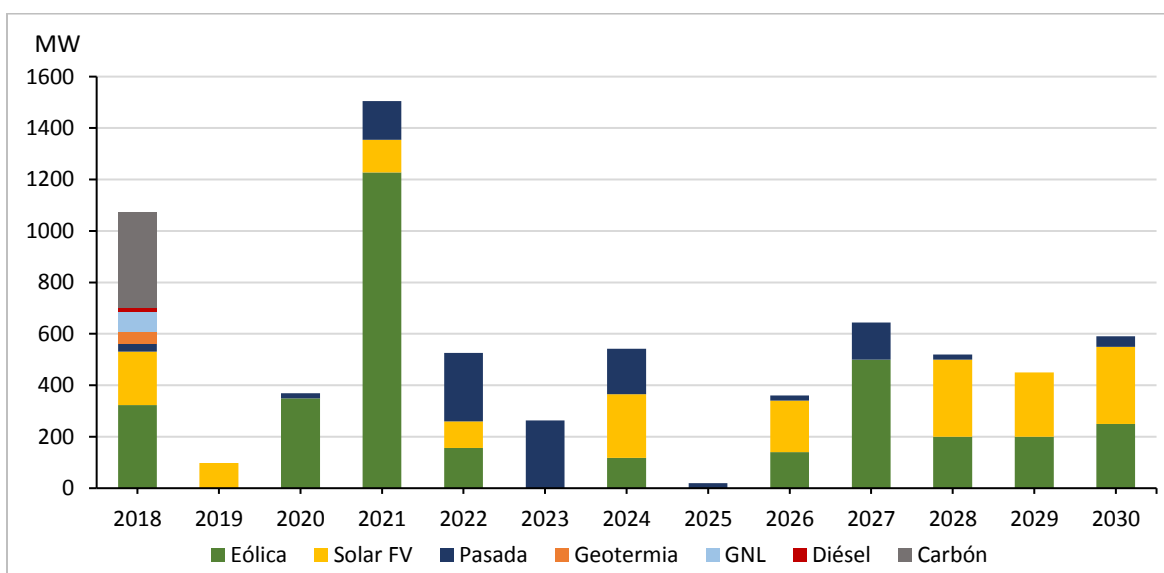
Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
ene-21	Camán Eólica (Etapa I)	100	Eólica
ene-21	Malleco eólica (etapa I)	100	Eólica
ene-21	Parque Eólico Santa Fe (etapa I)	160	Eólica
ene-21	Cabo Leones II	204	Eólica
ene-21	Cabo Leones III	64	Eólica
ene-21	Lomas de Duqueco	59	Eólica
ene-22	Puelche Sur Eólica	156	Eólica
ene-22	Valleland Solar	69	Solar FV
ene-22	El Sol de Vallenar (Etapa I)	35	Solar FV
abr-22	Las Lajas	267	Pasada
abr-23	Alfalfal II	264	Pasada
ene-24	Parque FV Atacama Solar	96	Solar FV
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Pasada
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Pasada
ene-24	Parque solar Punta del viento	100	Solar FV
ene-24	Sol de Vallenar (Etapa II)	52	Solar FV
ene-24	Parque eólico Punta de Talca	43	Eólica
ene-24	San Rarínco	75	Eólica
jul-24	Ñuble	136	Pasada
ene-25	Hidroeléctrica VIII Región 06	20	Pasada
ene-26	Hidroeléctrica VIII Región 07	20	Pasada
ene-26	Solar IV Región	200	Solar FV
ene-26	Camán Eólica (Etapa II)	140	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa II	200	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa	50	Eólica
ene-27	Eólica Concepción II	250	Eólica
sep-27	San Pedro	144	Pasada
ene-28	Solar III región	50	Solar FV
ene-28	Eólica Pan de Azúcar	200	Eólica
ene-28	Hidroeléctrica VIII Región 08	20	Pasada
ene-28	Solar Maitencillo 2	250	Solar FV

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
feb-29	Eólica VI Región 3	200	Eólica
ene-29	Solar Maitencillo	250	Solar FV
ene-30	Eólica Chiloé 2	250	Eólica
ene-30	Solar Nogales	300	Solar FV
abr-30	Hidroeléctrica VIII Región 09	40	Pasada

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

La siguiente figura muestra la capacidad instalada adicional, en términos anuales, considerada en el plan de obras de expansión de generación del Escenario 1.

Figura 3. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 1



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.1.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión

El plan de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Escenario 1 se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Plan de obras de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional del Escenario 1

Fecha de Ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
ene-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.500
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1.500
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.500
ene-25	Nueva Línea Charrúa - Mulchén 1x220 kV	1x500
ene-26	Nueva Línea Polpaico - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700

Fuente: Valgesta Energía

4.1.3 Proyección de precios de combustibles

Las siguientes tablas presentan las proyecciones empleadas para los precios del carbón térmico en Chile, petróleo crudo WTI y Brent, y del gas natural en Chile. Las proyecciones de precios de dichos combustibles están basadas en las proyecciones de la Energy Information Administration (EIA) en su reporte anual del año 2018 (Annual Energy Outlook 2018 - AEO2018).

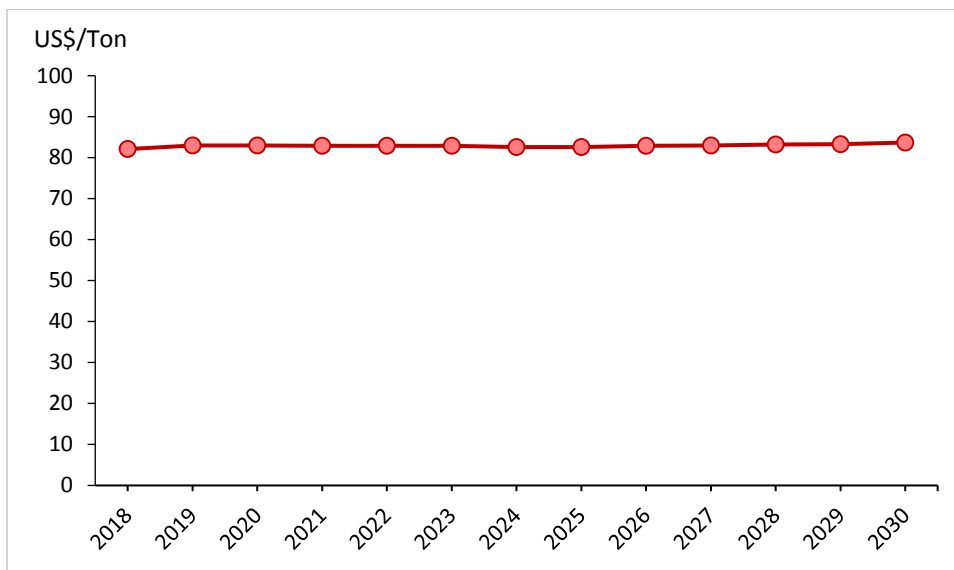
Las proyecciones para el precio del carbón térmico en Chile se determinaron a partir de la aplicación de la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía, la cual considera cargos por flete, seguro marítimo, mermas, arancel de importación, agente de aduanas, descarga, muestreo y análisis. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 5 y en la Figura 4.

Tabla 5. Proyección del precio del carbón térmico en Chile

Año	Precio (US\$/Ton)
2018	82,1
2019	83,0
2020	83,0
2021	82,9
2022	82,9
2023	82,9
2024	82,6
2025	82,6
2026	82,9
2027	83,0
2028	83,2
2029	83,3
2030	83,7

Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Figura 4. Proyección del precio del carbón térmico en Chile



Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Las proyecciones para el precio del petróleo crudo WTI y petróleo crudo Brent se presentan en la Tabla 6 y Figura 5.

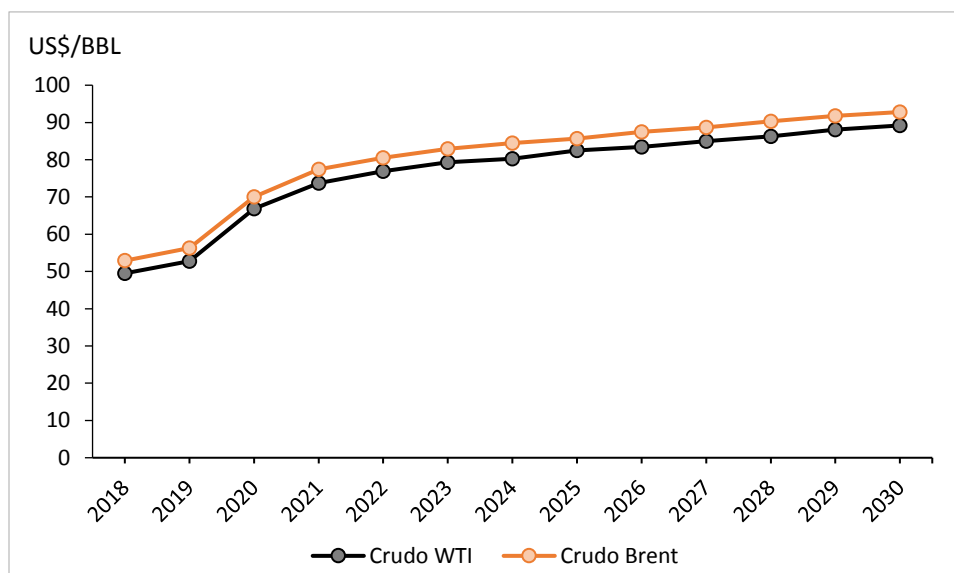
Tabla 6. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2018	49,5	52,9
2019	52,8	56,3
2020	66,9	70,0
2021	73,7	77,4
2022	76,9	80,5
2023	79,3	82,9
2024	80,3	84,5
2025	82,5	85,7
2026	83,4	87,5
2027	85,0	88,7
2028	86,3	90,3

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2029	88,1	91,8
2030	89,2	92,8

Fuente: EIA

Figura 5. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent



Fuente: EIA

La proyección de precios utilizada para el gas natural en Chile se determinó bajo el supuesto de que el precio del gas corresponde al 10% de los precios proyectados para el petróleo crudo Brent, obtenidos del reporte AEO2017. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 7 y Figura 6.

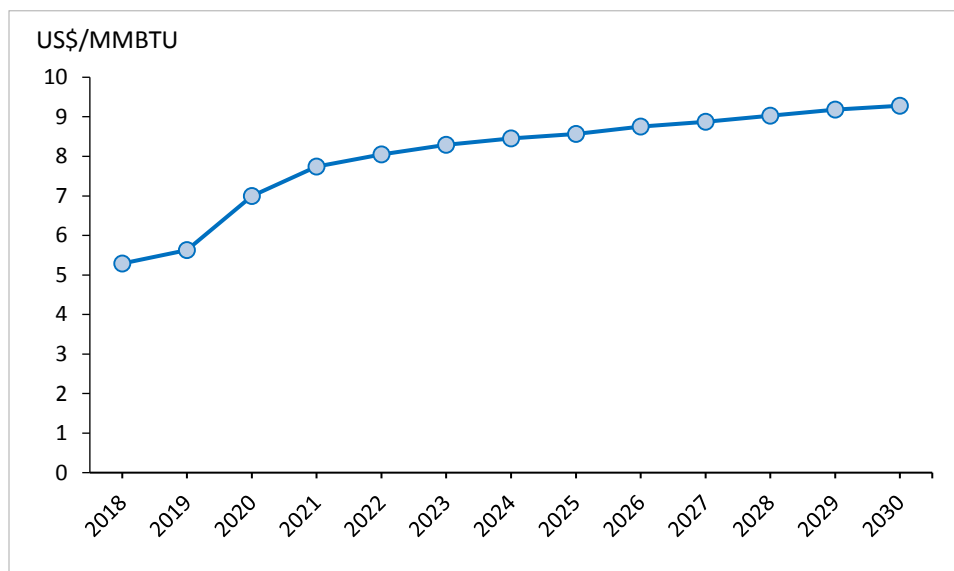
Tabla 7. Proyección del precio del gas natural en Chile

Año	Precio (US\$/MMBtu)
2018	5,29
2019	5,63
2020	7,00
2021	7,74
2022	8,05

2023	8,29
2024	8,45
2025	8,57
2026	8,75
2027	8,87
2028	9,03
2029	9,18
2030	9,28

Fuentes: EIA, Valgesta Energía

Figura 6. Proyección del precio del gas natural en Chile



Fuentes: EIA, Valgesta Energía

4.1.4 Disponibilidad proyectada de gas natural

La disponibilidad proyectada de gas natural para las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que emplean dicho combustible, desde noviembre 2018 a diciembre 2030, se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Disponibilidad proyectada de gas natural para centrales del Sistema Eléctrico Nacional

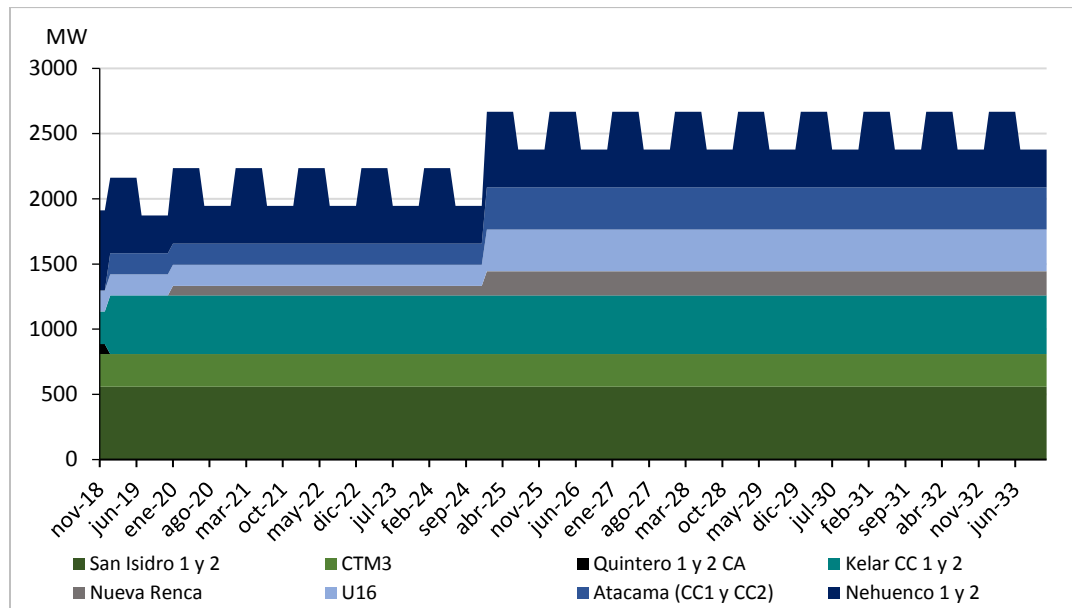
Central	Desde	Hasta	Disponibilidad
Taltal 1 y 2 CA	nov-18	dic-30	0%
Nehuenco 1	nov -18	dic-18	85%
	ene-19	dic-30	(*)
San Isidro 1 y 2	nov-18	dic-30	75%
Nueva Renca	nov-18	dic-19	0%
	ene-20	dic-24	20%
	ene-25	dic-30	50%
Candelaria 1 y 2	nov-18	dic-30	0%
Quintero 1 y 2 CA	nov-18	dic-18	30%
	ene-19	dic-30	0%
CTM3	nov-18	dic-30	100%
Kelar CC 1 y 2	nov-18	dic-18	50%
	ene-19	dic-30	90%
U16	nov-18	dic-24	40%
	ene-25	dic-30	80%
Atacama (CC1 y CC2)	nov-18	dic-18	0%
	ene-19	dic-24	25%
	ene-25	dic-30	50%

(*) La disponibilidad de gas natural para las centrales Nehuenco 1 y 2, a partir de enero de 2019, corresponde a un 80% desde enero a junio y un 40% desde julio a diciembre.

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

En la Figura 7 se muestra la capacidad disponible de generación de centrales a gas natural, que poseen disponibilidad proyectada de dicho combustible, en el horizonte de noviembre 2018 a diciembre 2030.

Figura 7. Capacidad disponible de generación de centrales con disponibilidad proyectada de gas



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.1.5 Proyección de demanda

Las proyecciones de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional están basadas en las estimaciones del Informe definitivo de previsión de demanda 2017-2037, preparado por la Comisión Nacional de Energía. Dichas proyecciones se presentan en la Tabla 9 y Figura 8.

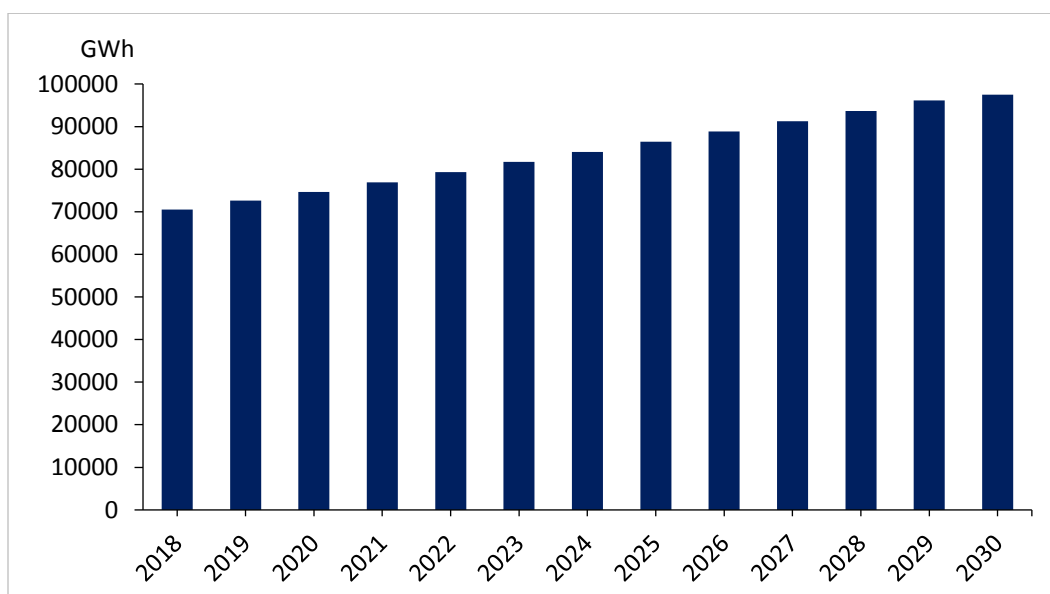
Tabla 9. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

Año	Demanda	% Crecimiento
2018	70.494	2,7%
2019	72.581	2,9%
2020	74.674	2,8%
2021	76.927	2,9%
2022	79.322	3,0%
2023	81.669	2,9%
2024	84.007	2,8%

Año	Demanda	% Crecimiento
2025	86.451	2,8%
2026	88.809	2,7%
2027	91.223	2,6%
2028	93.637	2,6%
2029	96.112	2,6%
2030	97.486	1,4%

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

Figura 8. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

4.2 Principales supuestos del Escenario 2

El Escenario 2 fue elaborado a partir de los de los supuestos del Escenario 1, pero contempla un plan de cierre de centrales a carbón y adiciona cambios en los supuestos del plan de expansión de generación y de transmisión del Escenario 1.

A continuación, se describen las principales consideraciones para la elaboración del plan de cierre de centrales a carbón en el SEN. Luego, se presentan los supuestos correspondientes al plan de obras de expansión de generación, plan de obras de expansión de transmisión, proyección de precios de combustibles, disponibilidad proyectada de GNL y proyección de la demanda, considerados para el Escenario 2.

4.2.1 Definición de un plan de cierre de plantas a carbón en el SEN

En la definición de un plan de cierre de plantas a carbón se tomaron en consideración aspectos contenidos en definiciones de política e información técnica disponible en nuestro país.

Específicamente, el plan de cierre de centrales a carbón fue elaborado teniendo en consideración diversos aspectos, dentro de los cuales se puede mencionar:

- Se estableció como meta que al año 2035 se reduce en un 50% la capacidad instalada de centrales en base a carbón (base año 2018);
- Se priorizó para los primeros años aquellas unidades a carbón de mayor antigüedad;
- Se estableció un “equilibrio” de cierre de centrales a carbón entre empresas dueñas de este tipo de centrales;
- Se estableció un “equilibrio” de cierre de centrales a carbón entre el ex Sistema Interconectado Central y el ex Sistema Interconectado del Norte Grande;
- Se estableció una “gradualidad proporcional” por año con respecto a la capacidad instalada retirada de centrales a carbón dentro del horizonte; y

- Se consideraron restricciones de cierre de centrales a carbón a aquellas que poseen contratos de suministro eléctrico vigente al año de cierre.

El resultado de aplicar los criterios descritos anteriormente entregó como plan de cierre hipotético de centrales a carbón el presentado en la Tabla 10.

Tabla 10. Plan de cierre de centrales a carbón considerado en el Escenario 2

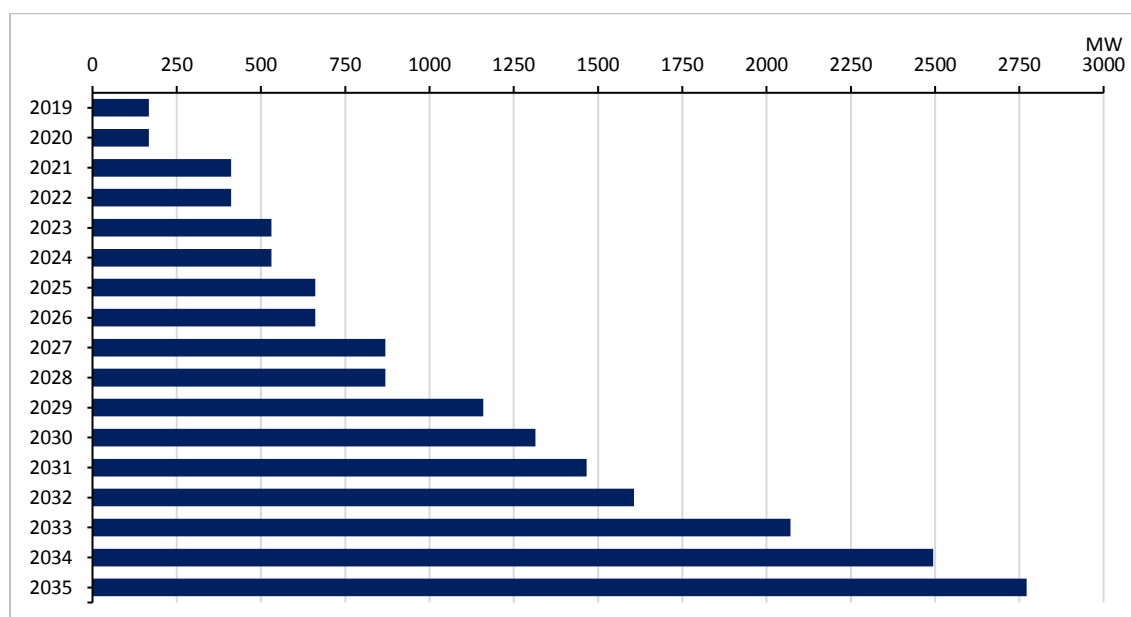
Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)																	Sale
TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)											Sale						
COCHRANE (CCH2)																	
COCHRANE (CCH1)																	
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)																	Sale
TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)																	
Guacolda U1											Sale						
Guacolda U2													Sale				
Guacolda U3															Sale		
Guacolda U4																Sale	
Guacolda U5																	
Ventanas 1					Sale												
Ventanas 2									Sale								
Campiche																	
Nueva Ventanas																	Sale
Santa María																	
TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTTAR)																	Sale
Bocamina								Sale									
Bocamina II																	
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)																	
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)			Sale														
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)			Sale														
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Sale																
TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	Sale																
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)																	Sale
TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)												Sale					
IEM																	
TERMOELÉCTRICA HORNITOS (CTH)																	

Central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capacidad instalada retirada (MW)	167	167	411	411	531	531	661	661	869	869	1159	1314	1466	1607	2071	2495	2772
Capacidad instalada retirada (%)	3%	3%	8%	8%	10%	10%	12%	12%	16%	16%	21%	24%	27%	30%	38%	46%	51%

Fuente: Valgesta Energía

La siguiente figura muestra la capacidad instalada retirada con respecto al año 2018, del plan de cierre de centrales a carbón considerado.

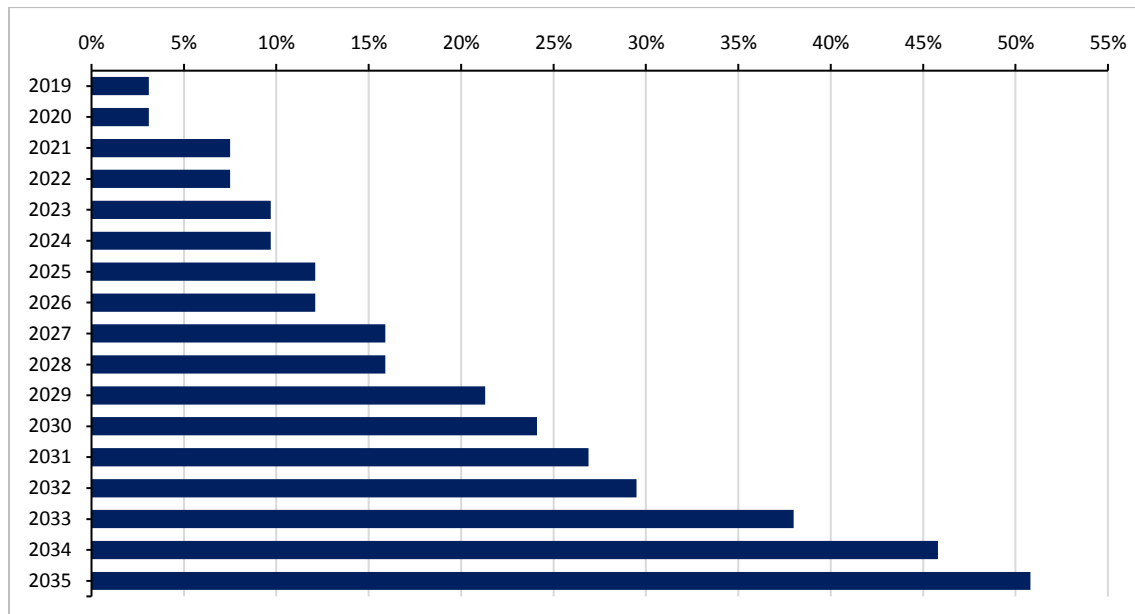
Figura 9. Capacidad instalada retirada de centrales a carbón con respecto al año 2018



Fuente: Valgesta Energía

La siguiente figura muestra el porcentaje de capacidad instalada retirada con respecto al año 2018, del plan de cierre de centrales a carbón considerado.

Figura 10. Porcentaje de capacidad instalada retirada de centrales a carbón



Fuente: Valgesta Energía

4.2.2 Plan de obras de expansión de generación

El plan de obras de expansión de generación del Escenario 2 se muestra en la Tabla 11. Dada la fecha de inicio del estudio éste se presenta desde noviembre 2018 a diciembre 2030. Cabe señalar que las centrales que se encontraban en pruebas a la fecha de inicio del estudio se indican con (*).

Tabla 11. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 2

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
nov-18	El Pelicano FV (*)	100	Solar FV
nov-18	Cerro Pabellón (*)	48	Geotermia
nov-18	Santiago Solar (*)	98	Solar FV
nov-18	Cogeneradora Aconcagua (*)	77	GNL
nov-18	Nueva Degan	16	Diésel
nov-18	Solar el Roble	9	Solar FV
nov-18	Punta Sierra (*)	82	Eólica

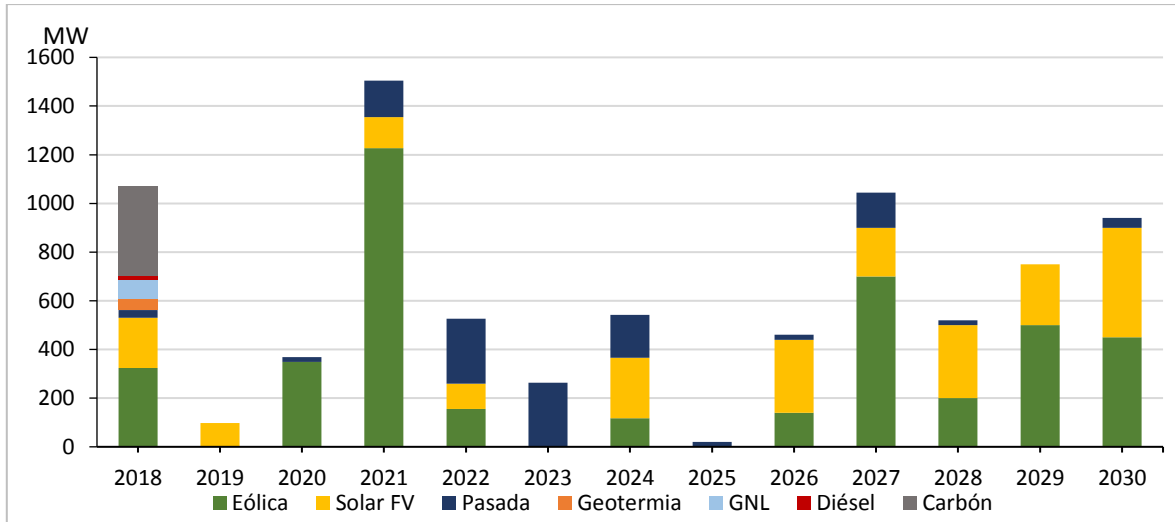
Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
nov-18	Convento Viejo (*)	16	Pasada
nov-18	Parque Eólico Cabo Leones (Etapa I) (*)	116	Eólica
dic-18	IEM	370	Carbón
dic-18	Aurora	126	Eólica
dic-18	Cumbres	15	Pasada
mar-19	Huatacondo	98	Solar FV
ene-20	Parque Eólico Sarco	169	Eólica
jul-20	San Gabriel	180	Eólica
oct-20	Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Pasada
ene-21	Los Cóndores	150	Pasada
ene-21	Tchamma Eólica	150	Eólica
ene-21	Cerro Tigre Eólica (etapa I)	150	Eólica
ene-21	Ckani Eólica	240	Eólica
ene-21	Granja Solar	100	Solar FV
ene-21	Malgarida	28	Solar FV
ene-21	Camán Eólica (Etapa I)	100	Eólica
ene-21	Malleco eólica (etapa I)	100	Eólica
ene-21	Parque Eólico Santa Fe (etapa I)	160	Eólica
ene-21	Cabo Leones II	204	Eólica
ene-21	Cabo Leones III	64	Eólica
ene-21	Lomas de Duqueco	59	Eólica
ene-22	Puelche Sur Eólica	156	Eólica
ene-22	Valleland Solar	69	Solar FV
ene-22	El Sol de Vallenar (Etapa I)	35	Solar FV
abr-22	Las Lajas	267	Pasada
abr-23	Alfalfal II	264	Pasada
ene-24	Parque FV Atacama Solar	96	Solar FV
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Pasada
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Pasada
ene-24	Parque solar Punta del viento	100	Solar FV
ene-24	Sol de Vallenar (Etapa II)	52	Solar FV

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
ene-24	Parque eólico Punta de Talca	43	Eólica
ene-24	San Rarincó	75	Eólica
jul-24	Ñuble	136	Pasada
ene-25	Hidroeléctrica VIII Región 06	20	Pasada
ene-26	Hidroeléctrica VIII Región 07	20	Pasada
ene-26	Solar IV Región	200	Solar FV
jul-26	Solar Cardones	100	Solar FV
ene-26	Camán Eólica (Etapa II)	140	Eólica
ene-27	Eólica Concepción A	200	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa II	200	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa	50	Eólica
ene-27	Eólica Concepción II	250	Eólica
jul-27	Solar Cumbres	200	Solar FV
sep-27	San Pedro	144	Pasada
ene-28	Solar III región	50	Solar FV
ene-28	Eólica Pan de Azúcar	200	Eólica
ene-28	Hidroeléctrica VIII Región 08	20	Pasada
ene-28	Solar Maitencillo 2	250	Solar FV
ene-29	Eólica Maitencillo	300	Eólica
feb-29	Eólica VI Región 3	200	Eólica
ene-29	Solar Maitencillo	250	Solar FV
ene-30	Eólica Chiloé 2	250	Eólica
ene-30	Solar Nogales	300	Solar FV
ene-30	Eólica Crucero	200	Eólica
abr-30	Hidroeléctrica VIII Región 09	40	Pasada
jul-30	Solar Parinacota	150	Solar FV

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

La siguiente figura muestra la capacidad instalada adicional, en términos anuales, considerada en el plan de obras de expansión de generación del Escenario 2.

Figura 11. Plan de expansión de generación del Escenario 2



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.2.3 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión

El plan de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Escenario 2 se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12. Plan de obras de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional del Escenario 2

Fecha de Ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
ene-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.500
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260

Fecha de Ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1.500
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.500
ene-25	Nueva Línea Charrúa - Mulchén 1x220 kV	1x500
ene-26	Nueva Línea Polpaico - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700
ene-28	Nueva Línea Charrúa - Ancoa 1x500 kV	1x1.500
ene-29	Nueva Línea Ancoa - Alto Jahuel 1x500 kV	1x1.500
ene-29	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.500
ene-29	Nueva Línea Changos - Cumbres 1x500 kV	1x1.500
ene-29	Nueva Línea Cumbres - Cardones 1x500 kV	1x1.500

Fuente: Valgesta Energía

4.2.4 Proyección de precios de combustibles

Las siguientes tablas presentan las proyecciones empleadas para los precios del carbón térmico en Chile, petróleo crudo WTI y Brent, y del gas natural en Chile. Las proyecciones de precios de dichos combustibles están basadas en las proyecciones de la Energy Information Administration (EIA) en su reporte anual del año 2018 (Annual Energy Outlook 2018 - AEO2018).

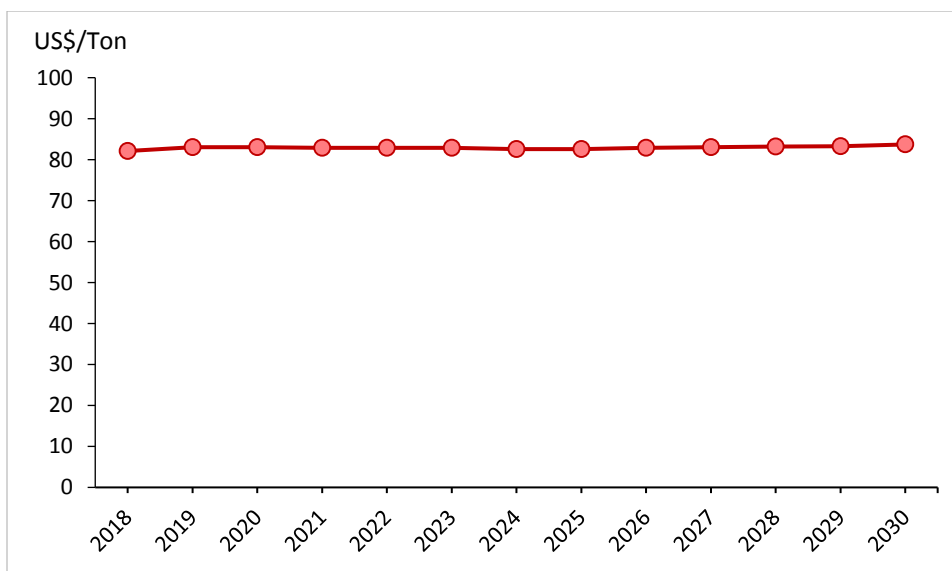
Las proyecciones para el precio del carbón térmico en Chile se determinaron a partir de la aplicación de la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía, la cual considera cargos por flete, seguro marítimo, mermas, arancel de importación, agente de aduanas, descarga, muestreo y análisis. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 13 y en la Figura 12.

Tabla 13. Proyección del precio del carbón térmico en Chile

Año	Precio (US\$/Ton)
2018	82,1
2019	83,0
2020	83,0
2021	82,9
2022	82,9
2023	82,9
2024	82,6
2025	82,6
2026	82,9
2027	83,0
2028	83,2
2029	83,3
2030	83,7

Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Figura 12. Proyección del precio del carbón térmico en Chile



Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

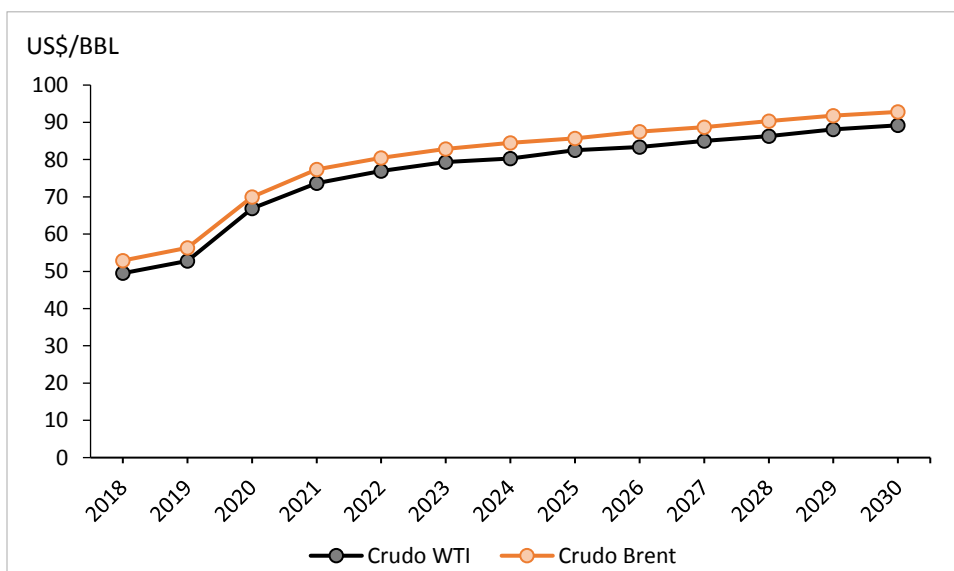
Las proyecciones para el precio del petróleo crudo WTI y petróleo crudo Brent se presentan en la Tabla 14 y Figura 13.

Tabla 14. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2018	49,5	52,9
2019	52,8	56,3
2020	66,9	70,0
2021	73,7	77,4
2022	76,9	80,5
2023	79,3	82,9
2024	80,3	84,5
2025	82,5	85,7
2026	83,4	87,5
2027	85,0	88,7
2028	86,3	90,3
2029	88,1	91,8
2030	89,2	92,8

Fuente: EIA

Figura 13. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent



Fuente: EIA

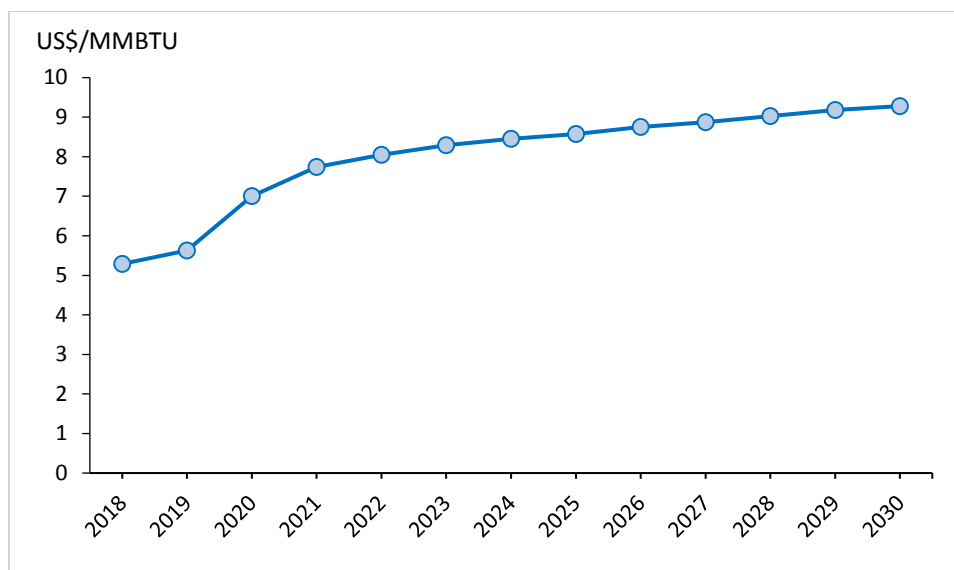
La proyección de precios utilizada para el gas natural en Chile se determinó bajo el supuesto de que el precio del gas corresponde al 10% de los precios proyectados para el petróleo crudo Brent, obtenidos del reporte AEO2017. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 15 y Figura 14.

Tabla 15. Proyección del precio del gas natural en Chile

Año	Precio (US\$/MMBtu)
2018	5,29
2019	5,63
2020	7,00
2021	7,74
2022	8,05
2023	8,29
2024	8,45
2025	8,57
2026	8,75
2027	8,87
2028	9,03
2029	9,18
2030	9,28

Fuentes: EIA, Valgesta Energía

Figura 14. Proyección del precio del gas natural en Chile



Fuentes: EIA, Valgesta Energía

4.2.5 Disponibilidad proyectada de gas natural

La disponibilidad proyectada de gas natural para las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que emplean dicho combustible, desde noviembre 2018 a diciembre 2030, se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Disponibilidad proyectada de gas natural para centrales del Sistema Eléctrico Nacional

Central	Desde	Hasta	Disponibilidad
Taltal 1 y 2 CA	nov-18	dic-30	0%
Nehuenco 1	nov -18	dic-18	85%
	ene-19	dic-30	(*)
San Isidro 1 y 2	nov-18	dic-30	75%
Nueva Renca	nov-18	dic-19	0%
	ene-20	dic-24	20%
	ene-25	dic-30	50%
Candelaria 1 y 2	nov-18	dic-30	0%

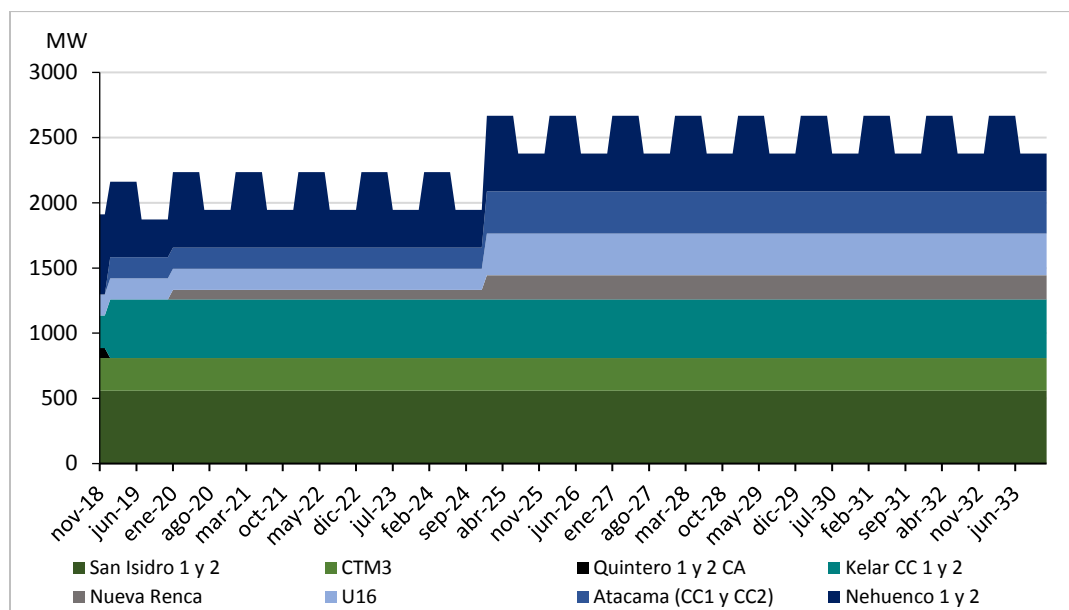
Central	Desde	Hasta	Disponibilidad
Quintero 1 y 2 CA	nov-18	dic-18	30%
	ene-19	dic-30	0%
CTM3	nov-18	dic-30	100%
Kelar CC 1 y 2	nov-18	dic-18	50%
	ene-19	dic-30	90%
U16	nov-18	dic-24	40%
	ene-25	dic-30	80%
Atacama (CC1 y CC2)	nov-18	dic-18	0%
	ene-19	dic-24	25%
	ene-25	dic-30	50%

(*) La disponibilidad de gas natural para las centrales Nehuenco 1 y 2, a partir de enero de 2019, corresponde a un 80% desde enero a junio y un 40% desde julio a diciembre.

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

En la Figura 15 se muestra la capacidad disponible de generación de centrales a gas natural, que poseen disponibilidad proyectada de dicho combustible, en el horizonte de noviembre 2018 a diciembre 2030.

Figura 15. Capacidad disponible de generación de centrales con disponibilidad proyectada de gas



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.2.6 Proyección de demanda

Las proyecciones de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional están basadas en las estimaciones del Informe definitivo de previsión de demanda 2017-2037, preparado por la Comisión Nacional de Energía. Dichas proyecciones se presentan en la Tabla 17 y Figura 16.

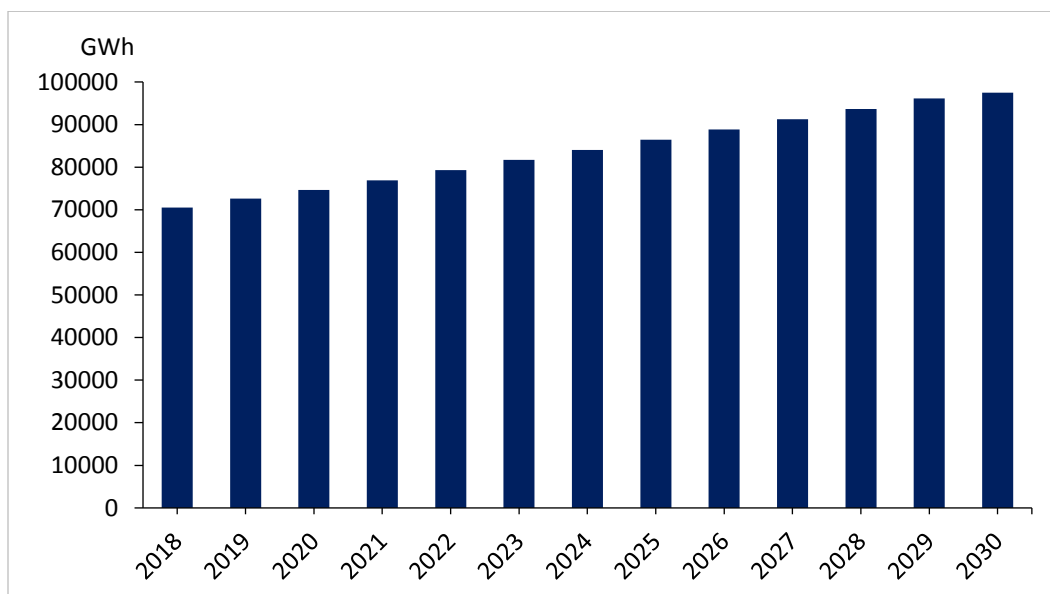
Tabla 17. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

Año	Demanda	% Crecimiento
2018	70.494	2,7%
2019	72.581	2,9%
2020	74.674	2,8%
2021	76.927	2,9%
2022	79.322	3,0%
2023	81.669	2,9%
2024	84.007	2,8%

Año	Demanda	% Crecimiento
2025	86.451	2,8%
2026	88.809	2,7%
2027	91.223	2,6%
2028	93.637	2,6%
2029	96.112	2,6%
2030	97.486	1,4%

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

Figura 16. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

4.3 Principales supuestos del Escenario 3

4.3.1 Plan de obras de expansión de generación

El plan de obras de expansión de generación del Escenario 3 se muestra en la Tabla 18. Dada la fecha de inicio del estudio éste se presenta desde noviembre 2018 a diciembre 2030. Cabe señalar que las centrales que se encontraban en pruebas a la fecha de inicio del estudio se indican con (*).

Tabla 18. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 3

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
nov-18	El Pelicano FV (*)	100	Solar FV
nov-18	Cerro Pabellón (*)	48	Geotermia
nov-18	Santiago Solar (*)	98	Solar FV
nov-18	Cogeneradora Aconcagua (*)	77	GNL
nov-18	Nueva Degan	16	Diésel
nov-18	Solar el Roble	9	Solar FV
nov-18	Punta Sierra (*)	82	Eólica
nov-18	Convento Viejo (*)	16	Pasada
nov-18	Parque Eólico Cabo Leones (Etapa I) (*)	116	Eólica
dic-18	IEM	370	Carbón
dic-18	Aurora	126	Eólica
dic-18	Cumbres	15	Pasada
mar-19	Huatacondo	98	Solar FV
ene-20	Parque Eólico Sarco	169	Eólica
jul-20	San Gabriel	180	Eólica
oct-20	Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Pasada
ene-21	Los Cóndores	150	Pasada
ene-21	Tchamma Eólica	150	Eólica
ene-21	Cerro Tigre Eólica (etapa I)	150	Eólica
ene-21	Ckani Eólica	240	Eólica
ene-21	Granja Solar	100	Solar FV
ene-21	Malgarida	28	Solar FV

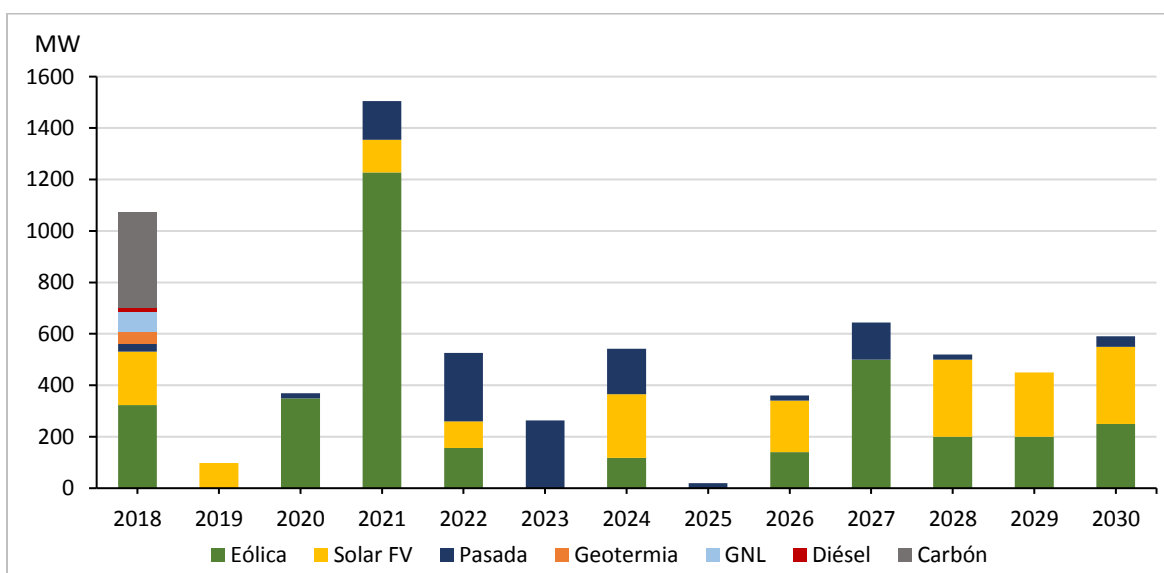
Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
ene-21	Camán Eólica (Etapa I)	100	Eólica
ene-21	Malleco eólica (etapa I)	100	Eólica
ene-21	Parque Eólico Santa Fe (etapa I)	160	Eólica
ene-21	Cabo Leones II	204	Eólica
ene-21	Cabo Leones III	64	Eólica
ene-21	Lomas de Duqueco	59	Eólica
ene-22	Puelche Sur Eólica	156	Eólica
ene-22	Valleland Solar	69	Solar FV
ene-22	El Sol de Vallenar (Etapa I)	35	Solar FV
abr-22	Las Lajas	267	Pasada
abr-23	Alfalfal II	264	Pasada
ene-24	Parque FV Atacama Solar	96	Solar FV
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Pasada
ene-24	Hidroeléctrica VIII Región 02	20	Pasada
ene-24	Parque solar Punta del viento	100	Solar FV
ene-24	Sol de Vallenar (Etapa II)	52	Solar FV
ene-24	Parque eólico Punta de Talca	43	Eólica
ene-24	San Rarínco	75	Eólica
jul-24	Ñuble	136	Pasada
ene-25	Hidroeléctrica VIII Región 06	20	Pasada
ene-26	Hidroeléctrica VIII Región 07	20	Pasada
ene-26	Solar IV Región	200	Solar FV
ene-26	Camán Eólica (Etapa II)	140	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa II	200	Eólica
ene-27	Eólica Charrúa	50	Eólica
ene-27	Eólica Concepción II	250	Eólica
sep-27	San Pedro	144	Pasada
ene-28	Solar III región	50	Solar FV
ene-28	Eólica Pan de Azúcar	200	Eólica
ene-28	Hidroeléctrica VIII Región 08	20	Pasada
ene-28	Solar Maitencillo 2	250	Solar FV

Fecha de Ingreso	Central	Potencia (MW)	Tecnología
feb-29	Eólica VI Región 3	200	Eólica
ene-29	Solar Maitencillo	250	Solar FV
ene-30	Eólica Chiloé 2	250	Eólica
ene-30	Solar Nogales	300	Solar FV
abr-30	Hidroeléctrica VIII Región 09	40	Pasada

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

La siguiente figura muestra la capacidad instalada adicional, en términos anuales, considerada en el plan de obras de expansión de generación del Escenario 3.

Figura 17. Plan de obras de expansión de generación del Escenario 3



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.3.2 Plan de obras de expansión del sistema de transmisión

El plan de obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional del Escenario 3 se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. Plan de obras de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional del Escenario 3

Fecha de Ingreso	Instalación	Capacidad (MVA)
ene-19	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2x1.500
ene-19	Nueva Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV	2x1.500
nov-19	Nueva Línea Cumbres - Diego de Almagro 2x220 kV	2x600
dic-20	Nueva Línea Los Changos - Nueva Crucero-Encuentro 2x500 kV	2x1.500
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Cóndores 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota 2x220 kV: primer circuito	1x260
jun-21	Nueva Línea Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220 kV	2x500
jul-21	Nueva Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
jun-22	Nueva Línea Nueva Chuquicamata - Calama 2x220 kV	2x260
jun-23	Nueva Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Punta Sierra - Pelambres 2x220 kV	2x580
jun-23	Nueva Línea Puerto Montt - Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo 2x500 kV	2x290
ene-24	Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 1x500 kV	1x1.500
ene-24	Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 1x500 kV	1x1.500
ene-25	Nueva Línea Charrúa - Mulchén 1x220 kV	1x500
ene-26	Nueva Línea Polpaico - Alto Jahuel 1x500 kV: cuarto circuito	1x1.700
ene-27	Nueva Línea Charrúa - Ciruelos 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli 2x500 kV, energizada en 220 kV	2x290
ene-27	Energización en 500 kV de Línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x500 kV	2x1.700

Fuente: Valgesta Energía

4.3.3 Proyección de precios de combustibles

Las siguientes tablas presentan las proyecciones empleadas para los precios del carbón térmico en Chile, petróleo crudo WTI y Brent, y del gas natural en Chile. Las proyecciones de precios de dichos combustibles están basadas en las proyecciones de la Energy Information Administration (EIA) en su reporte anual del año 2018 (Annual Energy Outlook 2018 - AEO2018).

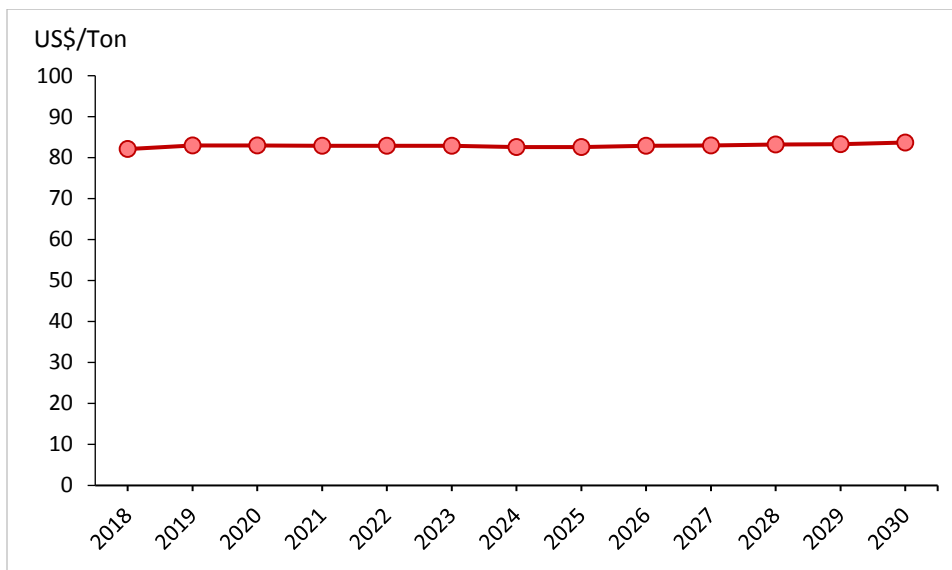
Las proyecciones para el precio del carbón térmico en Chile se determinaron a partir de la aplicación de la metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía, la cual considera cargos por flete, seguro marítimo, mermas, arancel de importación, agente de aduanas, descarga, muestreo y análisis. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 20 y en la Figura 18.

Tabla 20. Proyección del precio del carbón térmico en Chile

Año	Precio (US\$/Ton)
2018	82,1
2019	83,0
2020	83,0
2021	82,9
2022	82,9
2023	82,9
2024	82,6
2025	82,6
2026	82,9
2027	83,0
2028	83,2
2029	83,3
2030	83,7

Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Figura 18. Proyección del precio del carbón térmico en Chile



Fuentes: EIA, CNE, Valgesta Energía

Las proyecciones para el precio del petróleo crudo WTI y petróleo crudo Brent se presentan en la Tabla 21 y Figura 19.

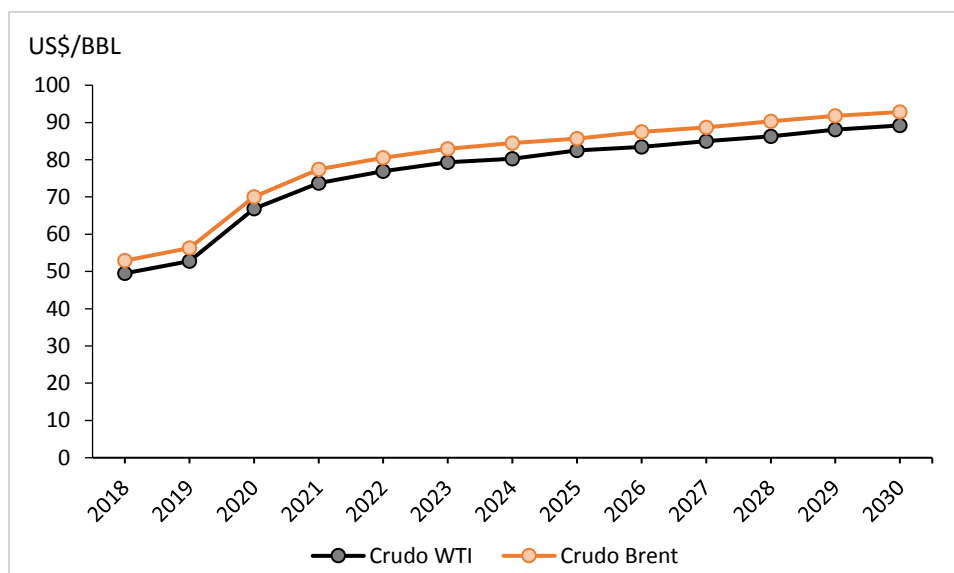
Tabla 21. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2018	49,5	52,9
2019	52,8	56,3
2020	66,9	70,0
2021	73,7	77,4
2022	76,9	80,5
2023	79,3	82,9
2024	80,3	84,5
2025	82,5	85,7
2026	83,4	87,5
2027	85,0	88,7
2028	86,3	90,3

Año	Precio WTI (US\$/BBL)	Precio Brent (US\$/BBL)
2029	88,1	91,8
2030	89,2	92,8

Fuente: EIA

Figura 19. Proyección del precio del petróleo crudo WTI y Brent



Fuente: EIA

La proyección de precios utilizada para el gas natural en Chile se determinó bajo el supuesto de que el precio del gas corresponde al 10% de los precios proyectados para el petróleo crudo Brent, obtenidos del reporte AEO2017. Dichas proyecciones se muestran en la Tabla 22 y Figura 20.

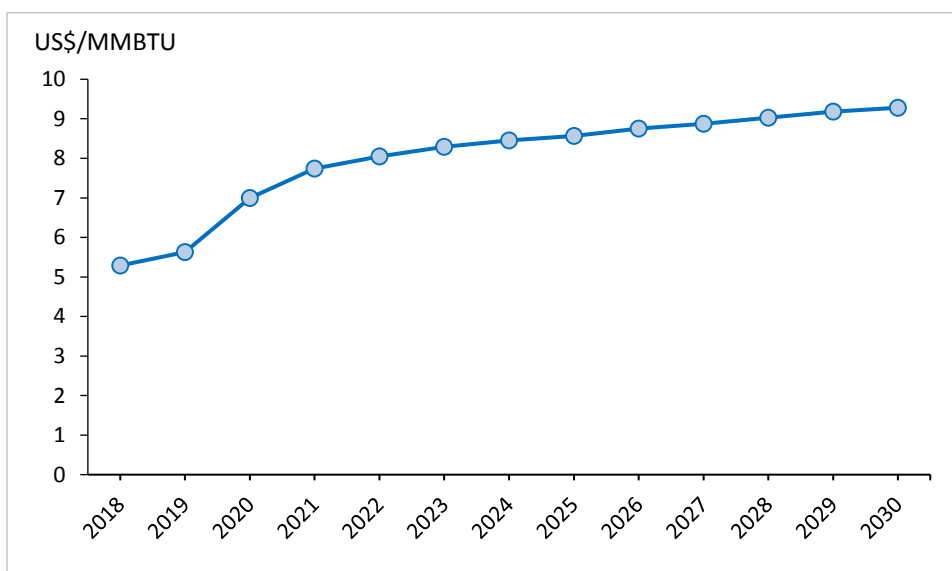
Tabla 22. Proyección del precio del gas natural en Chile

Año	Precio (US\$/MMBtu)
2018	5,29
2019	5,63
2020	7,00
2021	7,74
2022	8,05

2023	8,29
2024	8,45
2025	8,57
2026	8,75
2027	8,87
2028	9,03
2029	9,18
2030	9,28

Fuentes: EIA, Valgesta Energía

Figura 20. Proyección del precio del gas natural en Chile



Fuentes: EIA, Valgesta Energía

4.3.4 Disponibilidad proyectada de gas natural

La disponibilidad proyectada de gas natural para las centrales generadoras del Sistema Eléctrico Nacional que emplean dicho combustible, desde noviembre 2018 a diciembre 2030, se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Disponibilidad proyectada de gas natural para centrales del Sistema Eléctrico Nacional

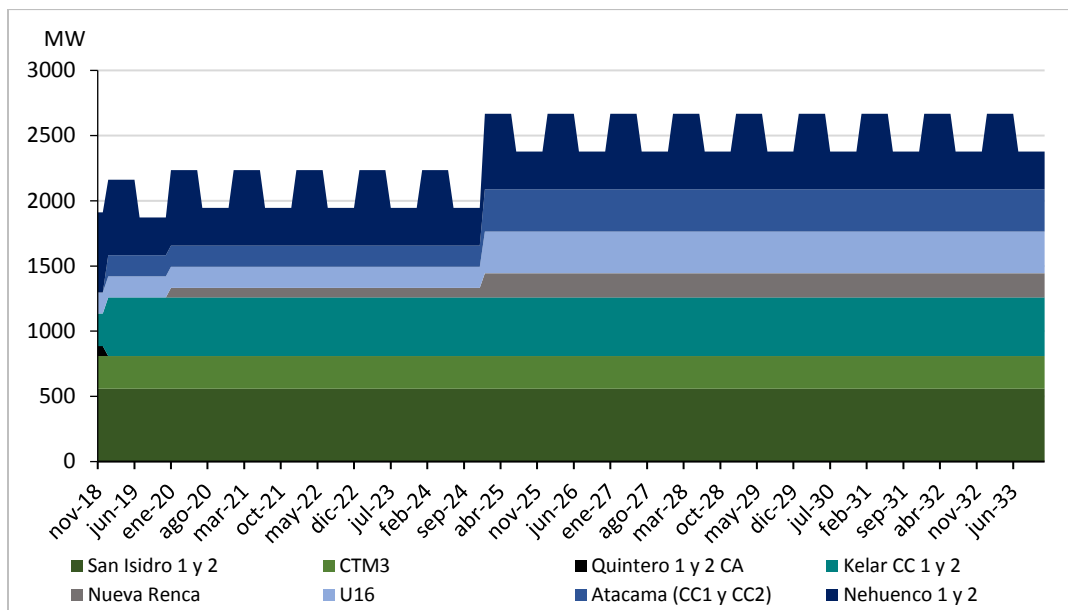
Central	Desde	Hasta	Disponibilidad
Taltal 1 y 2 CA	nov-18	dic-30	0%
Nehuenco 1	nov -18	dic-18	85%
	ene-19	dic-30	(*)
San Isidro 1 y 2	nov-18	dic-30	75%
Nueva Renca	nov-18	dic-19	0%
	ene-20	dic-24	20%
	ene-25	dic-30	50%
Candelaria 1 y 2	nov-18	dic-30	0%
Quintero 1 y 2 CA	nov-18	dic-18	30%
	ene-19	dic-30	0%
CTM3	nov-18	dic-30	100%
Kelar CC 1 y 2	nov-18	dic-18	50%
	ene-19	dic-30	90%
U16	nov-18	dic-24	40%
	ene-25	dic-30	80%
Atacama (CC1 y CC2)	nov-18	dic-18	0%
	ene-19	dic-24	25%
	ene-25	dic-30	50%

(*) La disponibilidad de gas natural para las centrales Nehuenco 1 y 2, a partir de enero de 2019, corresponde a un 80% desde enero a junio y un 40% desde julio a diciembre.

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

En la Figura 21 se muestra la capacidad disponible de generación de centrales a gas natural, que poseen disponibilidad proyectada de dicho combustible, en el horizonte de noviembre 2018 a diciembre 2030.

Figura 21. Capacidad disponible de generación de centrales con disponibilidad proyectada de gas



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Coordinador Eléctrico Nacional, Valgesta Energía

4.3.5 Proyección de demanda

Las proyecciones de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional están basadas en las estimaciones del Informe definitivo de previsión de demanda 2017-2037, preparado por la Comisión Nacional de Energía. Dichas proyecciones se presentan en la Tabla 24 y Figura 22.

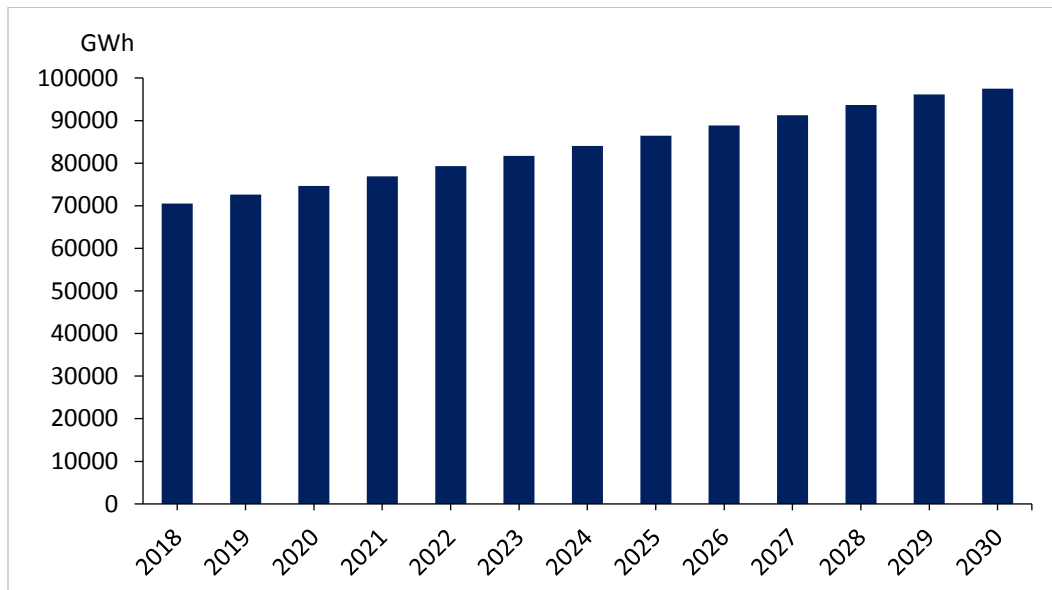
Tabla 24. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional

Año	Demanda	% Crecimiento
2018	70.494	2,7%
2019	72.581	2,9%
2020	74.674	2,8%
2021	76.927	2,9%
2022	79.322	3,0%
2023	81.669	2,9%
2024	84.007	2,8%

Año	Demanda	% Crecimiento
2025	86.451	2,8%
2026	88.809	2,7%
2027	91.223	2,6%
2028	93.637	2,6%
2029	96.112	2,6%
2030	97.486	1,4%

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

Figura 22. Proyección de demanda para el Sistema Eléctrico Nacional



Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

Adicionalmente a los supuestos descritos anteriormente, en este escenario no se ha considerado la operación de la línea de transmisión Cardones – Polpaico 500 kV, esto con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en el Escenario 1 y estimar los beneficios que entrega la referida línea al sistema eléctrico chileno.

4.4 Casos y contingencias para análisis de seguridad

Considerando las definiciones anteriores, la robustez que otorga el proyecto Cardones – Polpaico, estará determinada por el cumplimiento de las exigencias de los estándares establecidos en la NTSyCS, ante la ocurrencia de contingencias simples para distintos escenarios de operación.

Se modela el Sistema Eléctrico Nacional en los años 2019 y 2030 considerando la base de datos para PowerFactory publicada por el Coordinador para el mes de octubre de 2018, y los resultados de los despachos de los centrales obtenidos en SDDP de la simulación del sistema en los bloques del mes de diciembre que contengan las 16:00 y las 04:00 horas bajo demanda en día laboral, hidrología seca y generación ERNC alta (correspondiente a la generación estadística por zona y hora). Dicha modelación es realizada tanto para los escenarios 1 y 3 al año 2019 y para el caso del plan de cierre de centrales a carbón considerando una reducción del 30% al año 2030.

Para cada uno de estos escenarios de operación, se aplican fallas las siguientes fallas o eventos para verificar el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional y el cumplimiento de la NTSyCS:

- Desconexión intempestiva central solar El Romero², cuando corresponda a las 16:00.
- Desconexión intempestiva unidad 5 de la central Guacolda³, cuando corresponda a las 04:00.
- Falla bifásica a tierra con impedancia de falla de 10 Ω en uno de los circuitos de la línea Cardones – Maitencillo 220 kV.

Finalmente, los escenarios de simulación realizados para el análisis de seguridad son los siguientes:

² Corresponde a la unidad generadora de mayor despacho cerca de la zona de estudio durante el día.

³ Corresponde a la unidad generadora de mayor despacho cerca de la zona de estudio durante la noche.

Tabla 25. Escenarios de contingencias para análisis de seguridad

N°	Escenario	Año	Demanda	Contingencia
1	Escenario 1 (Con el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda	Desconexión Central El Romero
2			Alta 4 pm	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV
3			Demanda	Desconexión Guacolda U5
4			Baja 4 am	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV
5	Escenario 2 (Con plan de cierre de centrales a carbón)	2030	Demanda	Desconexión Central El Romero
6			Alta 4 pm	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV
7			Demanda	Desconexión Guacolda U5
8			Baja 4 am	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV
9	Escenario 3 (Sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda	Desconexión Central El Romero
10			Alta 4 pm	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV
11			Demanda	Desconexión Guacolda U5
12			Baja 4 am	Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV

Fuentes: Valgesta Energía

5 RESULTADOS OBTENIDOS

En el presente capítulo se exponen los principales resultados obtenidos en el estudio, correspondientes a un análisis cualitativo de los efectos del ingreso de los tramos Cardones-Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV en el vertimiento de generación de centrales ERNC, una estimación de la capacidad instalada adicional de centrales ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite instalar en la zona norte del país, una estimación de la cantidad de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV, una proyección de los costos operativos térmicos, una proyección de los desacoples de costos marginales, una proyección de los vertimientos de generación de centrales ERNC, una estimación del riesgo nodal que podrían considerar proyectos ERNC al norte del país en sus precios de oferta de energía, un análisis del aporte de la línea Cardones-Polpaico 500 kV en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, una proyección de las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas, una proyección de las emisiones de contaminación local de las centrales térmicas, una estimación del beneficio social producto de la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, y finalmente los resultados del análisis de seguridad y resiliencia del sistema.

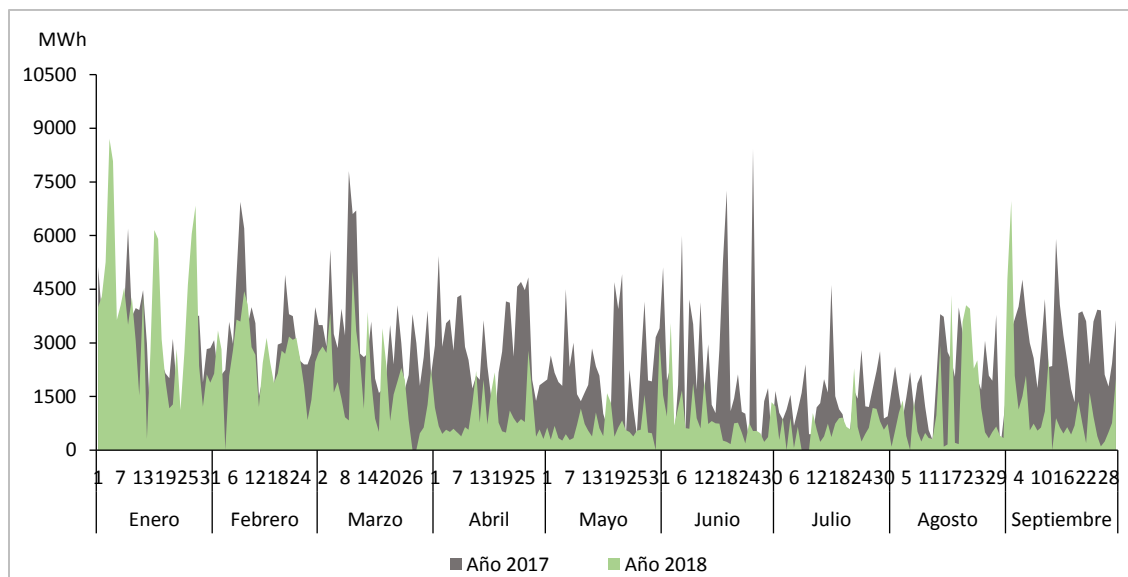
5.1 Análisis cualitativo de los efectos del ingreso de los tramos Cardones-Maitencillo-Pan de Azúcar 500 kV en el vertimiento de generación de centrales ERNC

En este análisis se consideraron los vertimientos de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, desde enero a septiembre del año 2017 y 2018. Cabe indicar que el análisis se realizó hasta el mes de septiembre dada la información disponible a la fecha de inicio del estudio.

La información empleada en este análisis fue obtenida de información pública dispuesta por el Coordinador Eléctrico Nacional.

La Figura 23 muestra el vertimiento diario de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV.

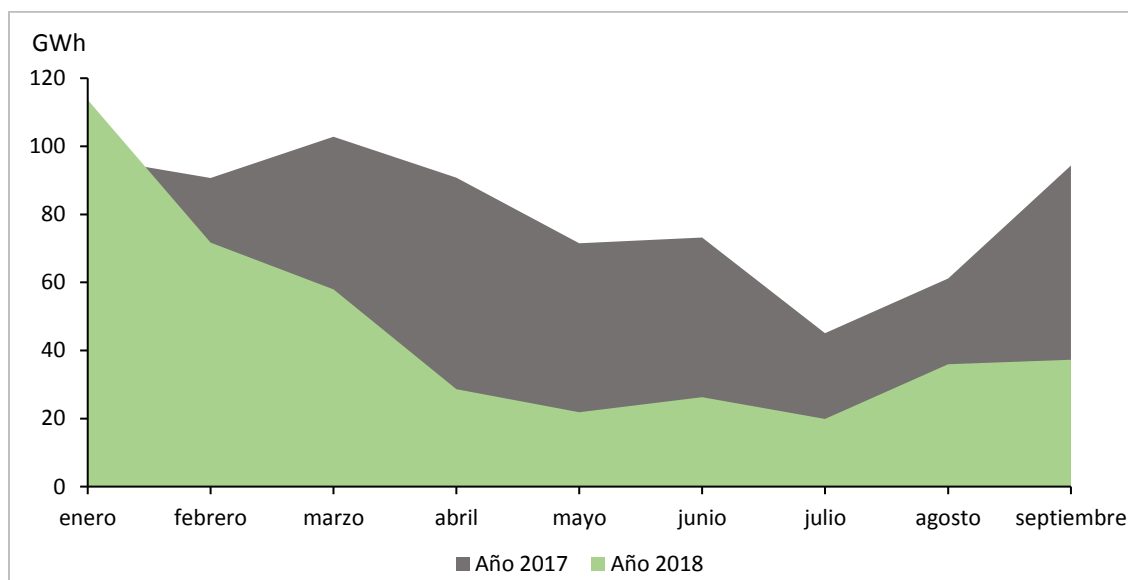
Figura 23. Vertimiento diario de generación de centrales ERNC ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

La Figura 24 muestra el vertimiento mensual de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV.

**Figura 24. Vertimiento mensual de generación de centrales ERNC
ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV**



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

En las figuras anteriores es posible observar que se han presentado menores niveles de vertimiento de generación de centrales solares y eólicas, ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, en la mayoría de los meses del año 2018 en comparación con los que se presentaron durante el año 2017.

La disminución de los vertimientos de generación de centrales solares y eólicas, ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, que se han observado durante los meses analizados del año 2018 respecto del año 2017, se debe, en parte, a los ingresos de las líneas Cardones – Maitencillo 500 kV y Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, que se materializaron el 14 de enero de 2018 y el 31 de mayo de 2018 respectivamente.

5.2 Estimación de la capacidad instalada adicional de centrales ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite instalar en la zona norte del país

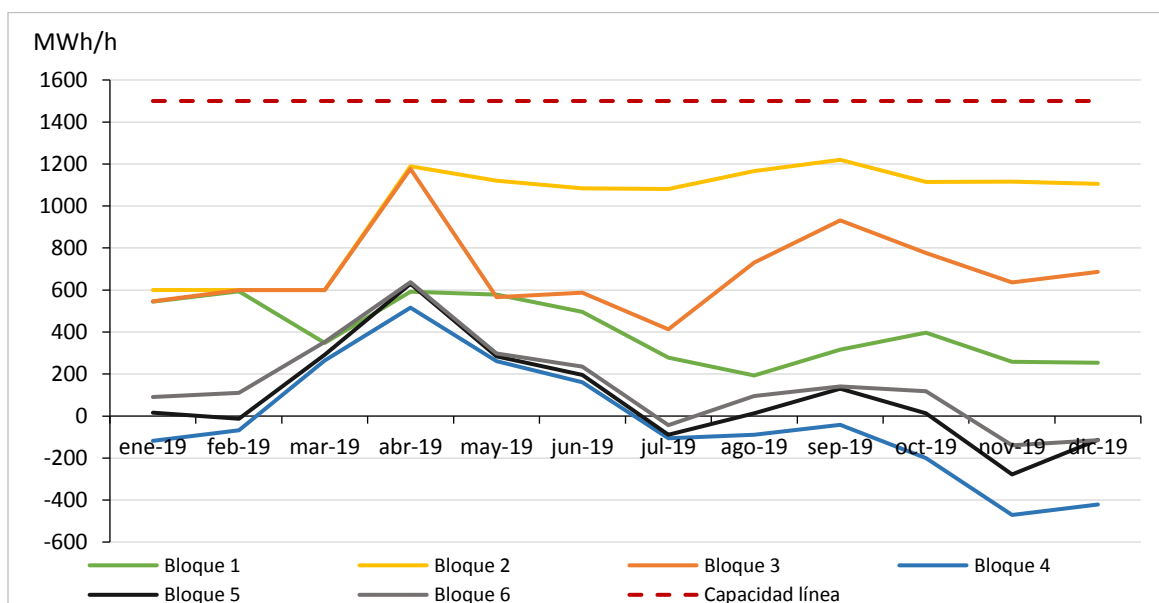
Se estimó la capacidad instalada adicional de centrales ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite instalar en la zona norte del país, respecto de la capacidad instalada que se espera para el

año 2019. Cabe indicar que se empleó como referencia el año 2019 dado que, como supuesto para el presente estudio, se ha considerado el ingreso de la línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV para el 1 de enero de 2019.

Para la realización de esta estimación se emplearon los resultados de los flujos promedio esperados obtenidos para la línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV en el Escenario 1. Los resultados para las líneas Cardones – Maitencillo 500 kV, Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV y Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, por bloque de demanda, se disponen en el Anexo del presente informe.

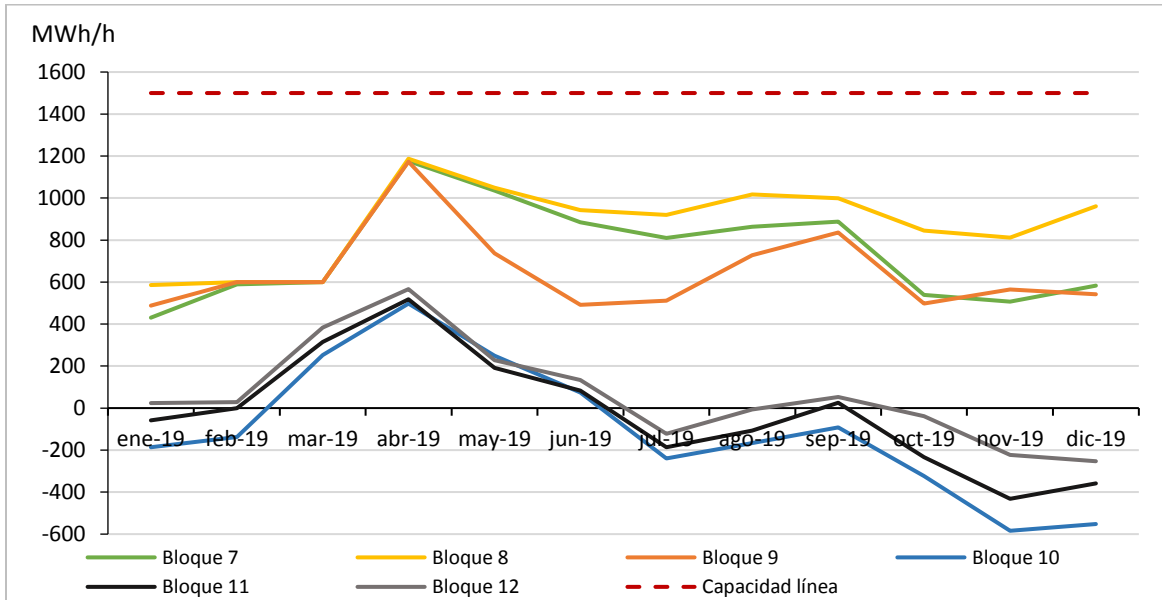
En la Figura 25 se presenta el flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques de demanda de día hábil, obtenidos para el Escenario 1. En la Figura 26 se presenta el flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques de demanda de día no hábil, obtenidos para el Escenario 1. Finalmente, la Figura 27 se presenta el flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques 2 y 6, obtenidos para el Escenario 1.

Figura 25. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques de día hábil, para el Escenario 1



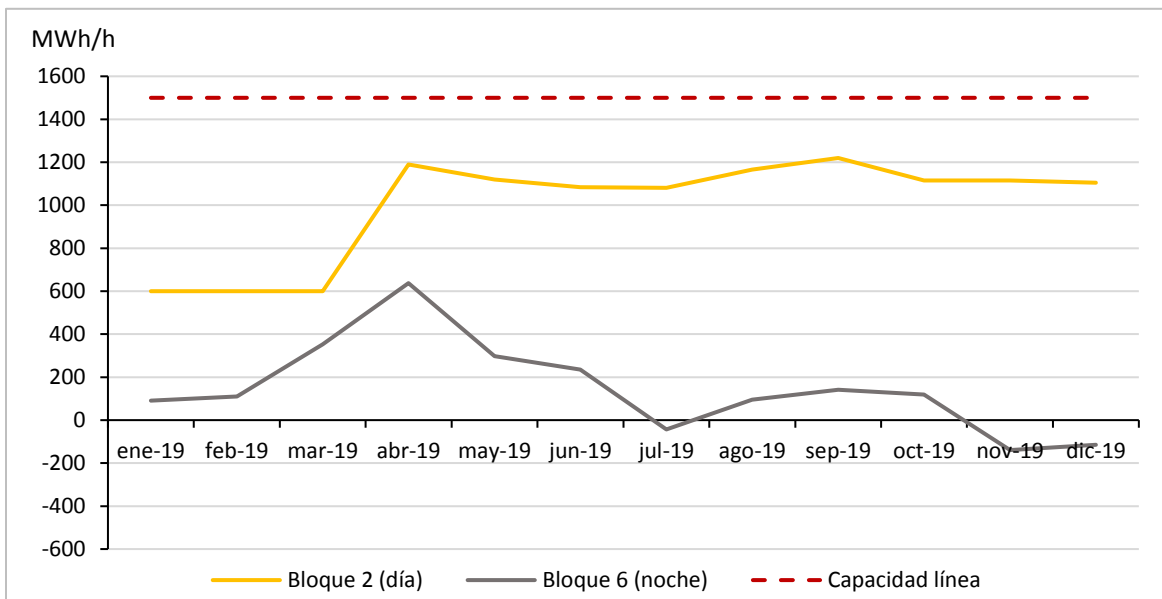
Fuente: Valgesta Energía

Figura 26. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques de día no hábil, para el Escenario 1



Fuente: Valgesta Energía

Figura 27. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para los bloques 2 y 6, para el Escenario 1



Fuente: Valgesta Energía

En la Figura 27 es posible observar que el máximo flujo promedio esperado para la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, en el año 2019, se produce en el mes de septiembre para el bloque 2 (bloque día).

Considerando el flujo promedio esperado para el mes de septiembre de 2019 en el bloque 2 y la máxima capacidad de transporte de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, correspondiente a 1.500 MVA, se estima que es posible instalar adicionalmente 280 MVA de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables, sin producir vertimientos de generación de este tipo de centrales.

5.3 Estimación de la cantidad de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV

Para la estimación de la cantidad de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV, se consideró, por una parte, la capacidad de transmisión que tiene la referida línea, correspondiente a 1.500 MVA y, por otra parte, se consideró un consumo promedio de 180 kWh⁴ para una vivienda. Dicho consumo representa aproximadamente el de una familia en Chile de 3 o 4 integrantes.

Tomando en consideración lo descrito en el párrafo precedente se estima que la línea Cardones-Polpaico 500 kV podría alimentar aproximadamente a 6 millones 200 mil viviendas en Chile.

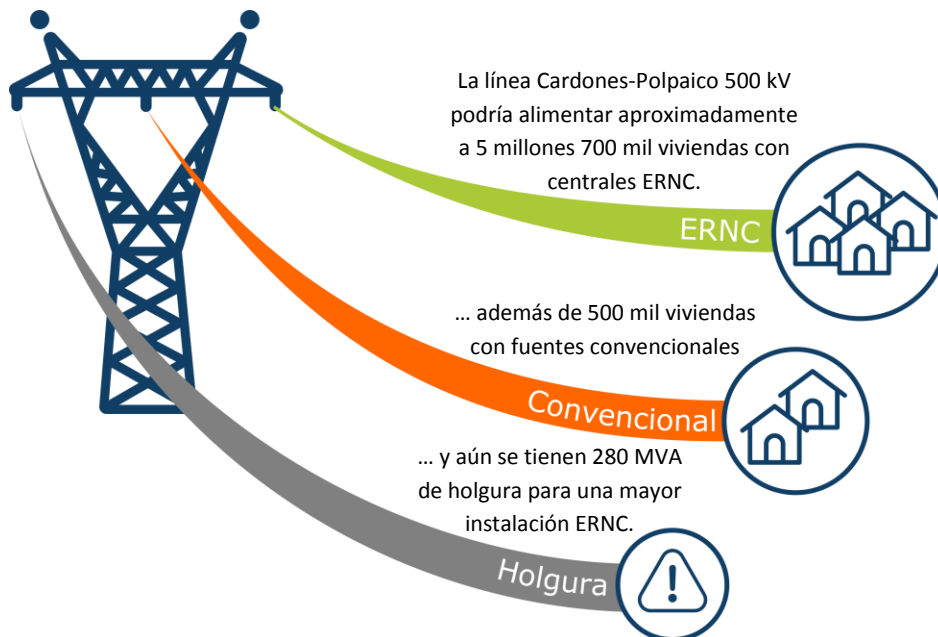
Con el objetivo de estimar el número de viviendas que podrían ser alimentadas a través de la línea Cardones-Polpaico 500 kV y con energía proveniente de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables (centrales ERNC), se empleó como supuesto que una parte de la energía que transita por la referida línea proviene de centrales térmicas, producto de requerimientos de

⁴ Empresas Eléctricas “Composición de la cuenta para clientes residenciales” <https://www.electricas.cl/temas-estrategicos/cuentas-simples-y-claras/>

seguridad en el sistema eléctrico. En dicho supuesto se consideraron tres unidades de la central Guacolda en operación a mínimo técnico.

En consecuencia, de las aproximadamente 6 millones 200 mil viviendas en Chile que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite alimentar, se estima que aproximadamente 5 millones 700 mil viviendas podrían ser alimentadas con energía proveniente de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables y 500 mil viviendas con energía proveniente de centrales térmicas.

Figura 28. Estimación de la cantidad de viviendas que permite alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV y capacidad instalada adicional de ERNC que ésta posibilita



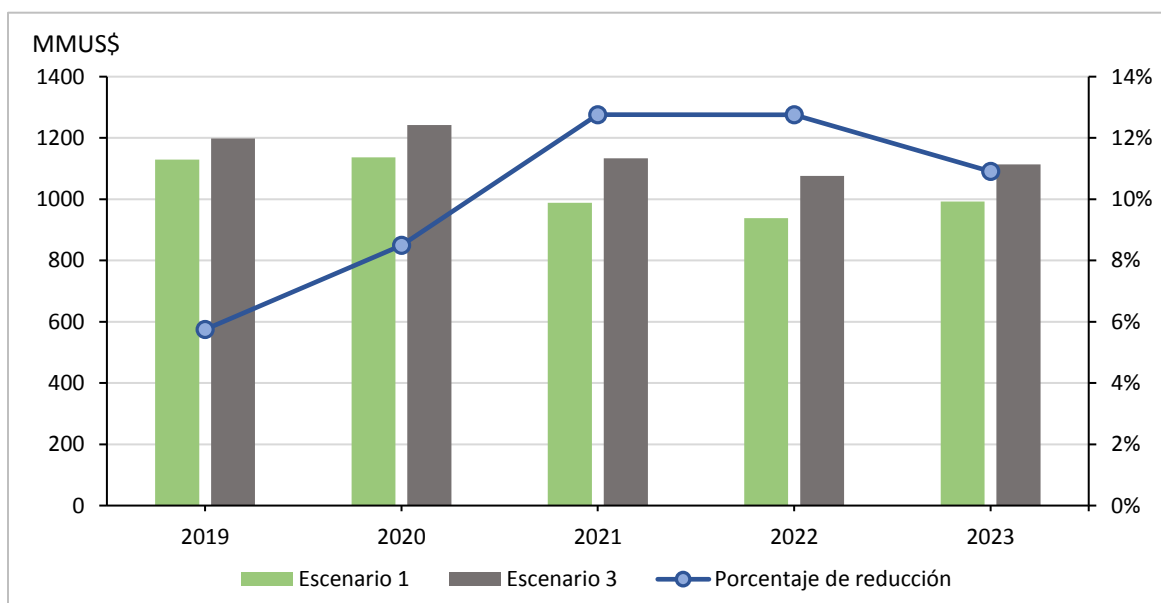
Fuente: Valgesta Energía

5.4 Proyección de los costos operativos térmicos

Se realizó una proyección de los costos operativos térmicos⁵ resultantes para el Escenario 1 y Escenario 3, durante los primeros 5 años de la operación de todos los tramos de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, es decir, desde el año 2019 al 2023.

En la Figura 29 se muestra la proyección de los costos operativos térmicos anuales para el Escenario 1 y Escenario 3, y el porcentaje de reducción de los costos del Escenario 1 respecto al Escenario 3.

Figura 29. Proyección de los costos operativos térmicos anuales para el Escenario 1 y Escenario 3



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior es posible observar mayores costos de operación en el Escenario 3 con respecto al Escenario 1. Esto dado que el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV considerado en el Escenario 1, a diferencia de lo supuesto en el Escenario 3 en donde, para fines comparativos, no se ha considerado el ingreso de la referida línea, permite un mayor despacho de centrales solares y

⁵ El costo operativo térmico corresponde al costo de operación total en que incurren las centrales termoeléctricas.

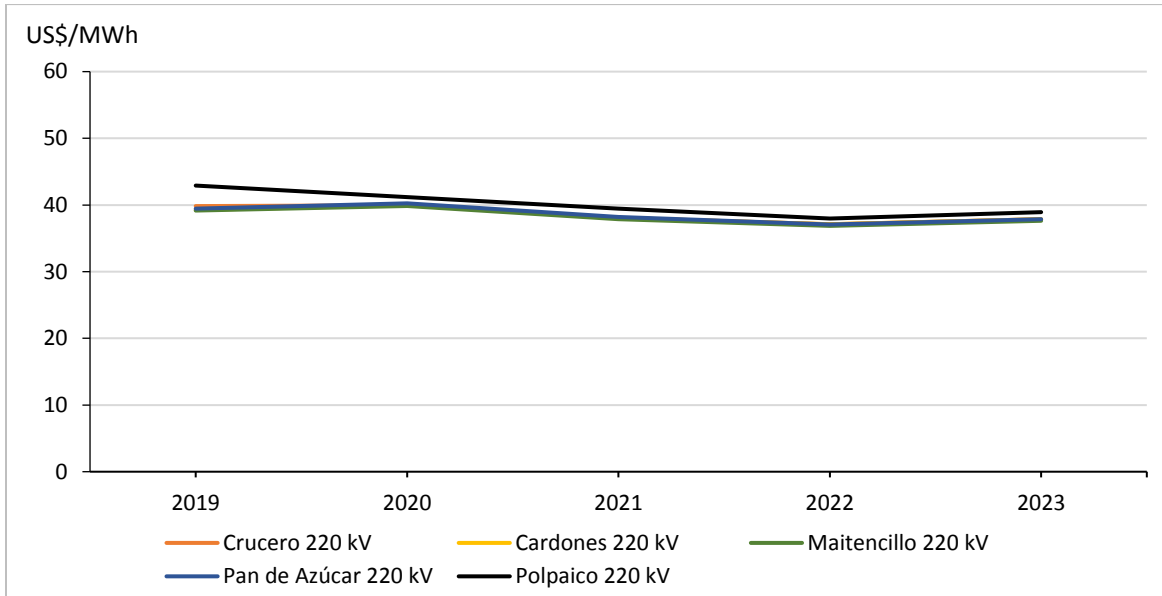
eólicas principalmente de aquellas que se encuentran ubicadas al norte del sistema eléctrico, reemplazando la generación térmica y por ende llevando los costos operativos térmicos a valores inferiores en comparación con el Escenario 3.

5.5 Proyección de los desacoples de costos marginales

Se realizó una proyección de los costos marginales promedio mensual de energía en las barras Crucero 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 220 kV, en el Escenario 1 y el Escenario 3, durante los primeros 5 años de la operación de todos los tramos de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, es decir, desde el año 2019 al 2023.

Lo anterior con el objetivo de estimar la reducción de los desacoples de costos marginales promedio anual que se podrían producir entre las referidas barras, dada la materialización de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

En la Figura 30 se muestra la proyección de los costos marginales promedio anual esperados para las barras Crucero 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 220 kV, obtenidas para el Escenario 1.

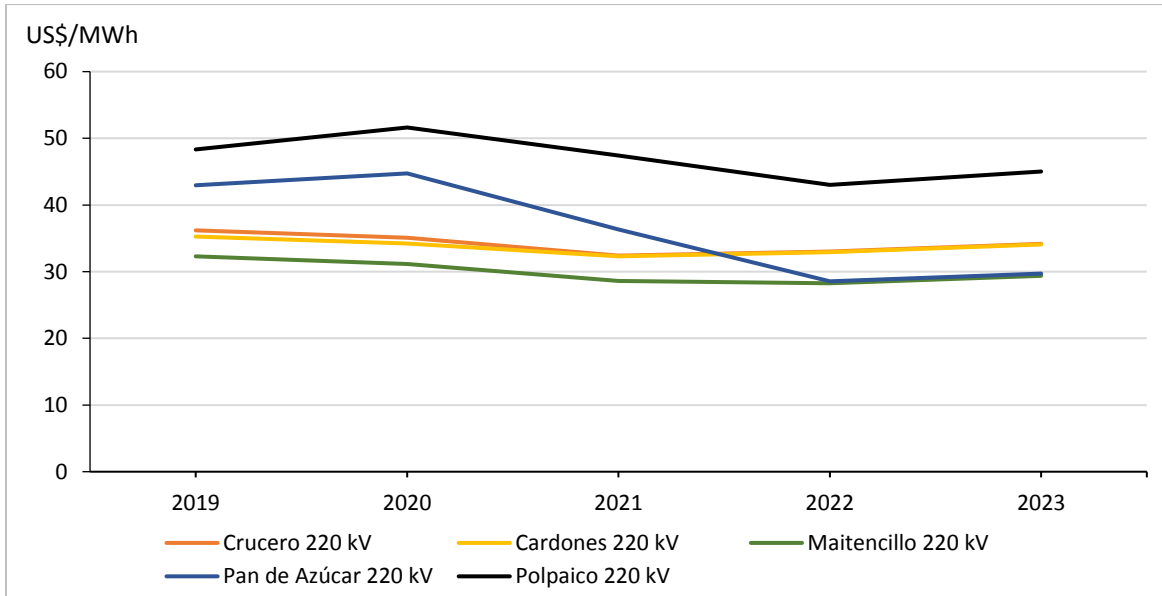
Figura 30. Proyección de los costos marginales promedio anual para el Escenario 1

Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior es posible observar moderados niveles de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las barras consideradas. Dichos niveles de desacoples se pueden atribuir a pérdidas en las líneas de transmisión inherentes al sistema eléctrico y a posibles ciertas congestiones que se podrían producir entre dichas barras al comienzo de la operación del tramo Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Esto dado que se ha considerado como supuesto un aumento gradual de la capacidad de transmisión de dicha línea durante los primeros meses de operación de ésta por concepto de seguridad.

En la Figura 31 se muestra la proyección de los costos marginales promedio anual esperados para las barras Crucero 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 220 kV, obtenidas para el Escenario 3.

Figura 31. Proyección de los costos marginales promedio anual para el Escenario 3

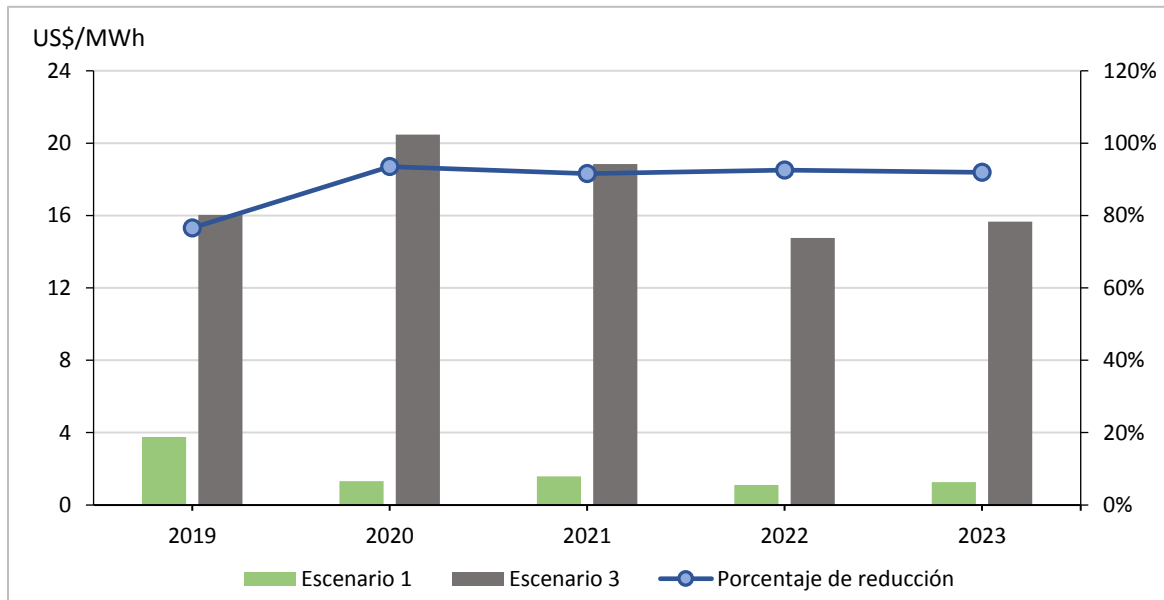


Fuente: Valgesta Energía

En la Figura 31 es posible observar considerables niveles de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las barras consideradas. Dichos niveles de desacoples se pueden atribuir mayoritariamente a congestiones que se podrían producir entre dichas barras producto de la cantidad de generación renovable ubicada al norte del sistema eléctrico, la cual no podría evacuar toda su energía por problemas de congestión en el sistema de transmisión al no estar presente la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

En la Figura 32 se muestra la proyección del desacople de costos marginales promedio anual esperados entre las barras Maitencillo 220 kV y Polpaico 220 kV, para el Escenario 1 y 3, y el porcentaje de reducción de los desacoples del Escenario 1 respecto al Escenario 3.

Figura 32. Proyección del desacople de costos marginales promedio anual esperados entre las barras Maitencillo 220 kV y Polpaico 220 kV, para el Escenario 1 y 3



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior es posible observar que el desacople de costos marginales promedio anual esperados entre las barras Maitencillo 220 kV y Polpaico 220 kV se reduce aproximadamente un 77% en el año 2019 producto principalmente de la inclusión de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

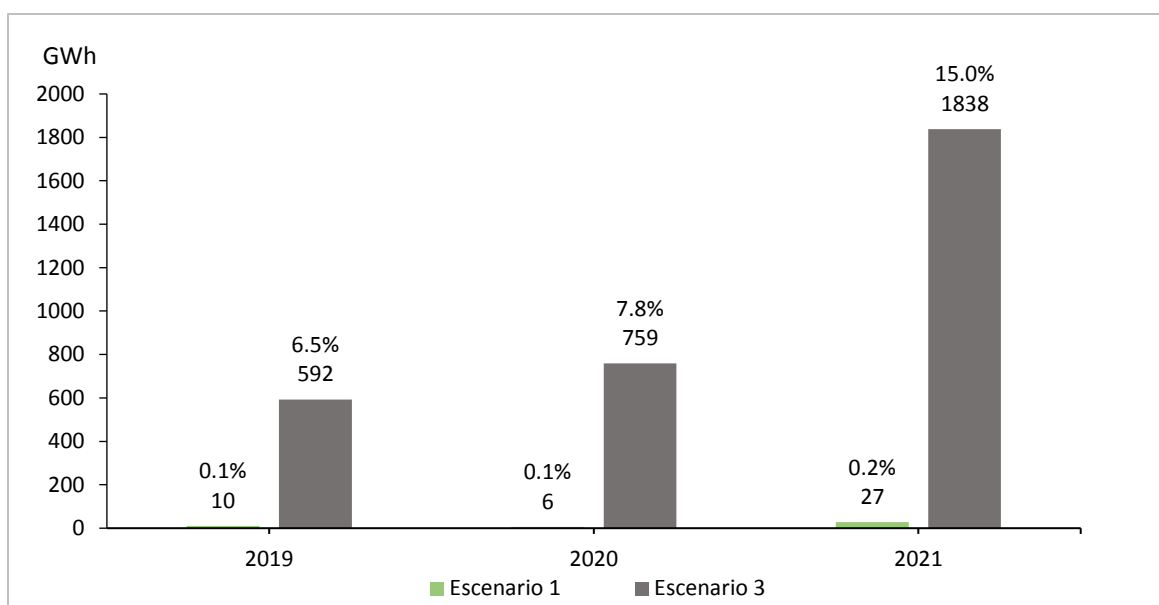
Asimismo, entre los años 2020 y 2023 la reducción de los desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las referidas barras se mantiene en promedio en un 92%.

A partir de lo descrito en los párrafos precedentes es posible concluir que la línea de transmisión Cardones-Polpaico 500 kV reduce los desacoples de costos marginales entre las barras Crucero 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 220 kV.

5.6 Proyección de los vertimientos de generación de centrales ERNC

En la Figura 33 se muestra la proyección de los vertimientos anuales de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, obtenida para el Escenario 1 y Escenario 3. Asimismo, se indica el porcentaje de energía vertida proyectada por este tipo de centrales respecto del total de energía que podrían haber inyectado.

Figura 33. Proyección de los vertimientos anuales de generación de centrales ERNC para el Escenarios 1 y el Escenario 3



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que la línea Cardones-Polpaico 500 kV reduce significativamente los vertimientos proyectados de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV.

En relación con los vertimientos proyectados para el Escenario 1, se observan porcentajes en torno al 0,1% de la energía vertida proyectada respecto del total de energía que podrían haber inyectado

las centrales. Este valor se considera no significativo dado que se encuentra dentro del margen de error del modelo empleado para la obtención de la proyección de la operación.

Por otra parte, en los vertimientos proyectados para el Escenario 3, se observan porcentajes de la energía vertida proyectada respecto del total de energía que podrían haber inyectado las centrales, de 6,5%, 7,8% y 15,0%, para los años 2019, 2020 y 2021 respectivamente. Dichos porcentajes, en términos prácticos, se pueden entender como los porcentajes de generación ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV evita verter, dado que los porcentajes de vertimiento en el Escenario 1 son prácticamente nulos.

Con todo, es posible concluir que la línea Cardones-Polpaico 500 kV habilita el transporte de generación de centrales ERNC ubicadas al norte del sistema.

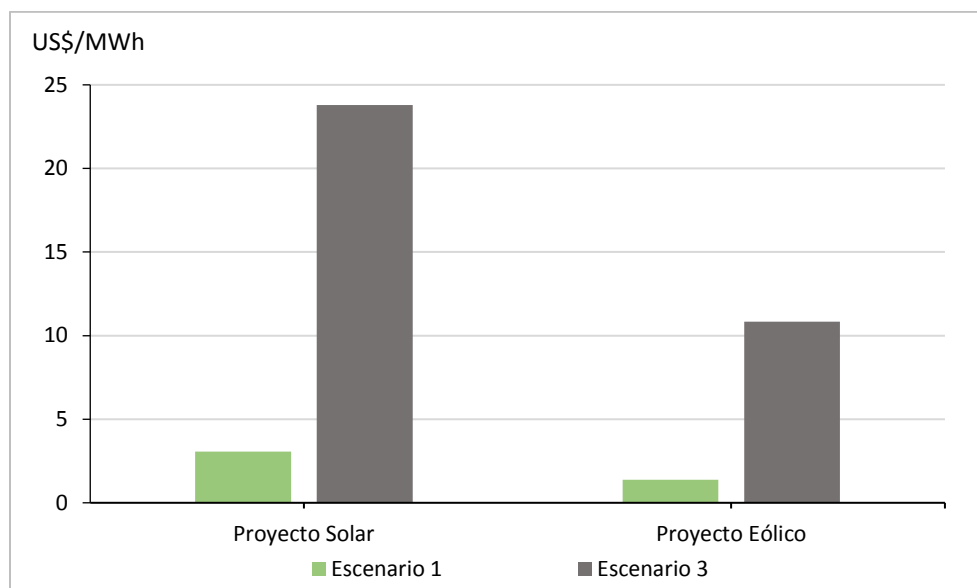
5.7 Estimación del riesgo nodal que podrían considerar proyectos ERNC al norte del país en sus precios de oferta de energía

Se realizó una estimación del riesgo nodal que podrían considerar proyectos ERNC al norte del país en sus precios de oferta de energía, con y sin la inclusión de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

Para ello, se estimaron los riesgos nodales que podrían considerar un proyecto solar fotovoltaico y un proyecto eólico, que ingresarían en el año 2019 y se ubicarían en la barra Maitencillo 220 kV. Dichas estimaciones de riesgo se realizaron para el Escenario 1 y el Escenario 3, considerando que el precio de energía de inyección corresponde al costo marginal de energía proyectado en la barra Maitencillo 220 kV, y el precio de retiro corresponde al costo marginal de energía proyectado en la barra Polpaico 220 kV.

En la Figura 34 se muestra la estimación del riesgo nodal que podría observar un proyecto solar fotovoltaico y un proyecto eólico obtenido para el Escenario 1 y el Escenario 3.

Figura 34. Estimación del riesgo nodal que podría considerar un proyecto solar fotovoltaico y eólico en el Escenario 1 y el Escenario 3



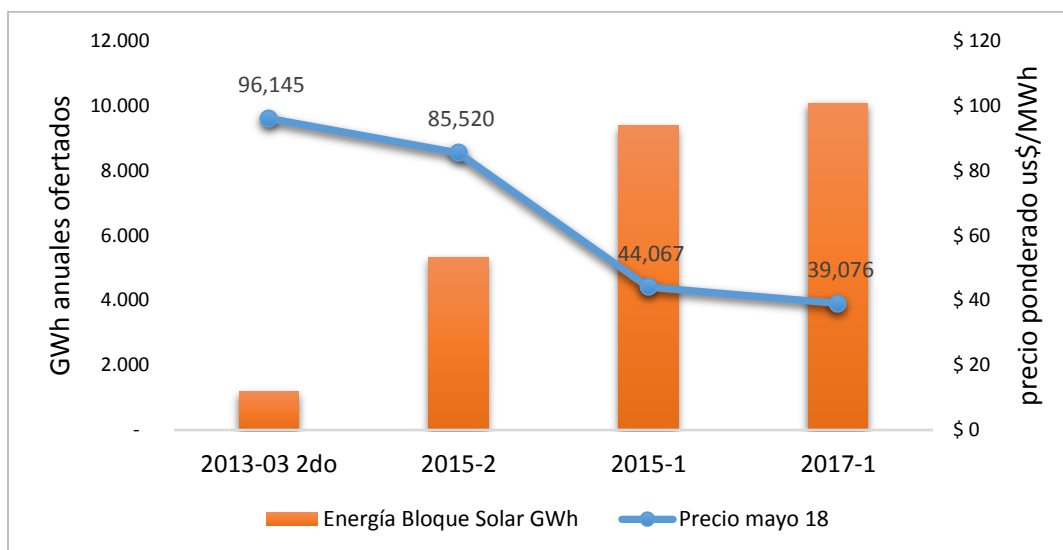
Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior es posible apreciar que el riesgo nodal estimado para un proyecto solar fotovoltaico en el Escenario 1 correspondería a 3,1 US\$/MWh y para un proyecto eólico sería de 1,4 US\$/MWh. Por otra parte, en el Escenario 3, el riesgo nodal para un proyecto solar fotovoltaico correspondería a 23,8 US\$/MWh y para un proyecto eólico sería de 10,8 US\$/MWh.

Sobre la base de lo expuesto en el párrafo precedente, es posible concluir que la línea Cardones-Polpaico 500 kV aporta a una disminución de los precios que podrían ofertar centrales o proyectos ERNC ubicados al norte del sistema eléctrico.

Revisando los resultados de licitaciones anteriores, es posible visualizar una fuerte baja en dichos precios en las ofertas de los bloques solares. Hay tres razones principales que pueden explicar este fenómeno, entre ellas:

- Mayor competitividad
- Disminución de los costos de tecnologías
- Disminución del riesgo nodal por Cardones Polpaico

Figura 35. Precio ponderado de ofertas bloque solar licitaciones reguladas

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Valgesta Energía

El gráfico anterior indica los precios ponderados en US\$/MWh de todas las ofertas en bloques solares de las licitaciones reguladas. Se puede ver que desde el proceso 2013-03 2do llamado a la licitación 2017-01 el precio ponderado, indexado a mayo 2018, ha caído en un 60%, o sea en 57 US\$ por MWh.

Tomando en cuenta el costo por riesgo nodal estimado para la oferta ERNC, se tiene que la disminución de dicho riesgo gracias al proyecto Cardones-Polpaico permite una **reducción en el cargo de energía** de la boleta del cliente final en la Región Metropolitana **de cerca de un 7% al año 2025**.

5.8 Análisis del aporte de la línea Cardones-Polpaico 500 kV en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón

Como se describió en el capítulo 4, el Escenario 2 fue elaborado a partir de los de los supuestos del Escenario 1, pero contempla un plan de cierre de centrales a carbón y adiciona cambios en los supuestos del plan de expansión de generación y de transmisión del Escenario 1.

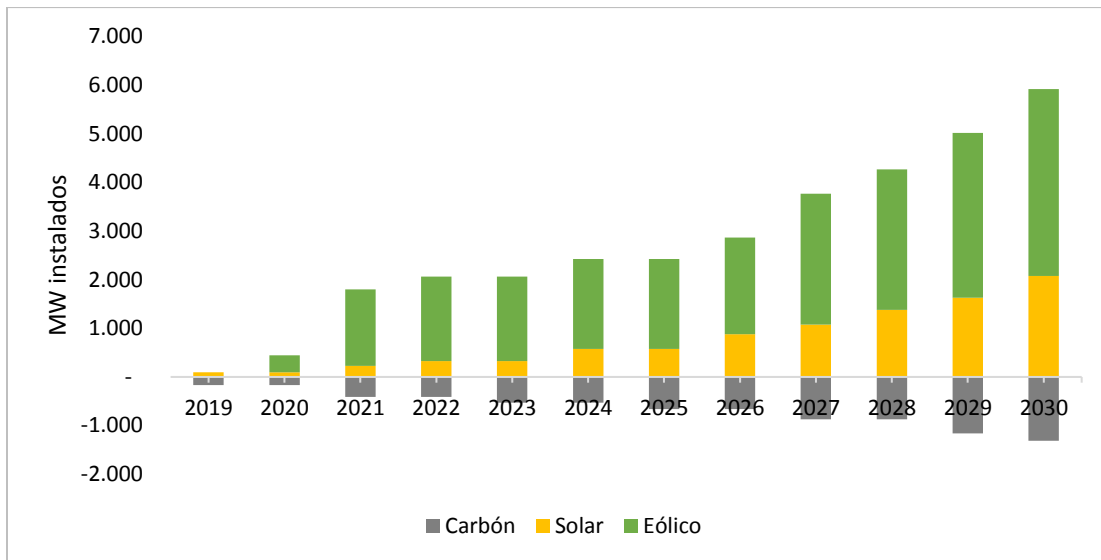
En la adaptación de los supuestos del plan de expansión de generación y de transmisión, requerido producto del plan de cierre de centrales considerado, se buscó mantener un equilibrio entre oferta y demanda, donde la oferta estuviera compuesta por tecnologías eficientes, acompañada de una adecuada expansión de la transmisión. Específicamente, para realizar la expansión el estudio consideró una serie de alternativas plausibles de desarrollo de la generación y transmisión a través de distintos escenarios que arrojó finalmente las nuevas necesidades en capacidad instalada de generación y transmisión.

En el plan de expansión de generación del Escenario 2 se contempla la instalación de aproximadamente 1.150 MW adicionales de centrales solares fotovoltaicas y eólicas con respecto al Escenario 1, las cuales reemplazarían la capacidad instalada retirada de centrales a carbón incluidas en el plan de cierre. En dicha instalación adicional, aproximadamente el 83% corresponde a centrales renovables ubicadas al norte de la barra Cardones 500 kV.

Producto de lo descrito en el párrafo precedente, línea de transmisión Cardones-Polpaico 500 kV es un elemento importante en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, dado que permitiría el transporte de energía proveniente de centrales renovables que se instalarían al norte de Cardones 500 kV y que reemplazarían el despacho de centrales a carbón.

En la Figura 36 se muestra el plan de obras de expansión de generación, en términos acumulados anuales, de centrales solares y eólicas y de centrales a carbón retiradas del sistema, consideradas en el Escenario 2.

Figura 36. Expansión acumulada del parque generador para el Escenario 2



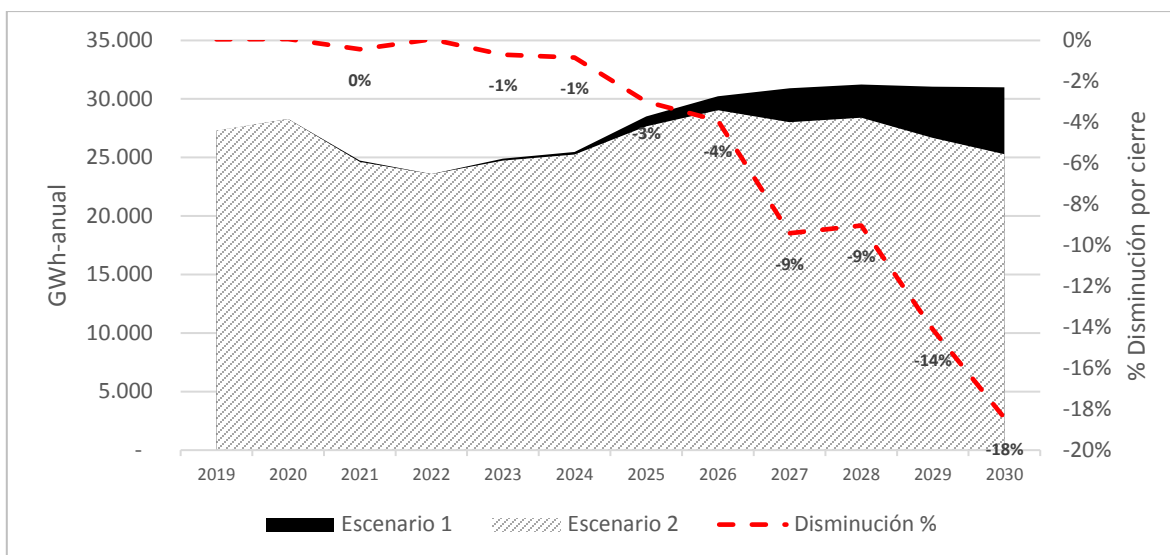
Fuente: Valgesta Energía

El plan de cierre de la Figura 36 muestra que en el año 2030 se llega a un total de capacidad instalada de ERNC de 5.918 MW, de los cuales 1.150 MW corresponden a la capacidad adicional requerida producto del cierre de unidades que se muestra en las barras grises, y que para el año 2030 corresponde a la salida de 1.314 MW de capacidad de unidades a carbón, conforme al plan señalado en la sección.

Pero la real efectividad de un plan de cierre de centrales a carbón para disminuir las emisiones de gases invernaderos y contaminantes locales, se relaciona directamente con los despachos de las unidades a cerrar. Si es que las unidades han sido poco eficientes, o tienen constantemente mantenciones, no van a ser determinantes para la disminución de emisiones.

En línea con el párrafo anterior, se muestra en la siguiente figura los despachos esperados de las centrales que se cierran en el plan considerado:

Figura 37. Despachos de centrales a carbón Escenarios 1 y 2



Fuente: Valgesta Energía

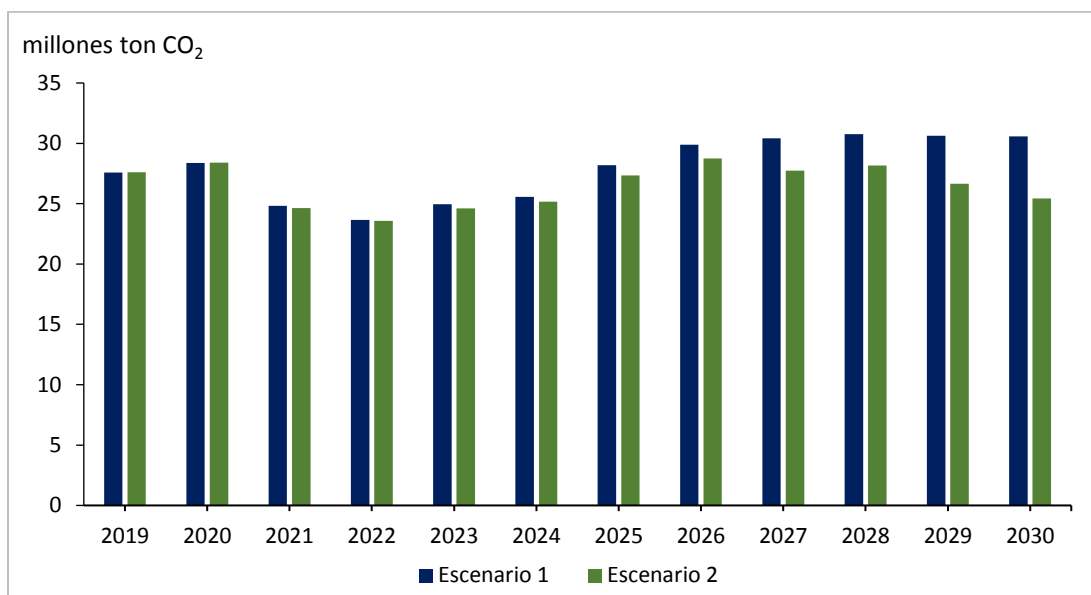
Se puede visualizar como los despachos de unidades a carbón llegan a disminuir cerca de un 18% al año 2030. Sin perjuicio de lo anterior, es importante que el efecto de cierre de unidades a carbón empieza a ser relevante en los despachos recién hacia el año 2025. Antes de dicho año, a pesar de que se han cerrado 531 MW de capacidad instalada, el aporte necesario de energía base obliga a aumentar los despachos de las demás centrales carboneras menos eficientes y también de unidades de GNL que implican en un aumento del costo marginal. Lo anterior acompañado a un aumento en la demanda.

5.9 Proyección de las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas

Tal como se mencionó en la sección anterior, recién en el año 2025 empiezan a disminuir los despachos en base a centrales de carbón por la fuerte penetración renovable. Esto se puede ver reflejado en los análisis de los volúmenes de emisiones de CO₂ a lo largo del período revisado.

En la siguiente figura se muestra los millones de toneladas de CO₂ que emitirían las centrales generadoras en los escenarios 1 y 2.

Figura 38. Proyección de toneladas emitidas en el Escenario 1 y 2



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que un plan de cierre de centrales a carbón reduciría las emisiones de las centrales generadoras del sistema, particularmente para el año 2030, las emisiones se podrían reducir, en términos esperados, en aproximadamente 5 millones de toneladas anuales de CO₂.

Lo anterior aporta significativamente a los compromisos a nivel país para el cumplimiento del Acuerdo de París, que consiste en la reducción del factor de intensidad de emisiones de CO₂ en un 30% al año 2030 con respecto a la referencia del año 2007. Si se usan supuestos en la proyección de PIB es posible obtener una estimación del umbral máximo permitido para las emisiones del año 2030 conforme a la meta asumida a nivel nacional.

El factor de intensidad se define como el ratio entre la cantidad de emisiones en millones de toneladas de CO₂ equivalente, y el producto interno bruto. Por lo tanto, para la estimación de la meta al año 2030 consideramos los siguientes supuestos:

- a. Una proyección del PIB que considera un crecimiento entorno al 3% anual para el largo plazo, y en el corto plazo, es decir año 2019 y 2020, un 3,4% y 3,3% respectivamente conforme a las últimas proyecciones del FMI.
- b. Un cálculo que determina que al año 2007 se emitieron 21,8 millones de Ton de CO₂e, lo que entrega un factor de intensidad de 0,2.
- c. Que el aporte por cada sector productivo debe ser proporcional, es decir si la meta a nivel país es de un 30% entonces el sector de generación eléctrica debe aportar con ese mismo porcentaje.
- d. Que los factores de emisión de CO₂e se mantienen constantes respecto a los utilizados en este estudio, que consideran la publicación de la Superintendencia de Medio Ambiente para efectos del cálculo del impuesto verde.

Dado lo anterior es posible determinar que al año 2030 el factor intensidad debiera llegar a 0,14 para lograr la reducción de un 30% respecto a la referencia del año 2007, lo cual implica que el máximo de toneladas a emitir son 30,33 millones de toneladas de CO₂. De esta manera, y tomando en cuenta las proyecciones de emisiones al año 2030 tenemos que el Escenario 1 implica un total de 30,57 millones de toneladas de CO₂, mientras que el Escenario 2 muestra emisiones al 2030 por un total de 25,42 millones de toneladas de CO₂.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante recalcar que el compromiso chileno para aportar al Acuerdo de París tiene una meta condicionada a que si el país recibe fondos monetarios de aportes internacionales entonces la reducción del factor intensidad aumenta la exigencia de un 30% a un 45%.

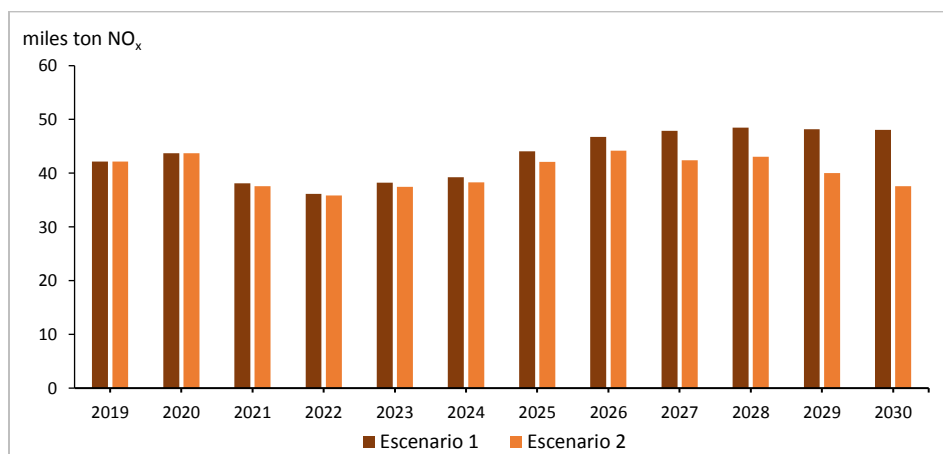
El aumento de la exigencia a un 45% de reducción implicaría que el umbral máximo a emitir para el año 2030 es de 23,83 millones de toneladas de CO₂, por lo que el Escenario 2 no es suficiente para dar cumplimiento a la meta en este caso al estar por sobre un 7% de dicho umbral. Sin embargo, esta conclusión está sostenida en un plan de cierre de unidades a carbón dado, proyecciones de PIB y otras variables que tienen una componente incierta a futuro por lo que es importante considerar

el cumplimiento de estas metas como una estimación que dada su naturaleza implica un margen de error.

5.10 Proyección de las emisiones de contaminación local de las centrales térmicas

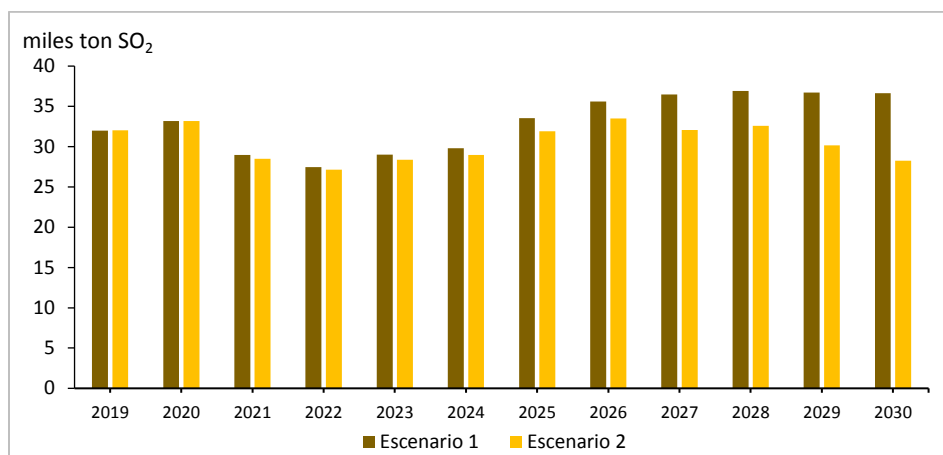
Respecto a los contaminantes locales, el proyecto Cardones Polpaico al viabilizar el cierre de unidades a carbón, también permite beneficios en relación a su reducción. Las unidades a carbón tienen altos factores de emisión de gases como óxido nitroso (NOx), dióxido sulfúrico (SO2) y material particulado (MP). El impacto del plan de cierre en relación a las reducciones se puede visualizar en los siguientes gráficos:

Figura 39. Comparación emisiones NOx Escenario 1 y 2



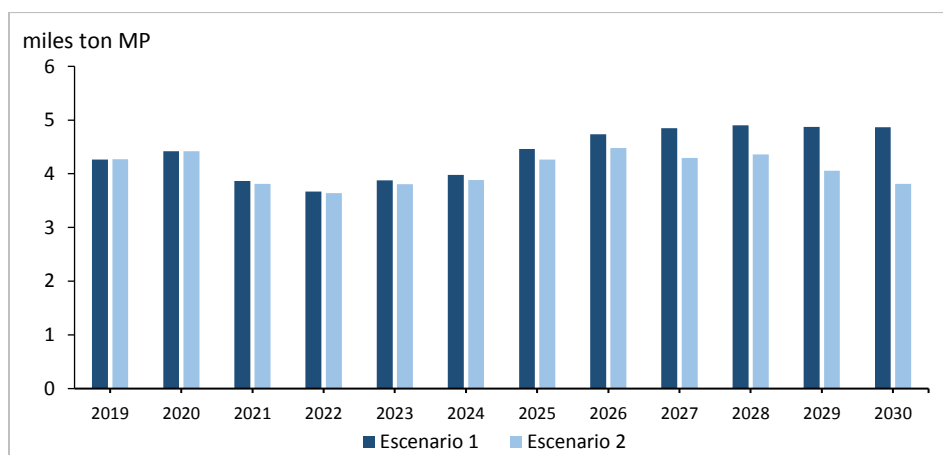
Fuente: Valgesta Energía

Figura 40. Comparación emisiones SO2 Escenario 1 y 2



Fuente: Valgesta Energía

Figura 41. Comparación emisiones MP Escenario 1 y 2



Fuente: Valgesta Energía

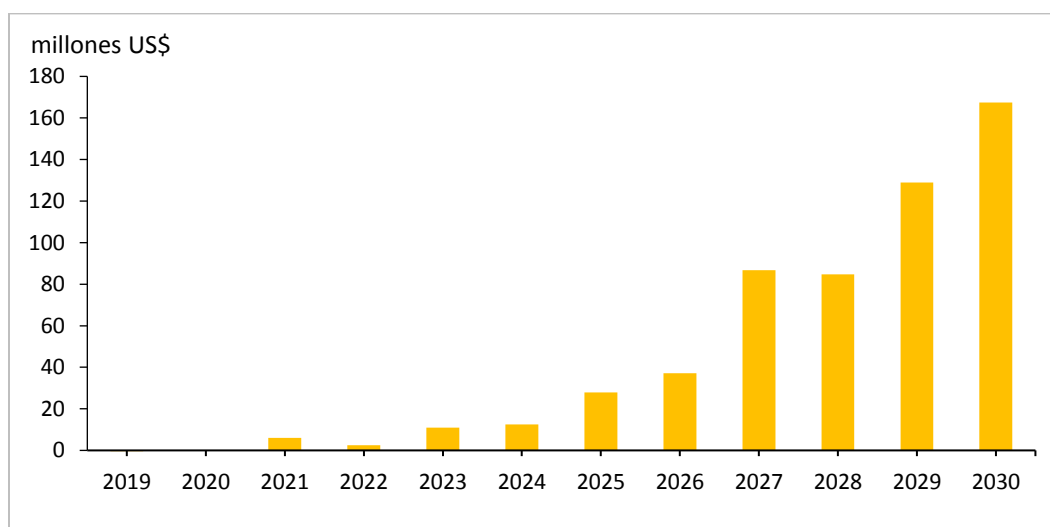
Las reducciones al año 2030 son significativas, las cuales corresponden a un 21,87%, 22,92% y 21,62% para el NOx, SO₂ y MP respectivamente. A nivel comunal es importante el impacto ya que podría lograr que comunas con unidades a carbón tales como Puchuncaví, Mejillones, Coronel, Huasco, Iquique o Tocopilla mejoren en su clasificación de latentes o saturadas.

5.11 Estimación del beneficio social producto de la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón

Se realizó una estimación del beneficio social que trae la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, debido a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, empleando los resultados del estudio “Estimación del Precio Social del CO₂” del año 2017, elaborado por el Ministerio de Desarrollo Social. En el referido estudio se estimó que el costo o beneficio social del CO₂ corresponde a 32,5 (US\$/ton CO₂).

En la siguiente figura se presenta una proyección del beneficio social del CO₂ que se produciría debido a la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón.

Figura 42. Proyección del beneficio social del CO₂ producto de una materialización de un plan de cierre de centrales a carbón



Fuente: Valgesta Energía

En la figura anterior se puede observar que el beneficio social tiene una tendencia al aumento, lo que se debe principalmente a la tendencia de cierre considerada en el plan de cierre de centrales a carbón, alcanzando para el año 2030 un beneficio social de aproximadamente 167 millones de dólares.

5.12 Análisis de seguridad y resiliencia del sistema

A continuación, en las siguientes tablas se muestran: las tensiones y frecuencias en barras, los ángulos rotóricos respecto a la unidad 1 de la central Ralco y el factor de amortiguamiento de la onda de potencia activa en la línea de transmisión que se indica.

Tabla 26. Respuesta de la frecuencia eléctrica

N°	Escenario	Año	Demanda	Contingencia	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia Mínima [Hz]	Respuesta Dinámica	Cumplimiento Art. 5-40
1	Escenario 1 (Con el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	49.901	49.741	Amortiguada	✓
2				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	50.42	49.513	Amortiguada	✓
3			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	49.947	49.893	Amortiguada	✓
4				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	50.045	49.842	Amortiguada	✓
5	Escenario 2 (Con plan de cierre de centrales a carbón)	2030	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	49.891	49.78	Amortiguada	✓
6				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	50.373	49.777	Amortiguada	✓
7			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	49.949	49.898	Amortiguada	✓
8				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	49.842	49.999	Amortiguada	✓
9	Escenario 3 (Sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	49.924	49.764	Amortiguada	✓
10				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	50.431	49.546	Amortiguada	✓
11			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	49.934	49.878	Amortiguada	✓
12				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	50.091	49.859	Amortiguada	✓

Fuentes: Valgesta Energía

Tabla 27. Respuesta de la tensión

N°	Escenario	Año	Demanda	Contingencia	Tensión Mínima en inst. de 500 kV [pu]	Tensión Mínima en inst. de 220 kV [pu]	Respuesta Dinámica	Cumplimiento Art. 5-39
1	Escenario 1 (Con el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	0.989	1.002	Amortiguada	✓
2				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.99	1.003	Amortiguada	✓
3			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	0.996	1.006	Amortiguada	✓
4				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.996	1.007	Amortiguada	✓
5	Escenario 2 (Con plan de cierre de centrales a carbón)	2030	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	0.996	1.001	Amortiguada	✓
6				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.996	1.006	Amortiguada	✓
7			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	0.993	1.003	Amortiguada	✓
8				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.992	1.003	Amortiguada	✓
9	Escenario 3 (Sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	0.996	1.003	Amortiguada	✓
10				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.996	1.003	Amortiguada	✓
11			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	0.997	1.012	Amortiguada	✓
12				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	0.996	1.012	Amortiguada	✓

Fuentes: Valgesta Energía

Tabla 28. Incurción angular máxima

N°	Escenario	Año	Demanda	Contingencia	Incurción Angular máxima [° eléctricos]	Respuesta Dinámica	Cumplimiento Art. 5-43
1	Escenario 1 (Con el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	55.40	Amortiguada	✓
2				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	51.84	Amortiguada	✓
3			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	26.60	Amortiguada	✓
4				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	26.71	Amortiguada	✓
5	Escenario 2 (Con plan de cierre de centrales a carbón)	2030	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	72.57	Amortiguada	✓
6				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	66.74	Amortiguada	✓
7			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	33.62	Amortiguada	✓
8				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	32.07	Amortiguada	✓
9	Escenario 3 (Sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	49.43	Amortiguada	✓
10				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	53.81	Amortiguada	✓
11			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	59.10	Amortiguada	✓
12				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	58.78	Amortiguada	✓

Tabla 29. Factor de amortiguamiento

N°	Escenario	Año	Demanda	Contingencia	Tramo	Amortiguamiento ζ [%]	Respuesta Dinámica	Cumplimiento Art. 5-48
1	Escenario 1 (Con el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	Don Héctor - Tap El Romero 220kV	24.65	Amortiguada	✓
2				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	18.45	Amortiguada	✓
3			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	Transformador Nueva Maitencillo	27.16	Amortiguada	✓
4				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	16.21	Amortiguada	✓
5	Escenario 2 (Con plan de cierre de centrales a carbón)	2030	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	Don Héctor - Tap El Romero 220kV	11.68	Amortiguada	✓
6				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	10.62	Amortiguada	✓
7			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	Transformador Nueva Maitencillo	27.36	Amortiguada	✓
8				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	16.20	Amortiguada	✓
9	Escenario 3 (Sin el tramo Cardones-Polpaico 500 kV)	2019	Demanda Alta 4 pm	Desconexión Central El Romero	Don Héctor - Tap El Romero 220kV	3.87	Amortiguada	⚠ bajo 5%
10				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	16.24	Amortiguada	✓
11			Demanda Baja 4 am	Desconexión Guacolda U5	Maitencillo - Cardones 220kV	25.91	Amortiguada	✓
12				Falla 2FT C2 Cardones – Maitencillo 220 kV	Maitencillo - Cardones 220kV L1	8.95	Amortiguada	✓

Fuentes: Valgesta Energía

Se observa en las tablas anteriores que los parámetros observados cumplen con los artículos de la NTSyCS indicados, con la excepción del amortiguamiento en el escenario 3 frente a la desconexión de la central El Romero.

En los anexos de las secciones 7.6 a la 7.17 se encuentran los resultados de las simulaciones que se resumen en las tablas anteriores.

6 CONCLUSIONES

Se presentaron en este informe los resultados del análisis de los beneficios de la línea Cardones – Polpaico 500 kV al Sistema Eléctrico Chileno. Para ello, se realizaron diversos análisis económicos y técnicos bajo los tres escenarios de interés explicados en la sección 4.

A continuación, se presentan las principales conclusiones que se obtuvieron a partir de los resultados obtenidos.

El ingreso de los tramos Cardones – Maitencillo 500 kV y Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV han aportado a disminuir los vertimientos de generación de centrales ERNC

A partir de los resultados de análisis presentados en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es posible observar que se han presentado menores niveles de vertimiento de generación de centrales solares y eólicas, ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, en la mayoría de los meses del año 2018 en comparación con los que se presentaron durante el año 2017.

La disminución de los vertimientos de generación de centrales solares y eólicas, ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, que se han observado durante los meses analizados del año 2018 respecto del año 2017, se debe, en parte, a los ingresos de las líneas Cardones – Maitencillo 500 kV y Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV, que se materializaron el 14 de enero de 2018 y el 31 de mayo de 2018 respectivamente.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite una mayor instalación de centrales ERNC en la zona norte del país

Se estimó la capacidad instalada adicional de centrales ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite instalar en la zona norte del país, respecto de la capacidad instalada que se espera para el año 2019.

Considerando el flujo máximo promedio mensual esperado del año 2019 y la máxima capacidad de transporte de la línea Cardones-Polpaico 500 kV se estimó que es posible instalar adicionalmente 280 MVA de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables, sin producir vertimientos de generación de este tipo de centrales.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite alimentar una considerable cantidad de viviendas en Chile

Se estimó el número de viviendas que podría alimentar la línea Cardones-Polpaico 500 kV considerando la capacidad máxima de transmisión de la referida línea y un consumo promedio de una familia en Chile de 3 o 4 integrantes.

Como resultado se obtuvo que aproximadamente 5 millones 700 mil viviendas podrían ser alimentadas con energía proveniente de centrales que generan electricidad a partir de fuentes renovables y 500 mil viviendas con energía proveniente de centrales térmicas.

En suma, la línea Cardones-Polpaico 500 kV permite alimentar aproximadamente 6 millones 200 mil viviendas en Chile.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite disminuir los costos operativos térmicos del sistema

Se realizó una proyección de los costos operativos térmicos resultantes para un escenario base y un escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, durante los primeros 5

años de la operación de todos los tramos de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, es decir, desde el año 2019 al 2023.

Como resultado, se obtuvo mayores costos de operación en el escenario sin la línea Cardones-Polpaico 500 kV con respecto al escenario con la inclusión de la línea Cardones-Polpaico 500 kV. Esto dado que la referida línea permite un mayor despacho de centrales solares y eólicas principalmente de aquellas que se encuentran ubicadas al norte del sistema eléctrico, reemplazando la generación térmica y por ende llevando los costos operativos térmicos a valores inferiores.

Las reducciones de los costos operativos térmicos en el escenario con la línea Cardones-Polpaico 500 kV con respecto al escenario sin la línea Cardones-Polpaico 500 kV, entre los años 2019 a 2023 se encuentran en torno al 10%.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite una disminución de los desacoples de costos marginales entre las barras del norte del sistema y las del centro

Se realizó una proyección de los costos marginales promedio mensual de energía en las barras Crucero 220 kV, Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV y Polpaico 220 kV, para un escenario base y un escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, durante los primeros 5 años de la operación de todos los tramos de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, es decir, desde el año 2019 al 2023.

En el escenario base se observaron moderados niveles de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las barras analizadas. Dichos niveles de desacoples se pueden atribuir a pérdidas en las líneas de transmisión inherentes al sistema eléctrico y a posibles ciertas congestiones que se podrían producir entre dichas barras al comienzo de la operación del tramo Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Esto dado que se ha considerado como supuesto un aumento gradual de la capacidad de transmisión de dicha línea durante los primeros meses de operación de ésta por concepto de seguridad.

Por otra parte, en el escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, se observaron considerables niveles de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las barras analizadas. Dichos niveles de desacoples se pueden atribuir mayoritariamente a congestiones que se podrían producir entre dichas barras producto de la cantidad de generación renovable ubicada al norte del sistema eléctrico, la cual no podría evacuar toda su energía por problemas de congestión en el sistema de transmisión al no estar presente la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

La reducción de los desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre las barras Maitencillo 220 kV y Polpaico 220 kV, entre el escenario base y un escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, corresponde aproximadamente a un 77% en el año 2019 y en promedio a un 92% entre los años 2020 y 2023, producto principalmente de la inclusión de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite una reducción de los vertimientos de generación de centrales ERNC

Se realizó una proyección de los vertimientos anuales de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV, para un escenario base y un escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

Como resultado de las proyecciones se obtuvo que la inclusión de la línea Cardones-Polpaico 500 kV reduce significativamente los vertimientos proyectados de generación de centrales solares y eólicas ubicadas al norte de la barra Nogales 220 kV.

En relación con los vertimientos proyectados para el escenario base, se observaron porcentajes en torno al 0,1% de la energía vertida proyectada respecto del total de energía que podrían haber

inyectado las centrales. Este valor se considera no significativo dado que se encuentra dentro del margen de error del modelo empleado para la obtención de la proyección de la operación.

Por otra parte, en los vertimientos proyectados para el escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, se observaron porcentajes de la energía vertida proyectada respecto del total de energía que podrían haber inyectado las centrales, de 6,5%, 7,8% y 15,0%, para los años 2019, 2020 y 2021 respectivamente. Dichos porcentajes, en términos prácticos, se pueden entender como los porcentajes de generación ERNC que la línea Cardones-Polpaico 500 kV evita verter, dado que los porcentajes de vertimiento en el escenario base son prácticamente nulos.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV permite reducir el riesgo nodal que podrían considerar proyectos ERNC al norte del país en sus precios de oferta de energía

Se realizó una estimación del riesgo nodal que podrían considerar proyectos solares y eólicos al norte del país en sus precios de oferta de energía, para un escenario base y un escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV.

Se obtuvo que el riesgo nodal estimado para un proyecto solar fotovoltaico en el escenario base correspondería a 3,1 US\$/MWh y para un proyecto eólico sería de 1,4 US\$/MWh. Por otra parte, en el escenario que no considera el ingreso de la línea Cardones-Polpaico 500 kV, el riesgo nodal para un proyecto solar fotovoltaico correspondería a 23,8 US\$/MWh y para un proyecto eólico sería de 10,8 US\$/MWh.

Producto de lo expuesto en el párrafo precedente, es posible concluir que la línea Cardones-Polpaico 500 kV aporta a una disminución de los precios que podrían ofertar centrales o proyectos ERNC ubicados al norte del sistema eléctrico.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV aporta en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón

A partir de los resultados obtenidos en la elaboración de los supuestos de un escenario que contemple un plan de cierre de centrales a carbón, se obtuvo que se requeriría una mayor expansión del parque de generación y de transmisión.

En el plan de expansión de generación de un escenario con un plan de cierre de centrales a carbón, se contempló la instalación de aproximadamente 1.150 MW adicionales de centrales solares fotovoltaicas y eólicas con respecto a un escenario base (sin plan de cierre), las cuales reemplazarían la capacidad instalada retirada de centrales a carbón incluidas en el plan de cierre. En dicha instalación adicional, aproximadamente el 83% corresponde a centrales renovables ubicadas al norte de la barra Cardones 500 kV.

Producto de lo descrito en el párrafo precedente, línea de transmisión Cardones-Polpaico 500 kV es un elemento relevante en la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, dado que permitiría el transporte de energía proveniente de centrales renovables que se instalarían al norte de Cardones 500 kV y que reemplazarían el despacho de centrales a carbón.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV entrega beneficios sociales en relación con la habilitación de un plan de cierre de centrales a carbón

Se realizó una estimación del beneficio social que traería la materialización de un plan de cierre de centrales a carbón, debido a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En dicha estimación se obtuvo que, con el plan de cierre de centrales a carbón considerado, se observan beneficios sociales a partir del año 2021. En el referido año se obtiene un beneficio social estimado de 6 millones de dólares. Asimismo, se observó una tendencia al alza del beneficio social, alcanzando para el año 2030 un beneficio social de aproximadamente 167 millones de dólares.

La línea Cardones-Polpaico 500 kV entrega beneficios ambientales al viabilizar el plan de cierre de centrales a carbón con emisiones de contaminantes locales y globales

A la luz de los resultados de la sección, es posible apreciar que la línea Cardones Polpaico aporta en la viabilidad de elaborar un plan de cierre de centrales a carbón. La mayor capacidad de transmisión que aportan las líneas del Proyecto para evacuar energía desde la zona centro norte hacia el sur, permite un desarrollo de centrales solares y eólicas para efectuar el reemplazo de centrales a carbón.

El cierre de las centrales a carbón trae beneficios a nivel país en el sentido de que se reducen emisiones tanto de contaminantes globales, tal es el caso del CO₂, como de contaminantes locales. Es de suma importancia la reducción mencionada en el marco del cumplimiento de los compromisos que se han adquirido como país al firma el Acuerdo de París.

El plan de cierre de unidades a carbón definido por Valgesta, propone que al año 2030 se remuevan del SEN 1.314 MW de capacidad instalada en base a carbón. La adaptación del sistema a dicho plan sería a través de un aumento en el desarrollo de proyectos ERV, para lo cual en el Escenario 2 se propone una mayor instalación solar por 950 MW y eólica por 950 MW.

De acuerdo a la reducción de emisiones, los resultados en condición hidrológica media muestran que el plan de cierre en el Escenario 2 implica una reducción en las toneladas de CO₂ emitidas del orden de un 17% al año 2030, y que en el mismo año muestra una disminución de 18% en la generación de carbón respecto al Escenario 1. Lo anterior permite inferir que la correlación es casi 1 respecto de las emisiones con la generación, y esto se comprueba revisando el factor de emisión

promedio del parque generador a carbón que se encuentra cercano a 1.000 toneladas de CO₂ por GWh generado.

El logro de reducciones verificados en las emisiones del Escenario 2, permite concluir que como sector generación eléctrica se cumpliría el compromiso del Acuerdo de París, ya que la reducción del factor de intensidad al 2030 se encuentra en el orden de un 41% respecto a la referencia del 2007, lo que supera por más de un 16% en reducciones al umbral de emisiones que exige la meta del 30%. Sin perjuicio de lo anterior, el plan no es suficiente para alcanzar la meta de un 45% de reducciones, en donde es necesario emitir al 2030, 1,59 millones de toneladas de CO₂ menos, lo cual representa un 7% adicional a reducir.

Por otro lado se verifica que a nivel local hay beneficios producto del plan de cierre, ya que los contaminantes locales se ven disminuidos en cantidades significantes al año 2030. Los porcentajes de reducción del NO_x, SO₂ y MP se reducen entre un 21% y 22% para dicho año, lo cual implicaría importantes beneficios de salud, y a su vez una mejor clasificación contaminante para las comunas beneficiadas.

Aumento en la seguridad y resiliencia del sistema

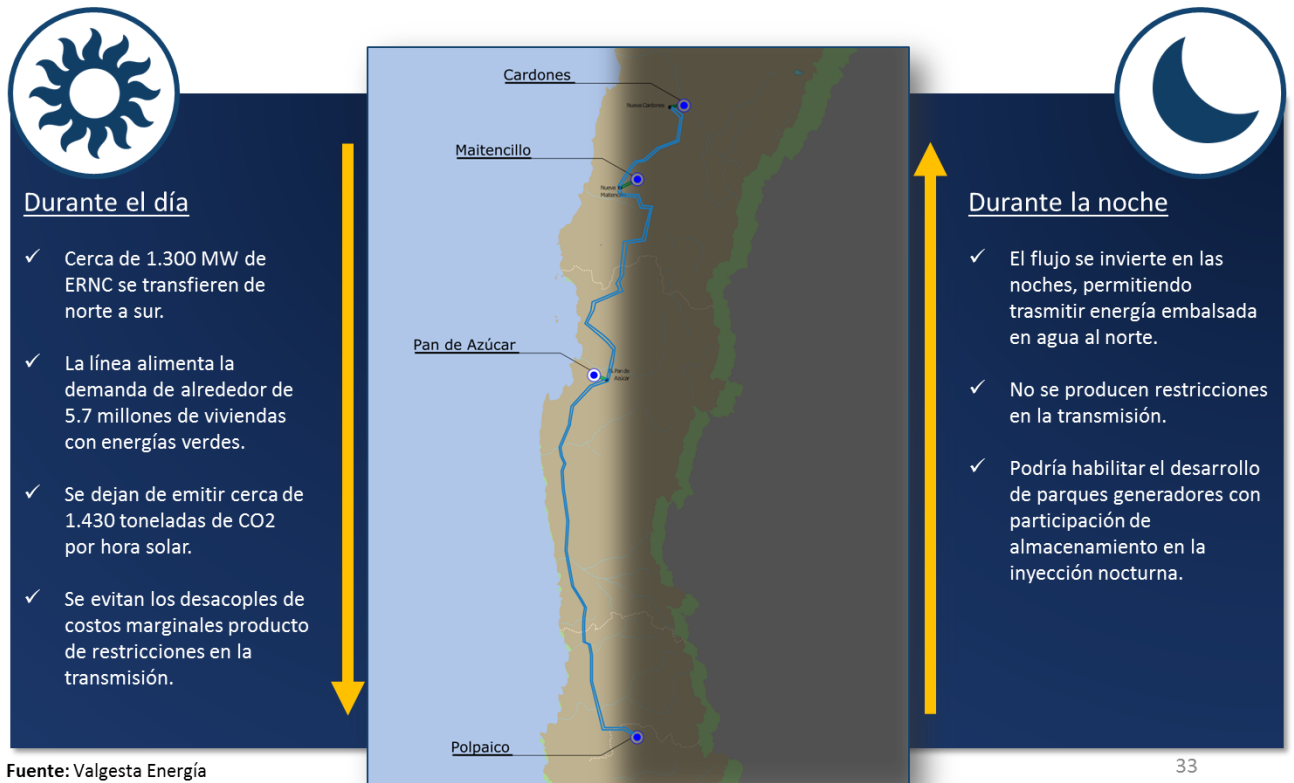
De acuerdo con los resultados obtenidos se concluye que, para casi todos los escenarios evaluados, el sistema se comporta de forma estable ante la ocurrencia de contingencias simples. Además, se debe destacar que en el escenario 3 no se cumplen los estándares exigidos por la NTSyCS con respecto al amortiguamiento obtenido. De esta forma, se puede concluir que para el escenario 1 la presencia del tramo Cardones-Polpaico 500 kV en parte contribuye al cumplimiento de la norma. Sin embargo, se debe considerar que pueden existir otras variables que provocan el cumplimiento en el escenario 1 y que afecten el desempeño del escenario 3, por lo que no se puede decir que el tramo contribuye en la totalidad del cumplimiento normativo respecto de la seguridad del sistema.

Por otro lado, se debe mencionar que el escenario 2 cumplió con lo exigido por la norma, por lo que se puede concluir (en base a lo observado entre el escenario 1 y 2) que el tramo bajo estudio contribuye, en parte, a la seguridad del sistema frente al cierre de centrales a carbón.

Cabe destacar que, de acuerdo con la NTSyCS, el Coordinador debe realizar los estudios para la programación de la seguridad y calidad de servicio, considerando un horizonte de operación de 12 meses, siendo éstos revisados y ajustados antes o al final del término de cada periodo. Por ello, e independiente de los resultados obtenidos, la seguridad del SEN quedará definida según como opere el Coordinador al Sistema Eléctrico, de acuerdo con los resultados de los estudios para la programación de la seguridad y calidad de servicio realizada para cada año.

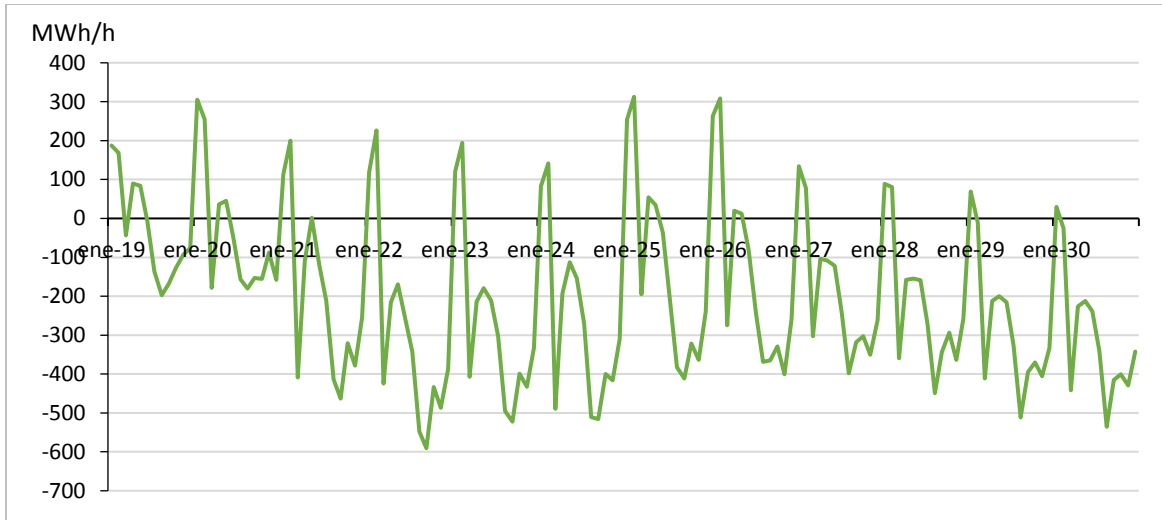
7 ANEXOS

7.1 Mapa ilustrativo del Proyecto Cardones - Polpaico



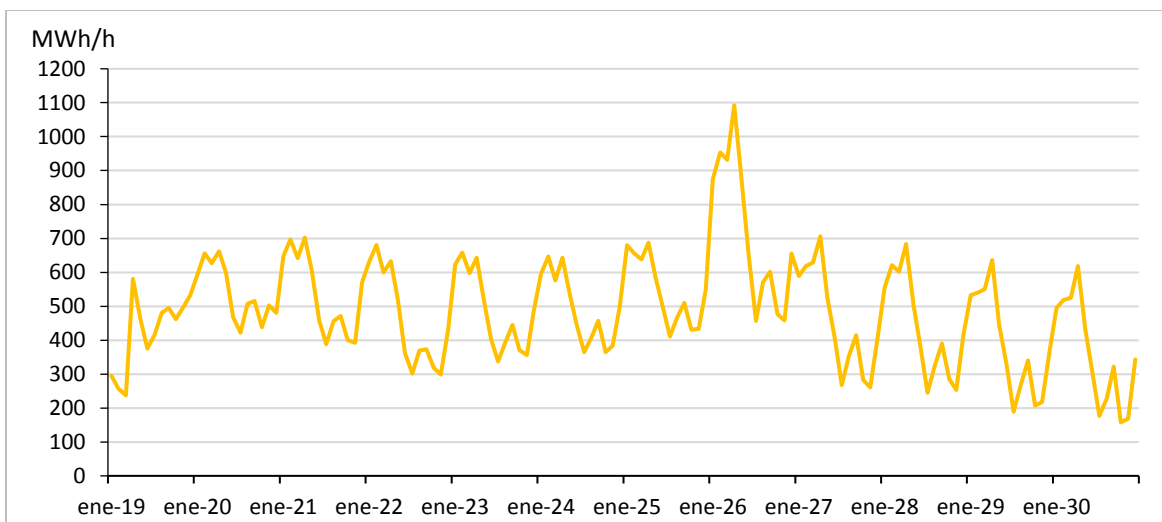
7.2 Resultados de proyección de flujos promedio esperados en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el Escenario 1

Figura 43. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 1, Escenario 1



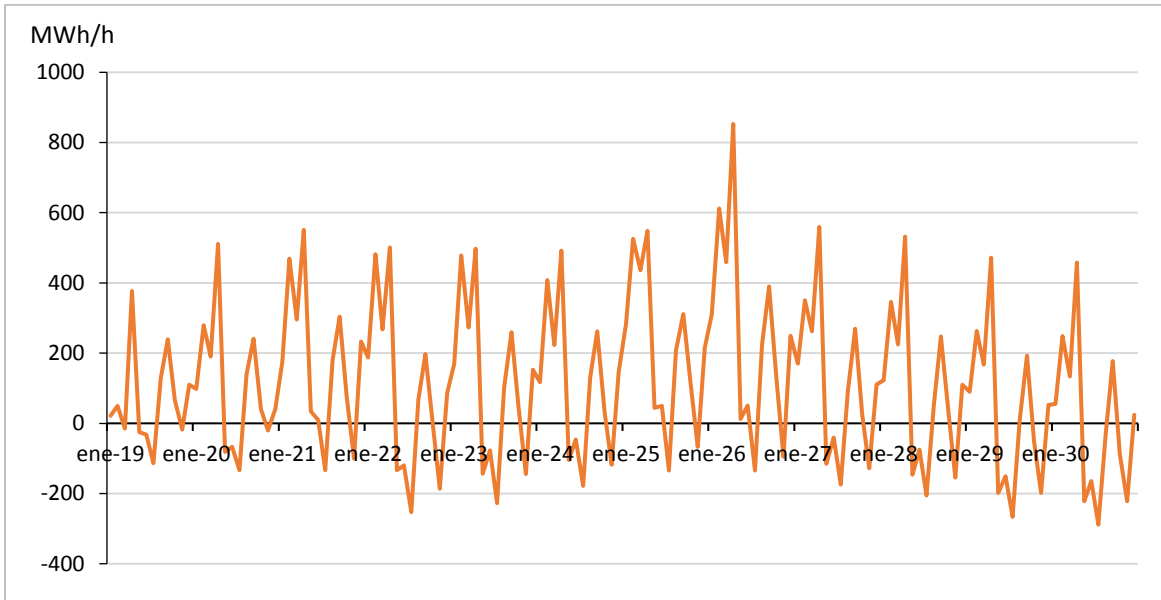
Fuente: Valgesta Energía

Figura 44. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 2, Escenario 1



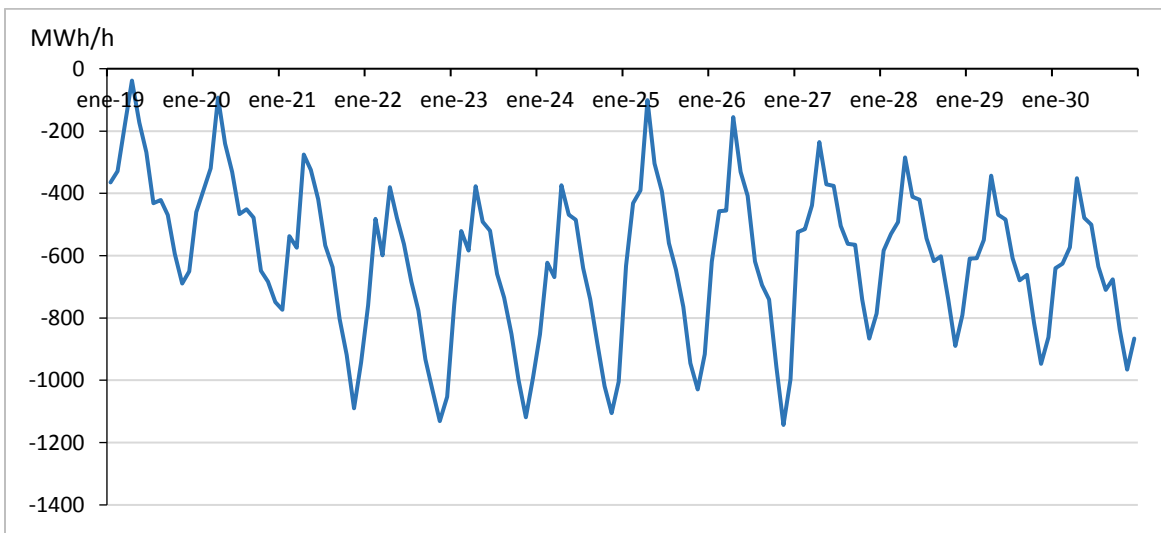
Fuente: Valgesta Energía

Figura 45. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 3, Escenario 1



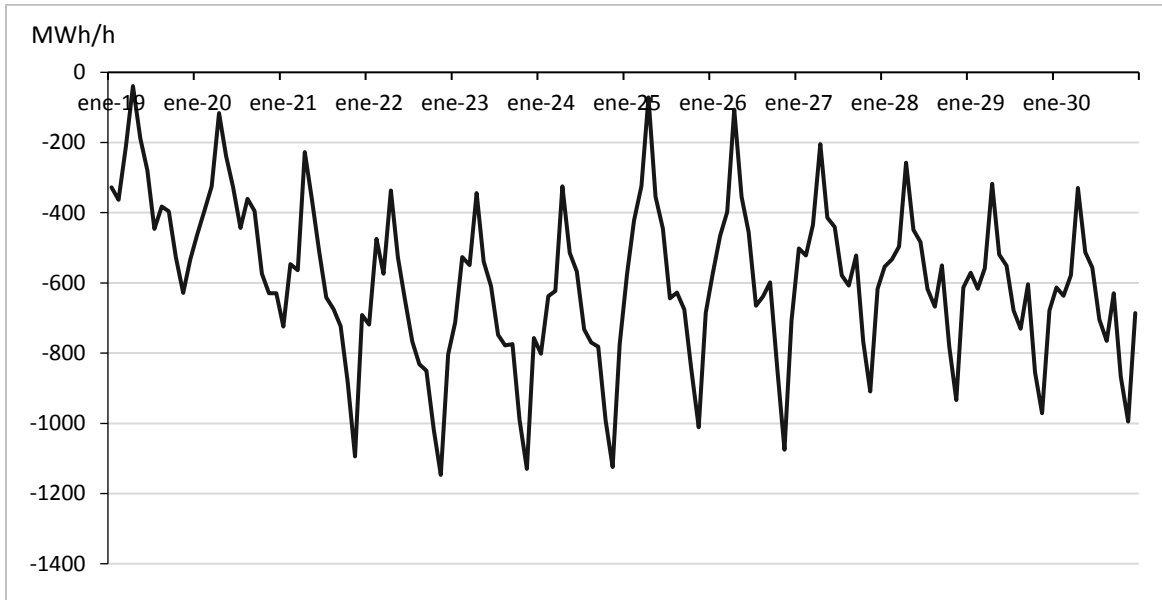
Fuente: Valgesta Energía

Figura 46. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 4, Escenario 1



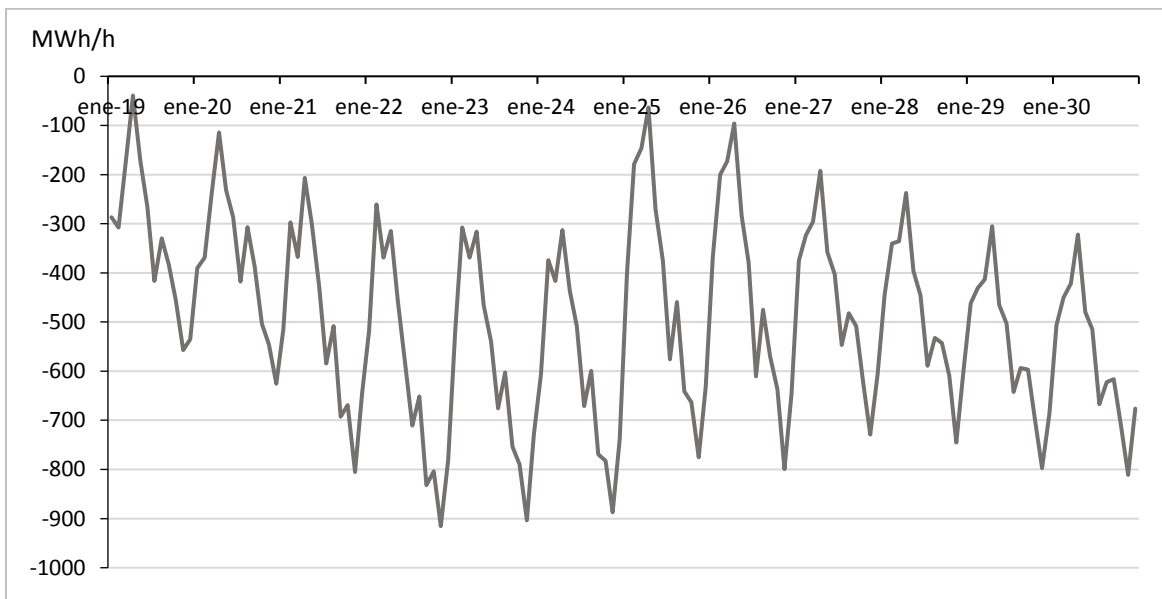
Fuente: Valgesta Energía

Figura 47. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 5, Escenario 1



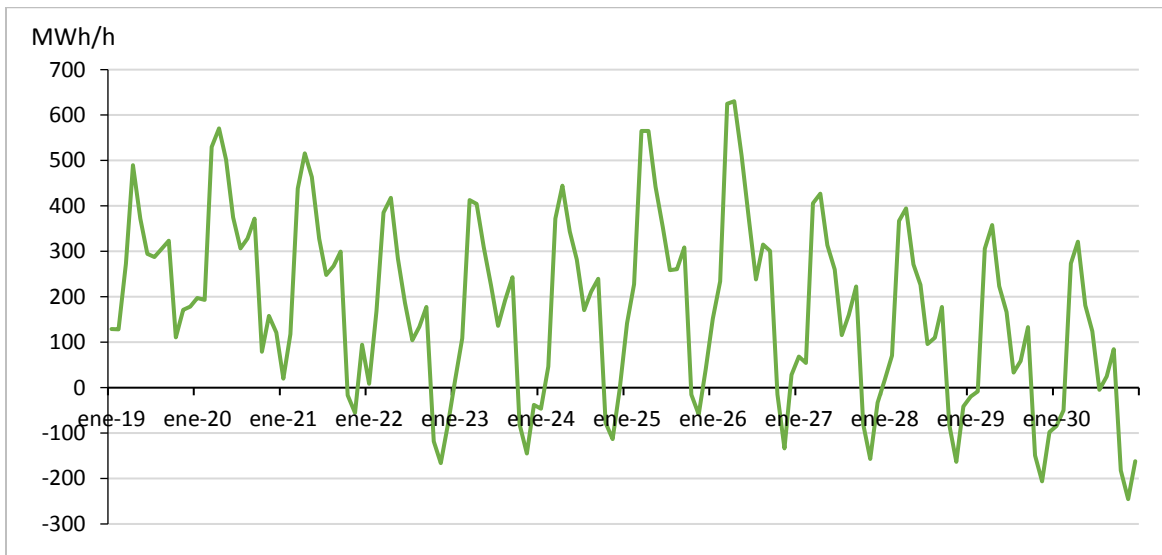
Fuente: Valgesta Energía

Figura 48. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 6, Escenario 1



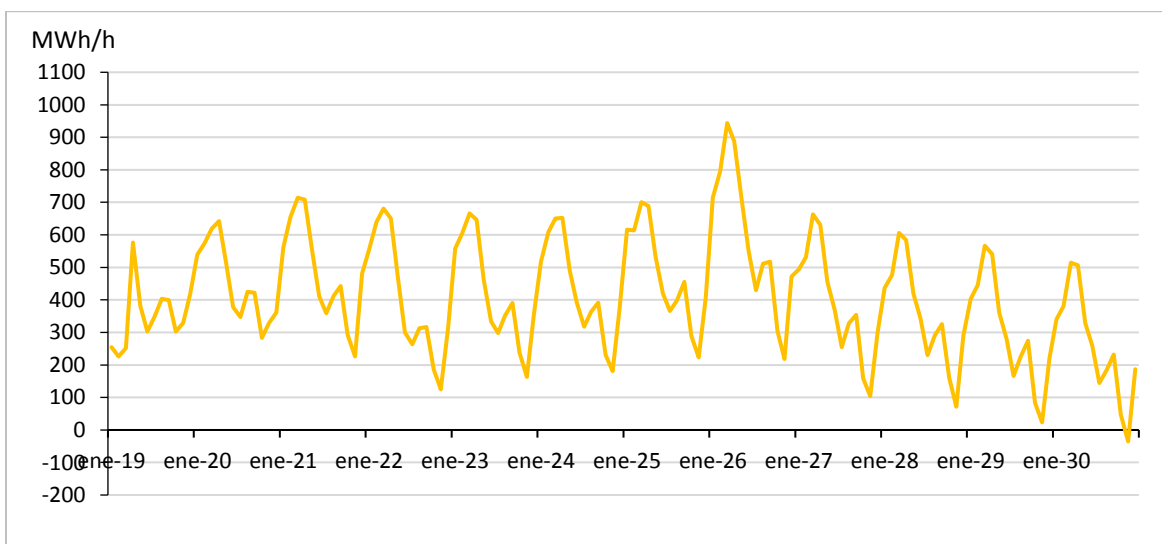
Fuente: Valgesta Energía

Figura 49. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 7, Escenario 1



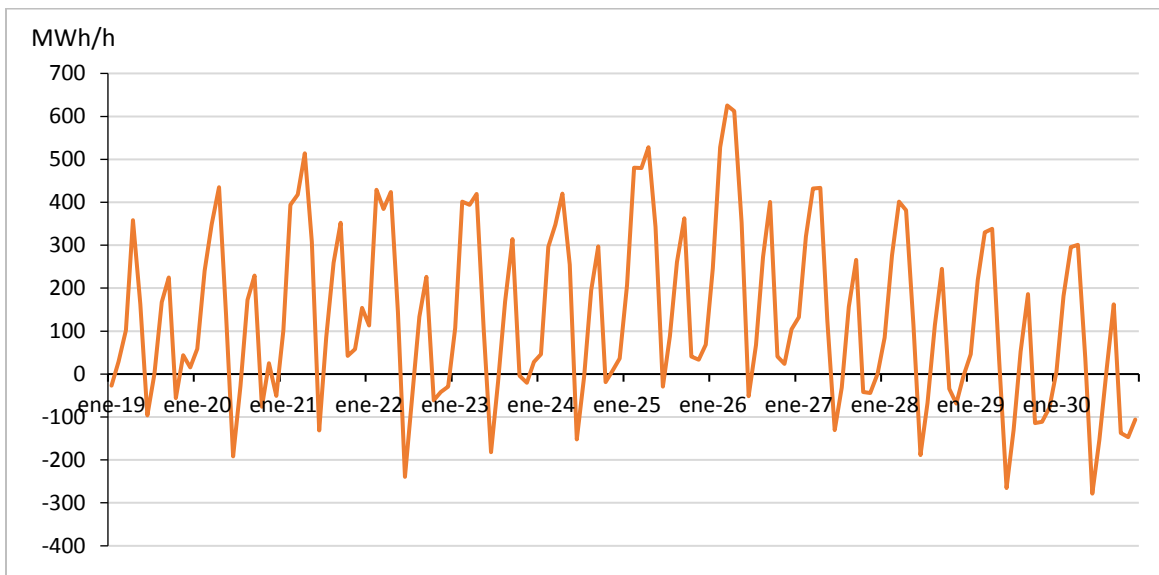
Fuente: Valgesta Energía

Figura 50. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 8, Escenario 1



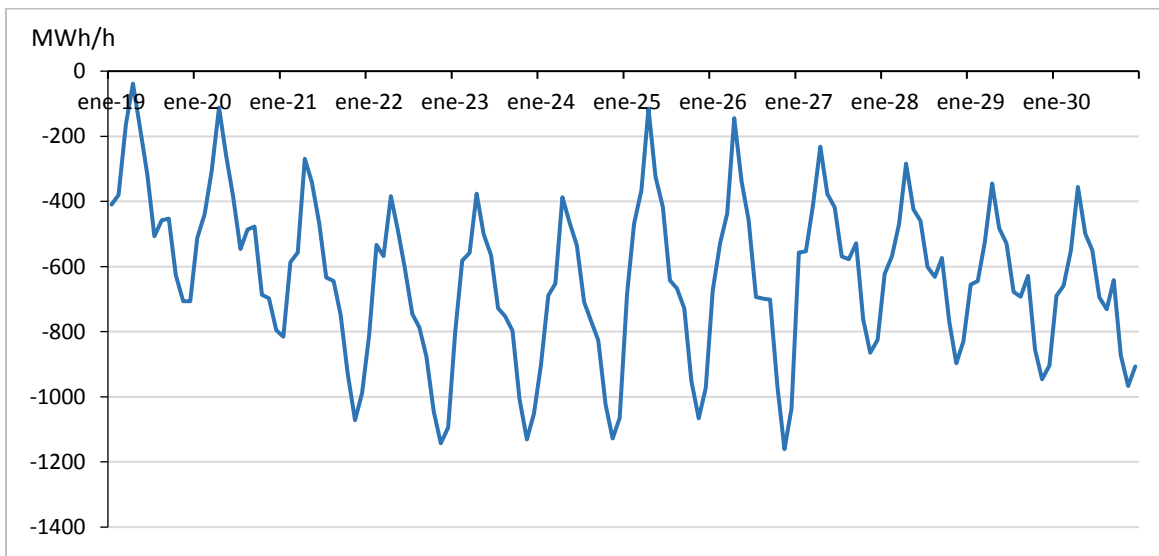
Fuente: Valgesta Energía

Figura 51. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 9, Escenario 1



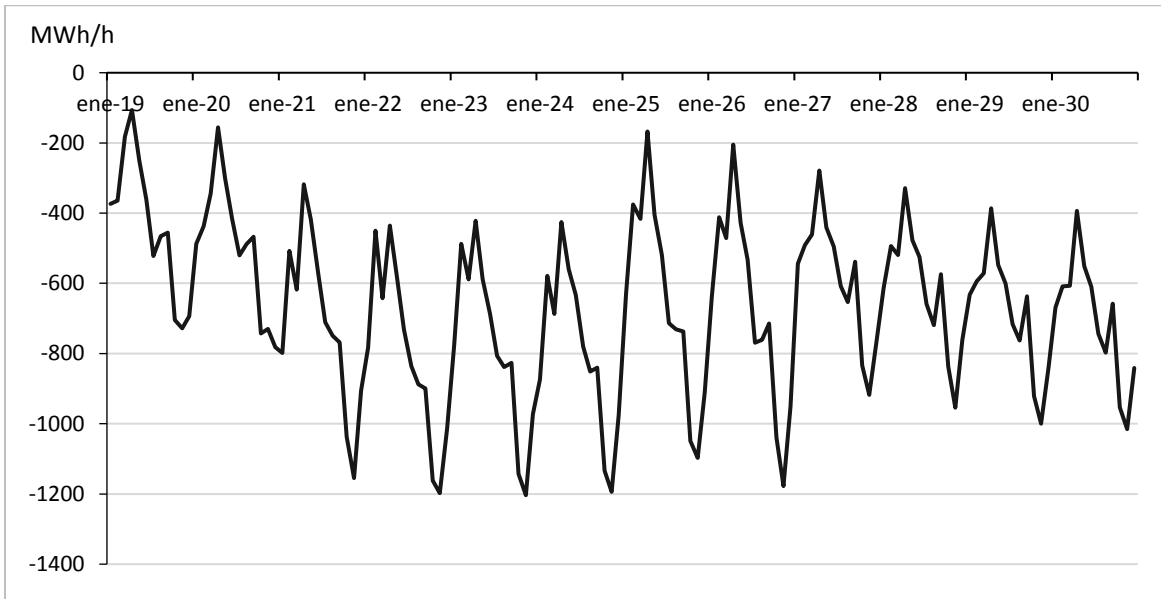
Fuente: Valgesta Energía

Figura 52. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 10, Escenario 1



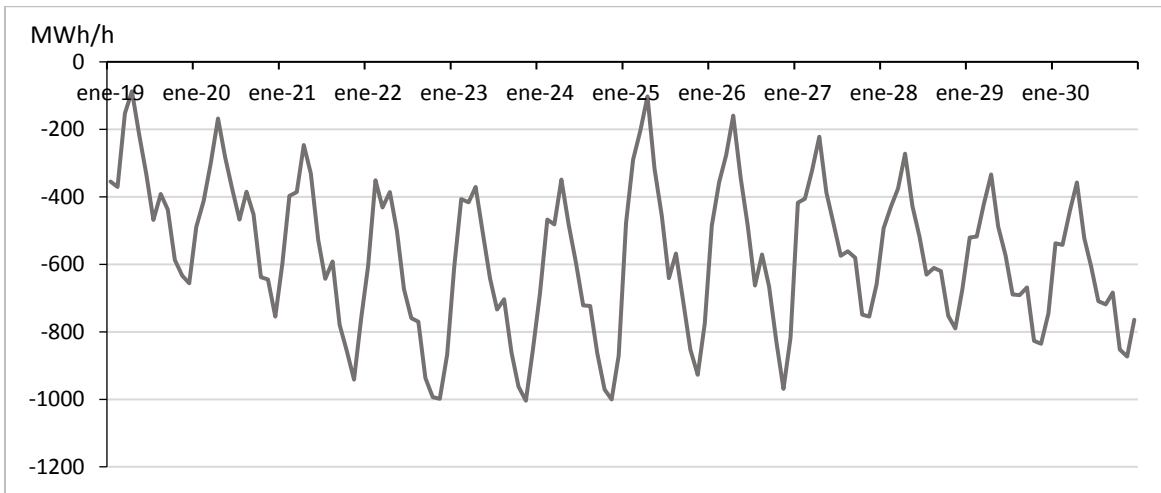
Fuente: Valgesta Energía

Figura 53. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 11, Escenario 1



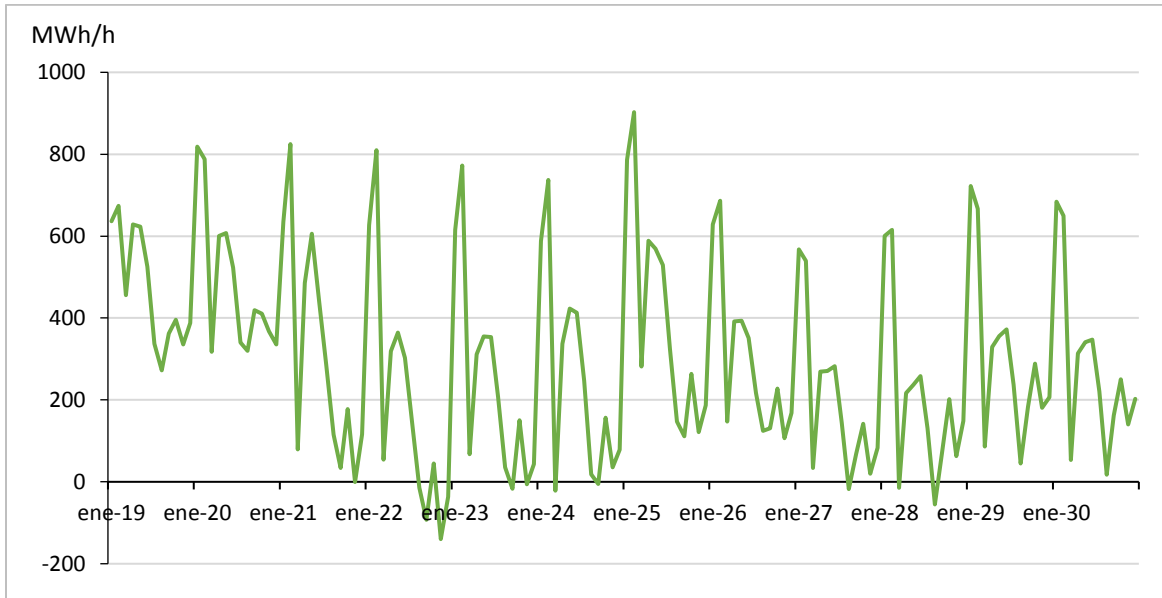
Fuente: Valgesta Energía

Figura 54. Flujo promedio esperado en la línea Cardones – Maitencillo 500 kV para el bloque 12, Escenario 1



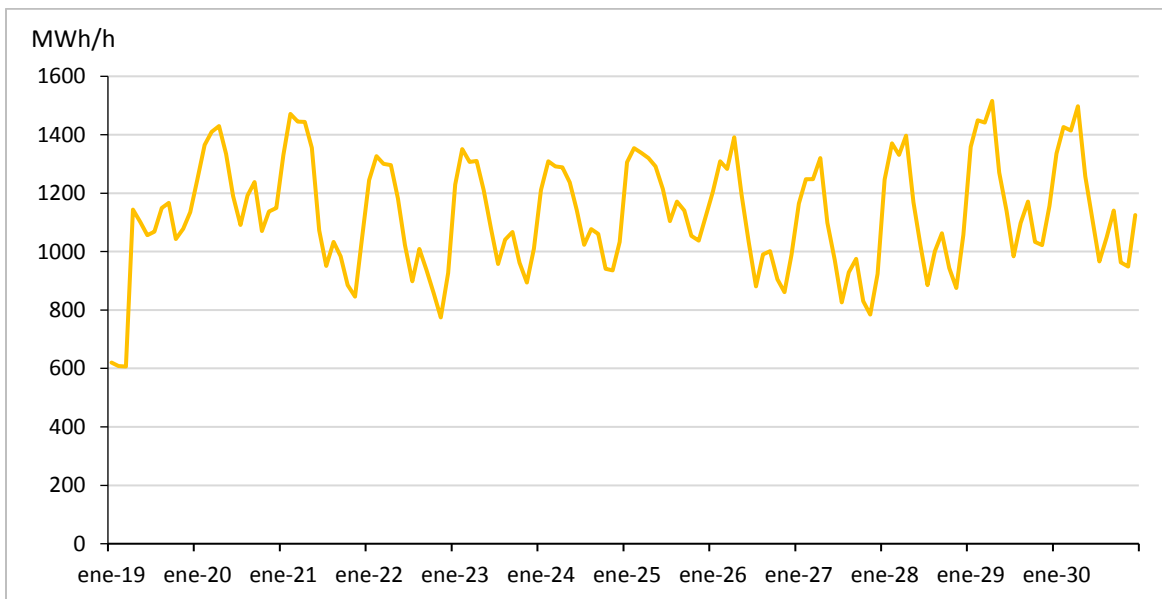
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 55. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV
para el bloque 1, Escenario 1**



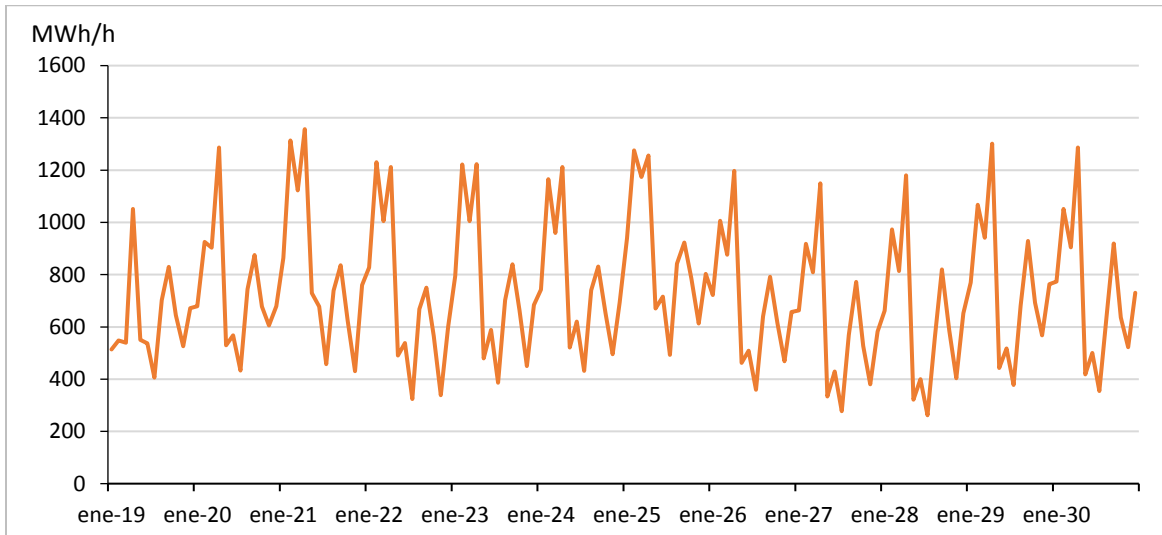
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 56. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV
para el bloque 2, Escenario 1**



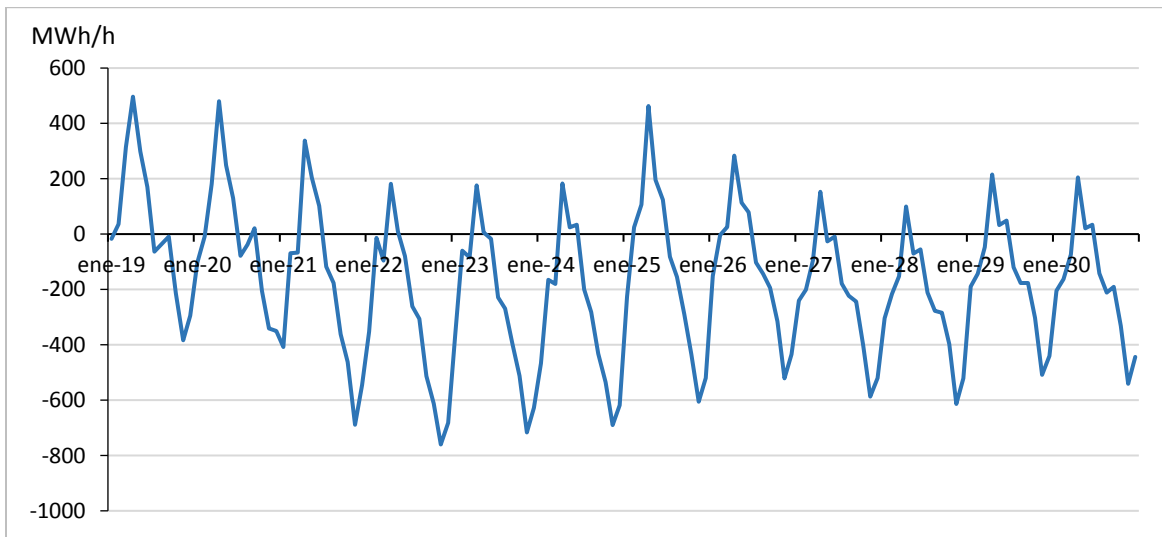
Fuente: Valgesta Energía

Figura 57. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 3, Escenario 1



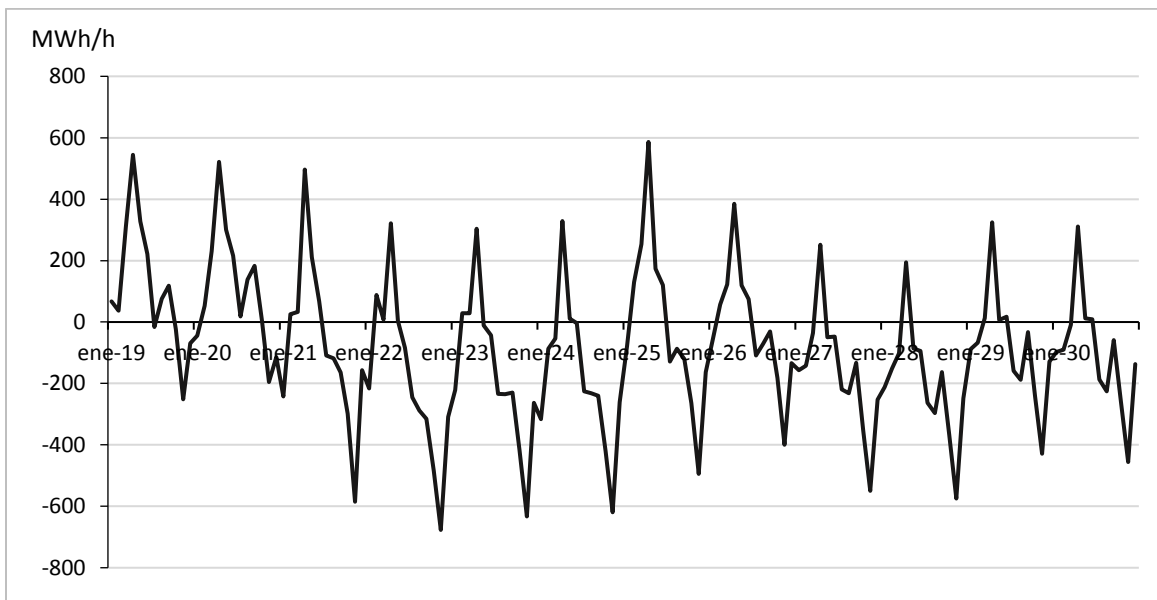
Fuente: Valgesta Energía

Figura 58. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 4, Escenario 1



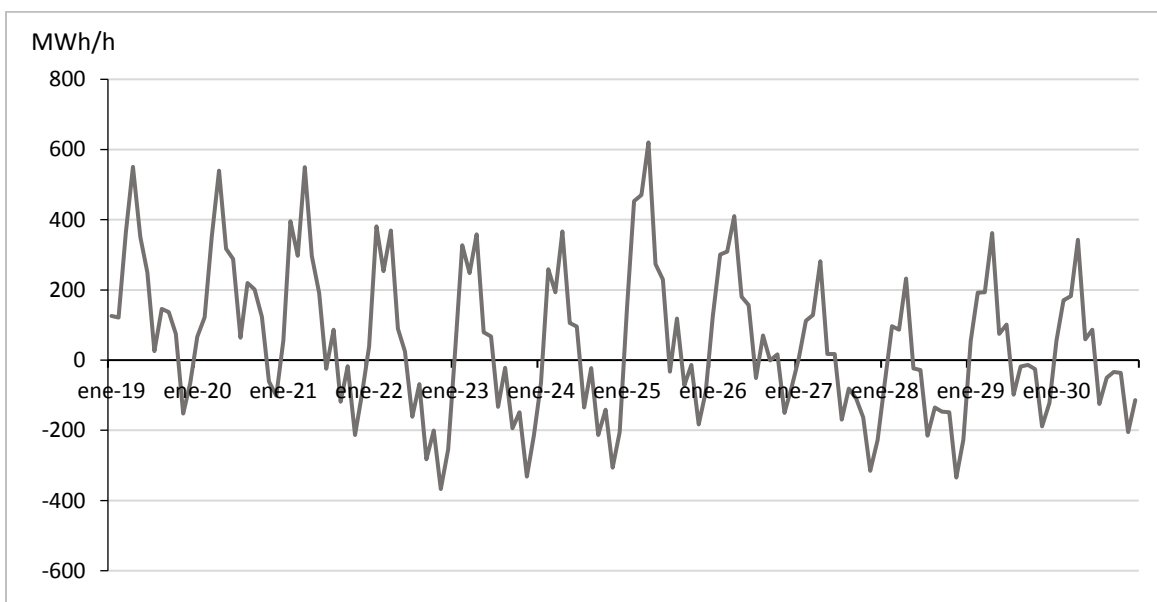
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 59. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV
para el bloque 5, Escenario 1**



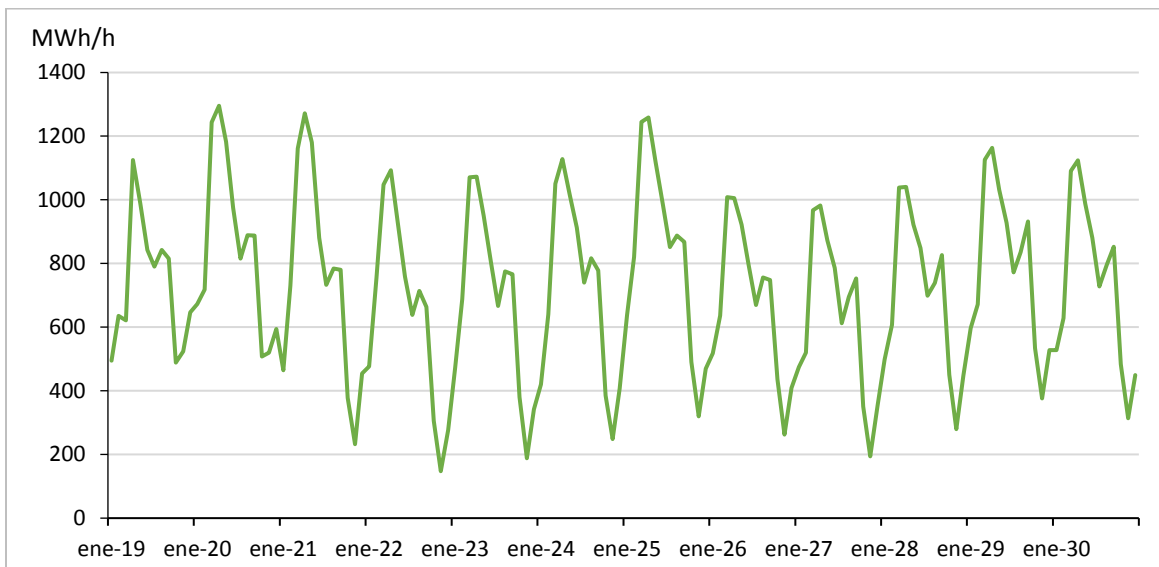
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 60. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV
para el bloque 6, Escenario 1**



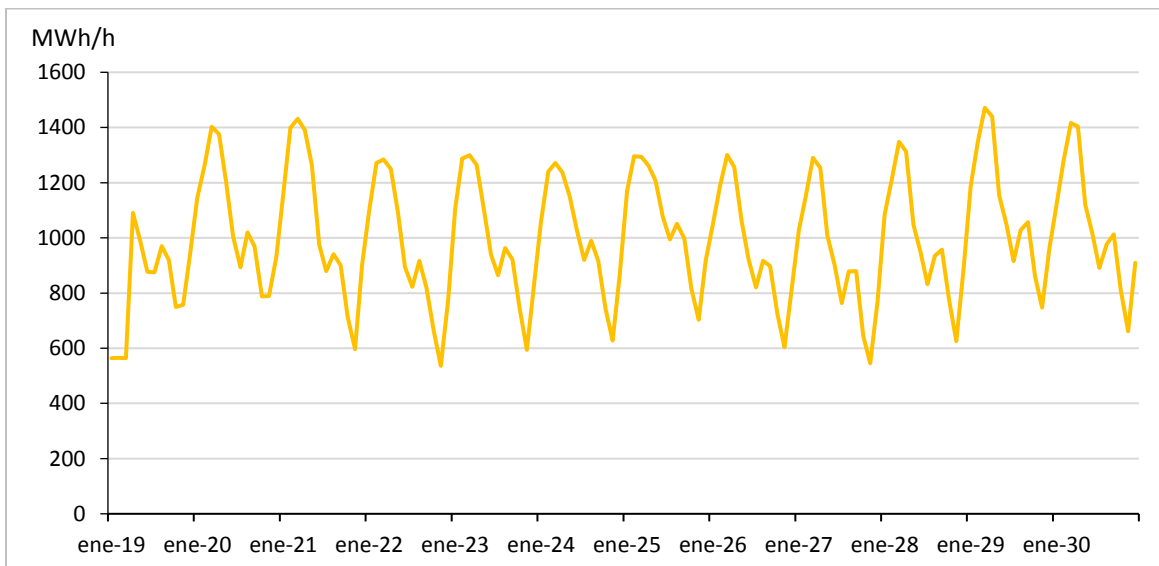
Fuente: Valgesta Energía

Figura 61. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 7, Escenario 1



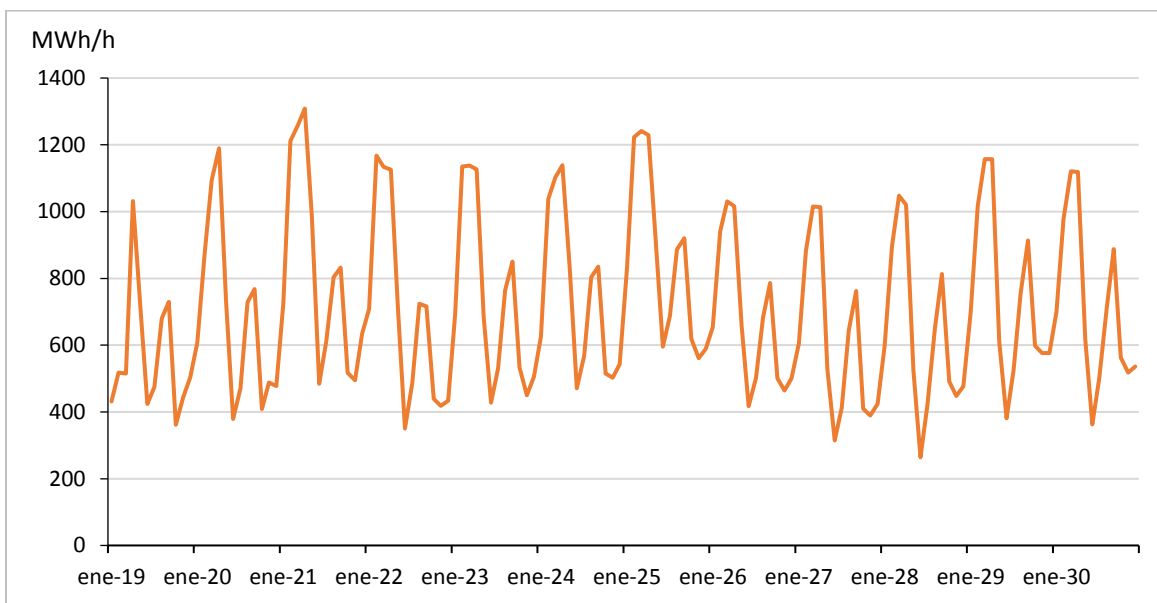
Fuente: Valgesta Energía

Figura 62. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 8, Escenario 1



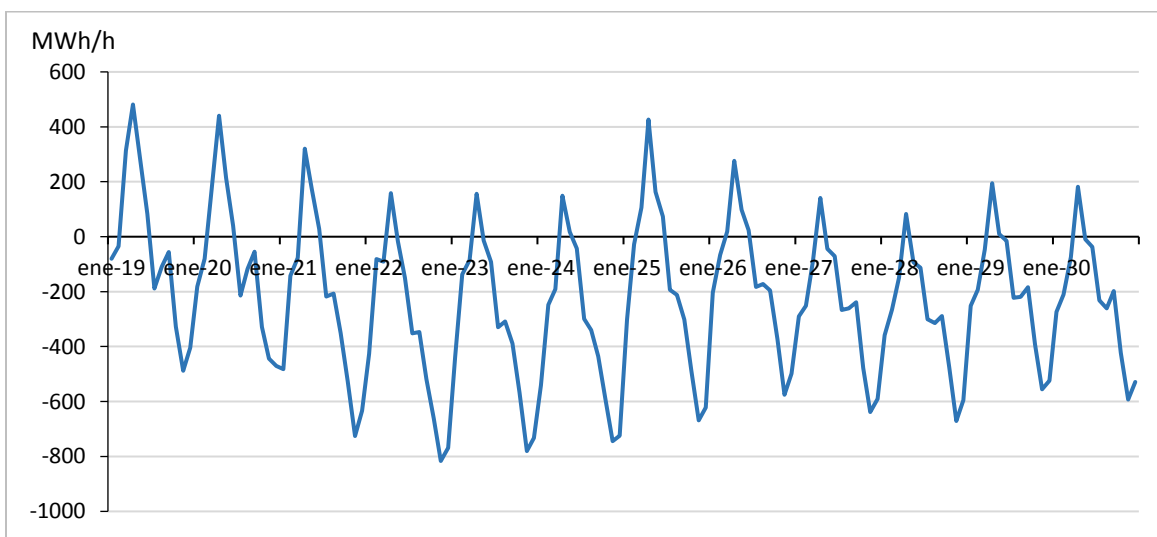
Fuente: Valgesta Energía

Figura 63. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 9, Escenario 1



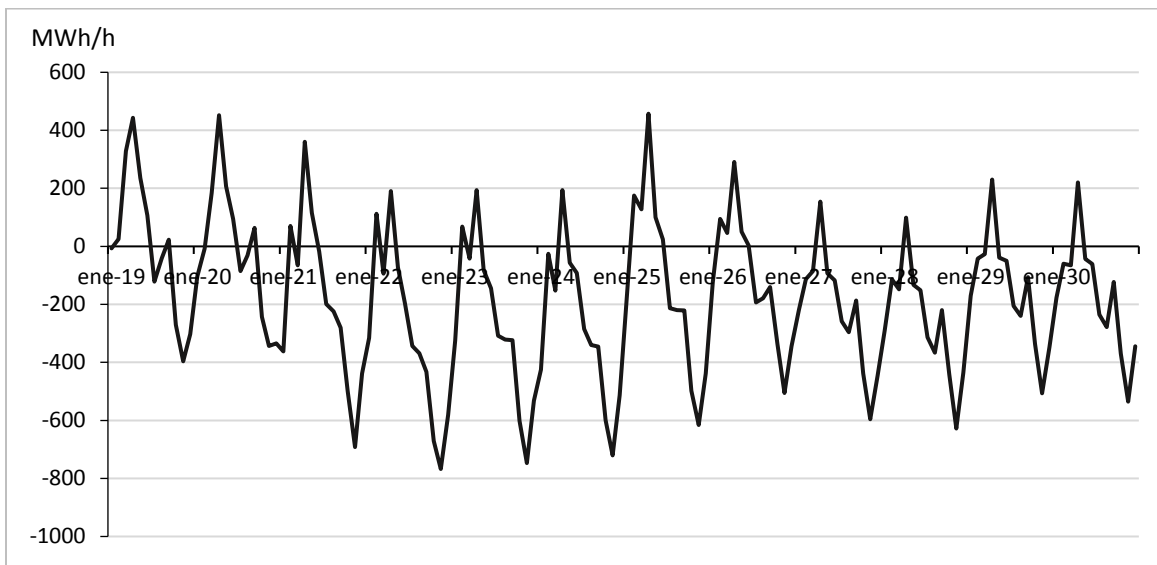
Fuente: Valgesta Energía

Figura 64. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 10, Escenario 1



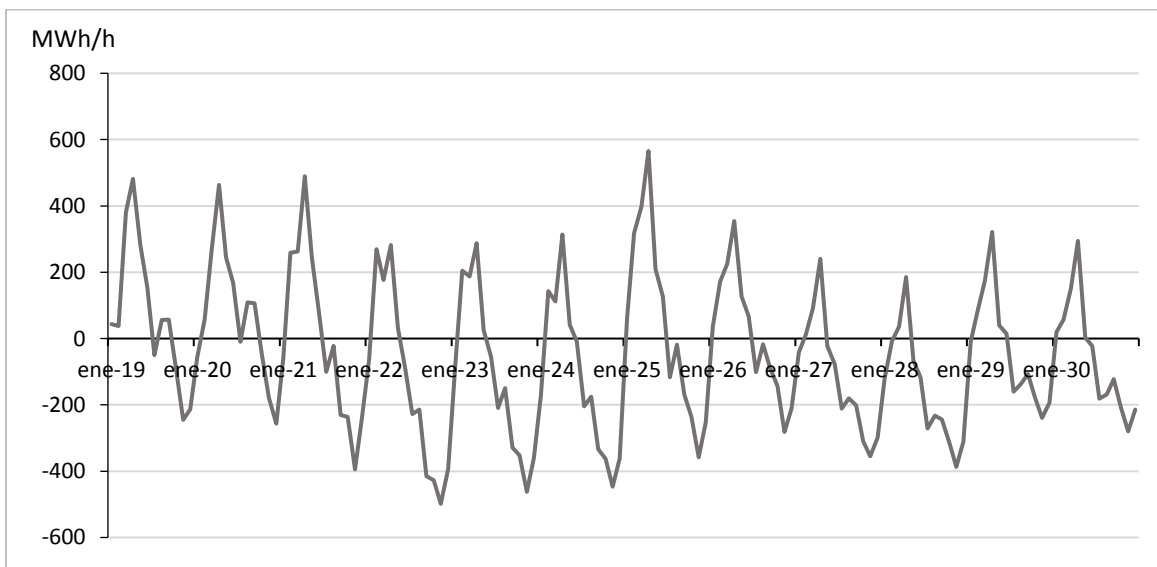
Fuente: Valgesta Energía

Figura 65. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 11, Escenario 1



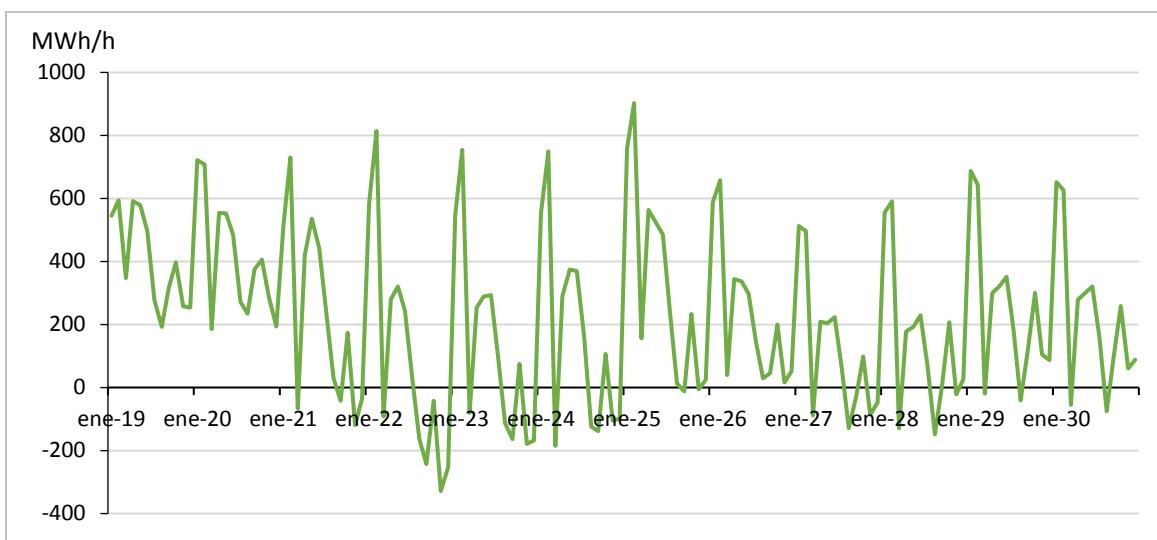
Fuente: Valgesta Energía

Figura 66. Flujo promedio esperado en la línea Maitencillo – Pan de Azúcar 500 kV para el bloque 12, Escenario 1



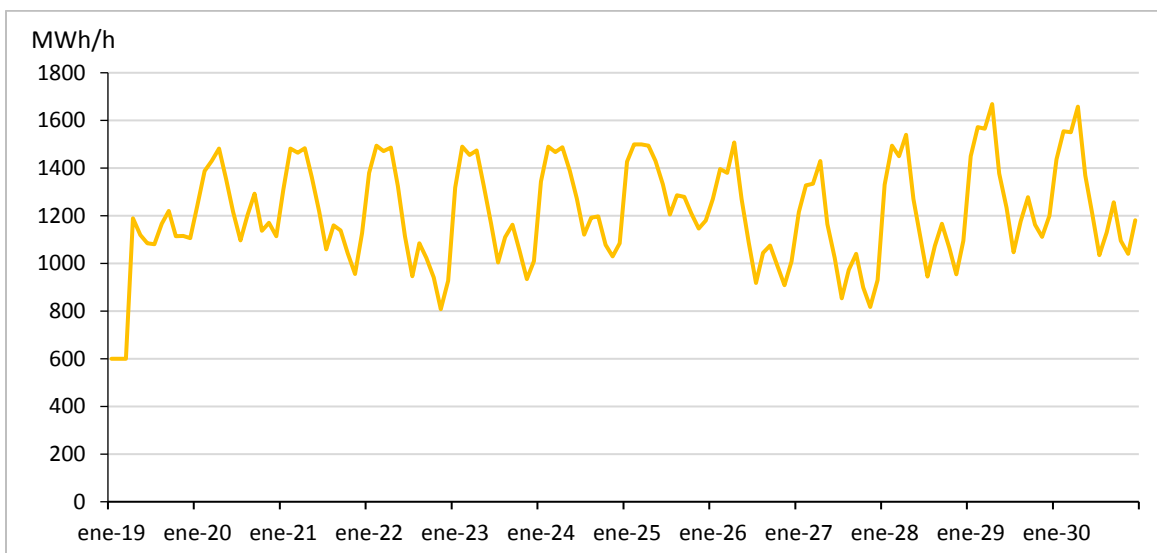
Fuente: Valgesta Energía

Figura 67. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para el bloque 1, Escenario 1



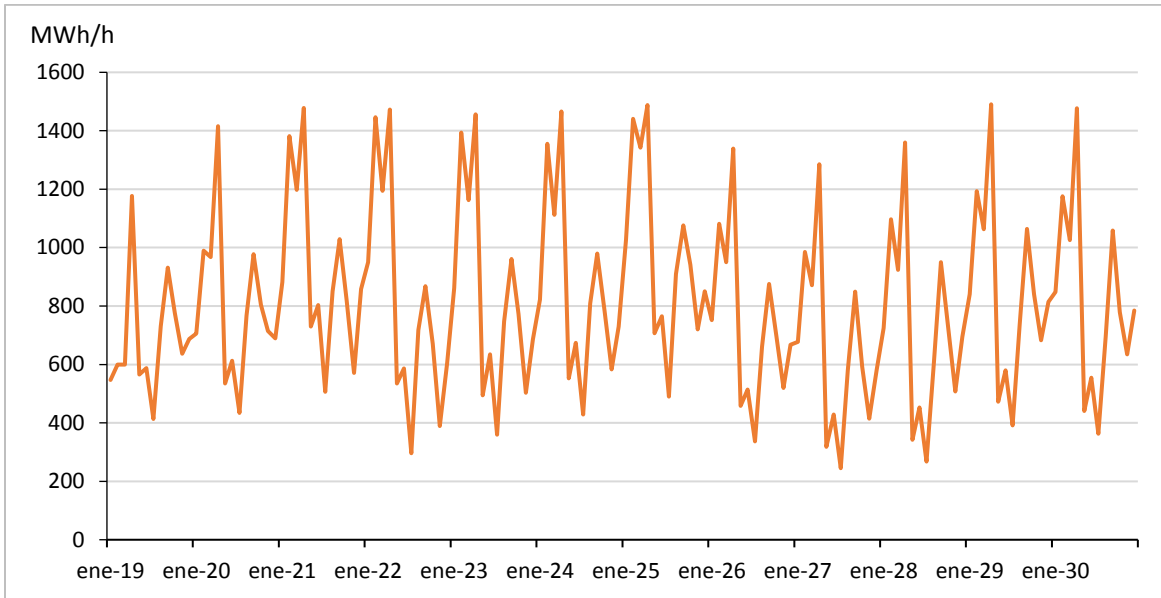
Fuente: Valgesta Energía

Figura 68. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para el bloque 2, Escenario 1



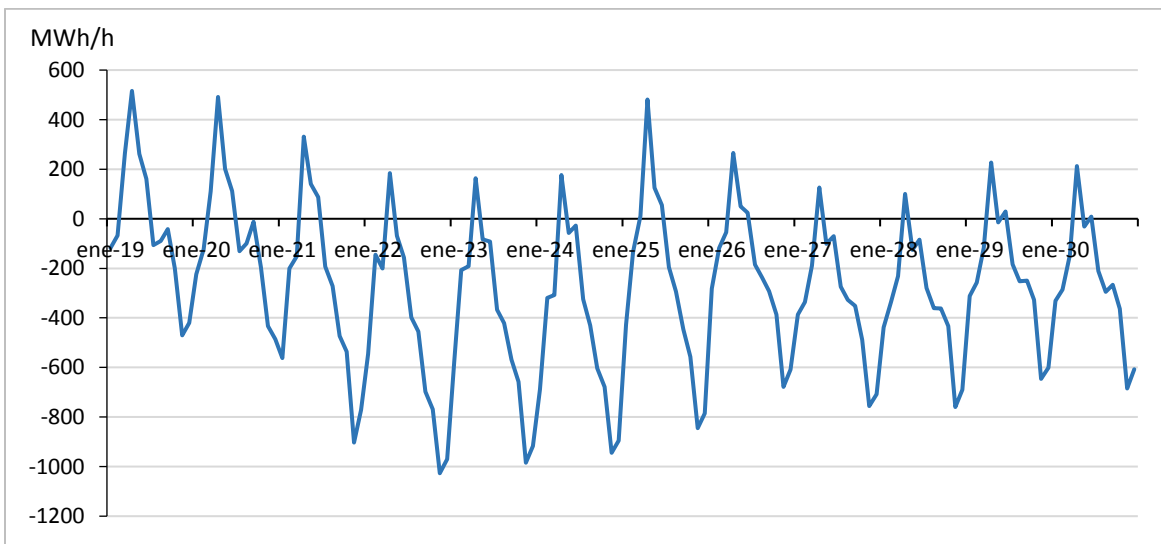
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 69. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 3, Escenario 1**



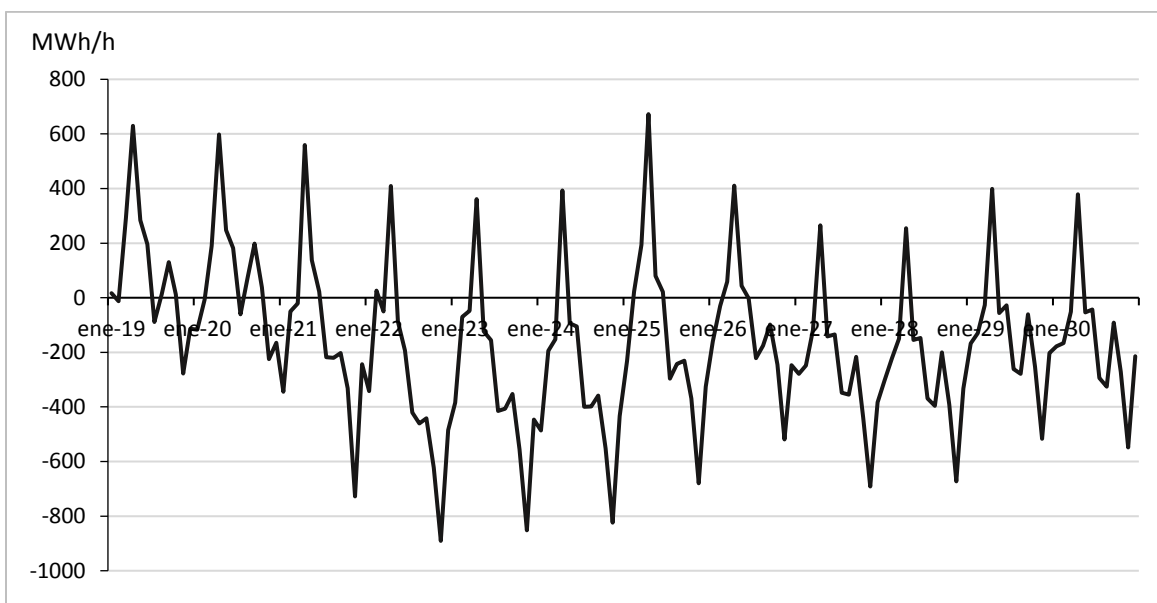
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 70. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 4, Escenario 1**



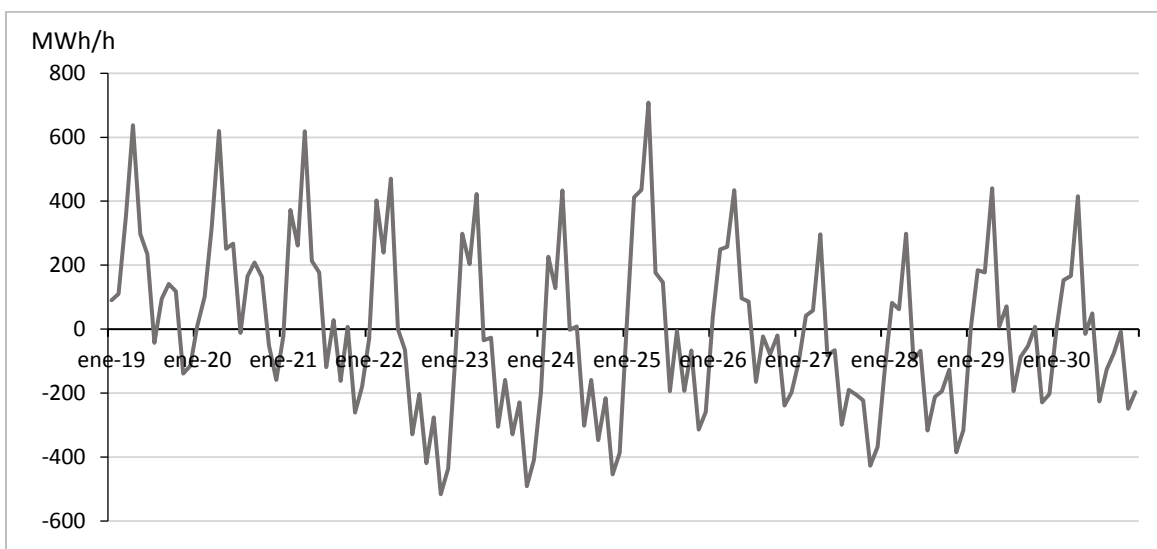
Fuente: Valgesta Energía

Figura 71. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para el bloque 5, Escenario 1



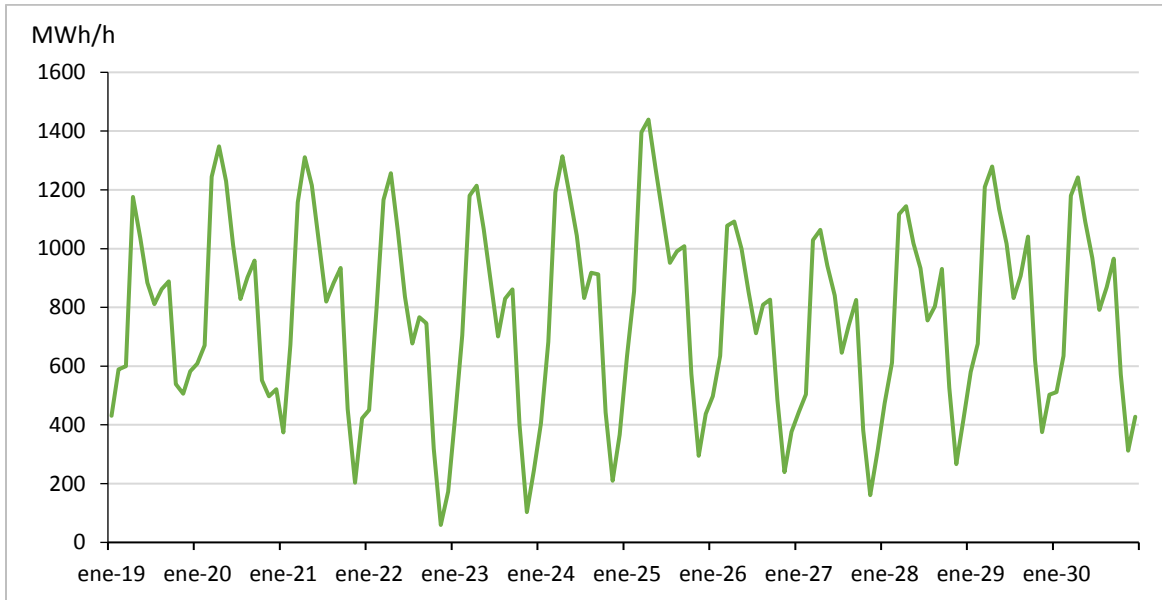
Fuente: Valgesta Energía

Figura 72. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para el bloque 6, Escenario 1



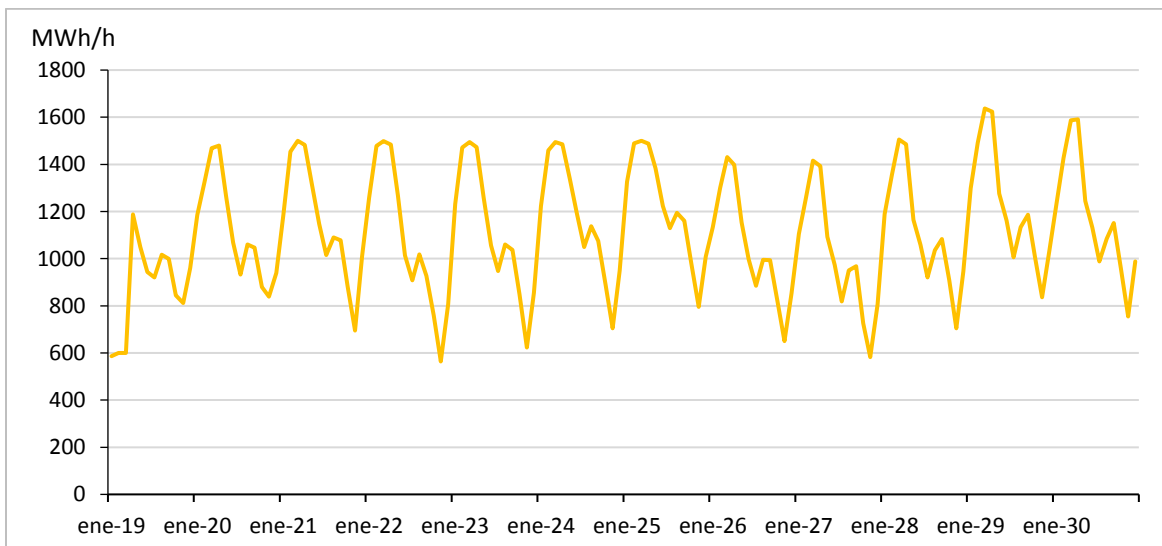
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 73. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 7, Escenario 1**



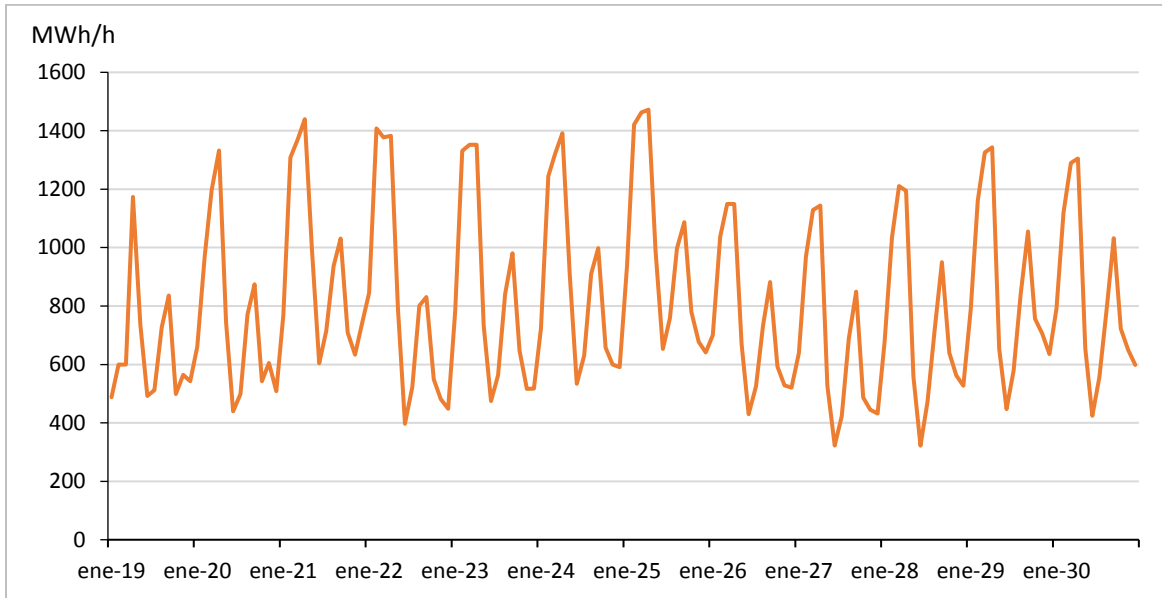
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 74. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 8, Escenario 1**



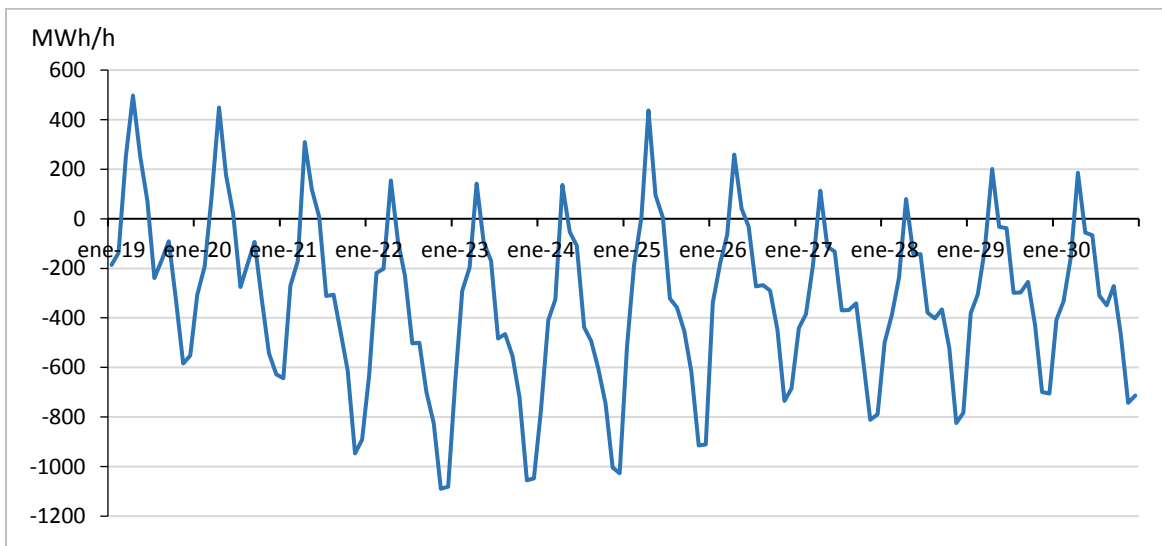
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 75. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 9, Escenario 1**



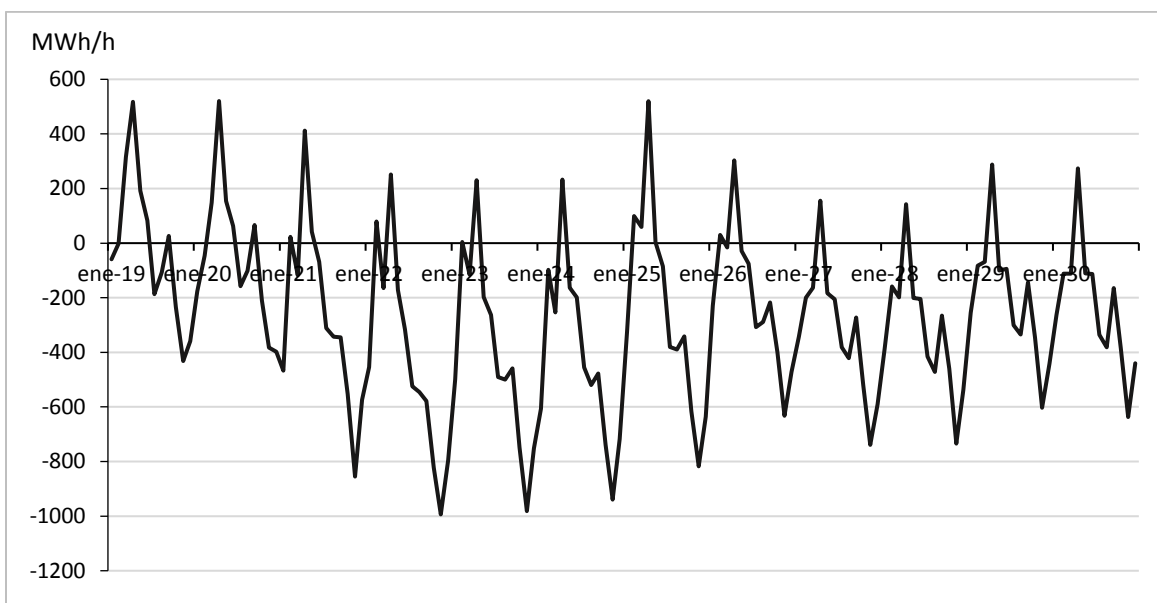
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 76. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 10, Escenario 1**



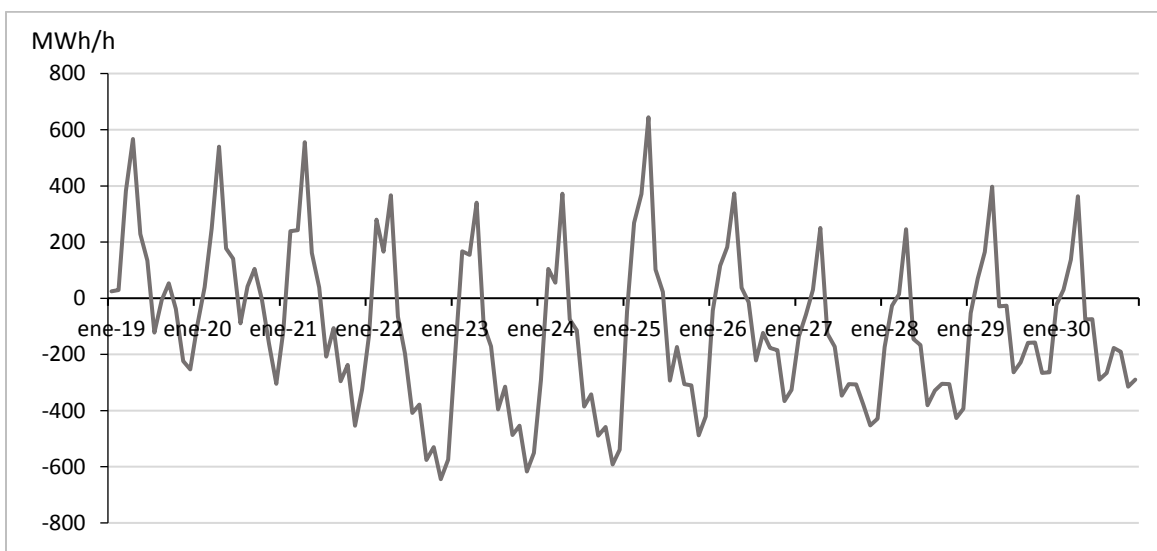
Fuente: Valgesta Energía

**Figura 77. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 11, Escenario 1**



Fuente: Valgesta Energía

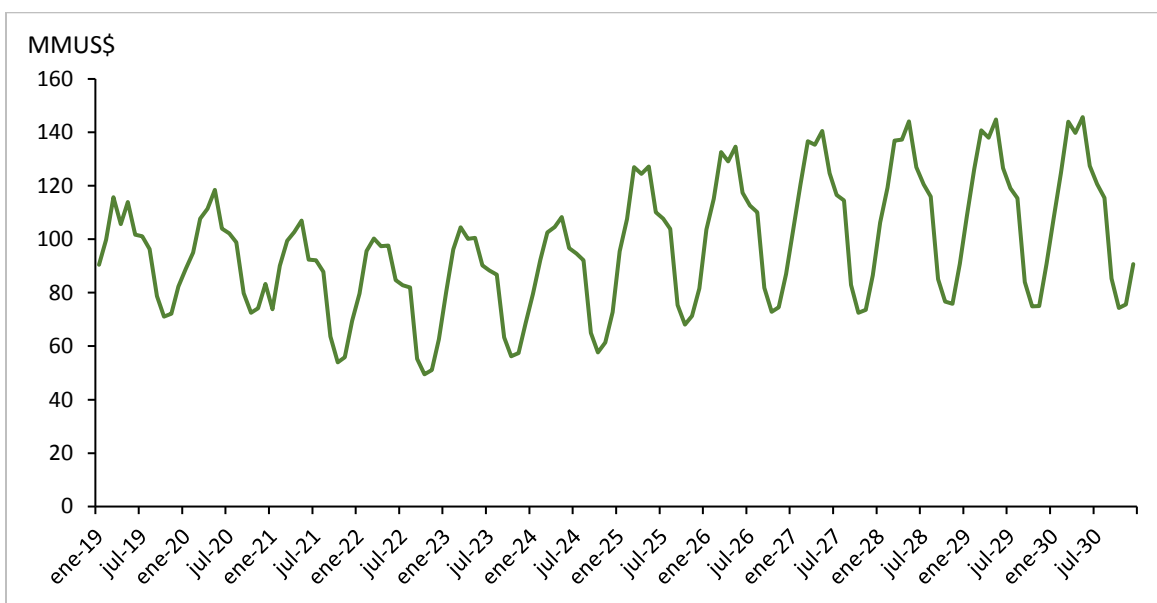
**Figura 78. Flujo promedio esperado en la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV
para el bloque 12, Escenario 1**



Fuente: Valgesta Energía

7.3 Resultado de proyección del costo operativo término promedio mensual del sistema para el Escenario 1

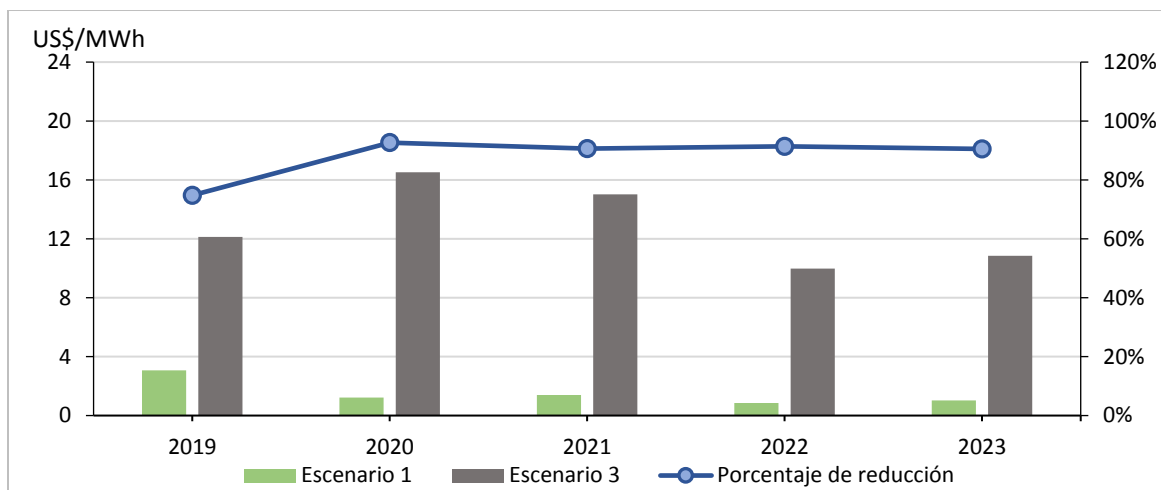
Figura 79. Proyección del costo operativo término promedio mensual para el Escenario 1



Fuente: Valgesta Energía

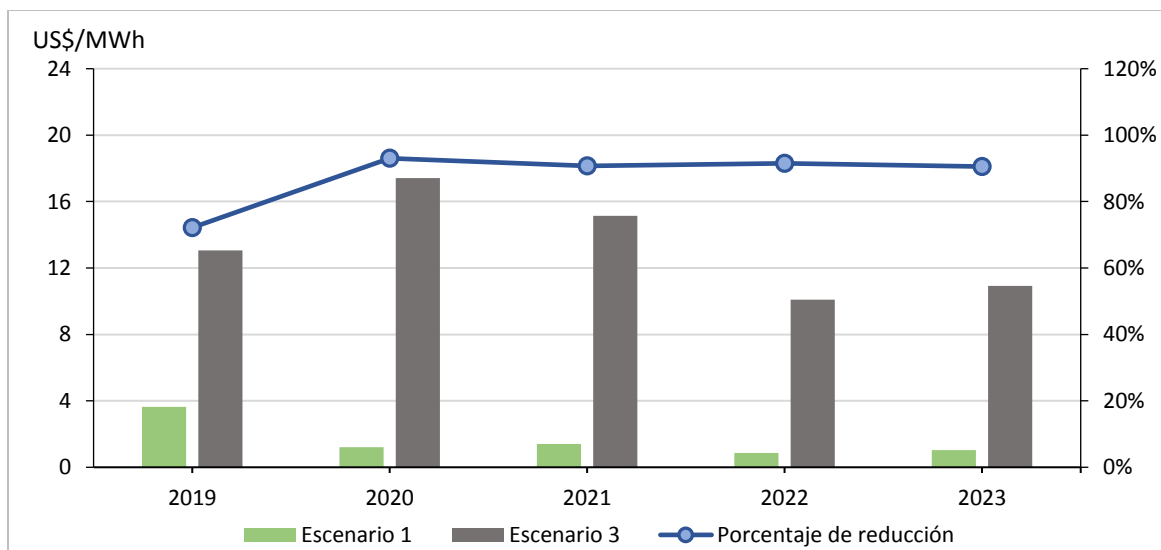
7.4 Resultado de proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados para los Escenarios 1 y 3

Figura 80. Proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre la barra Polpaico 220 kV y Crucero 220 kV, para el Escenario 1 y 3



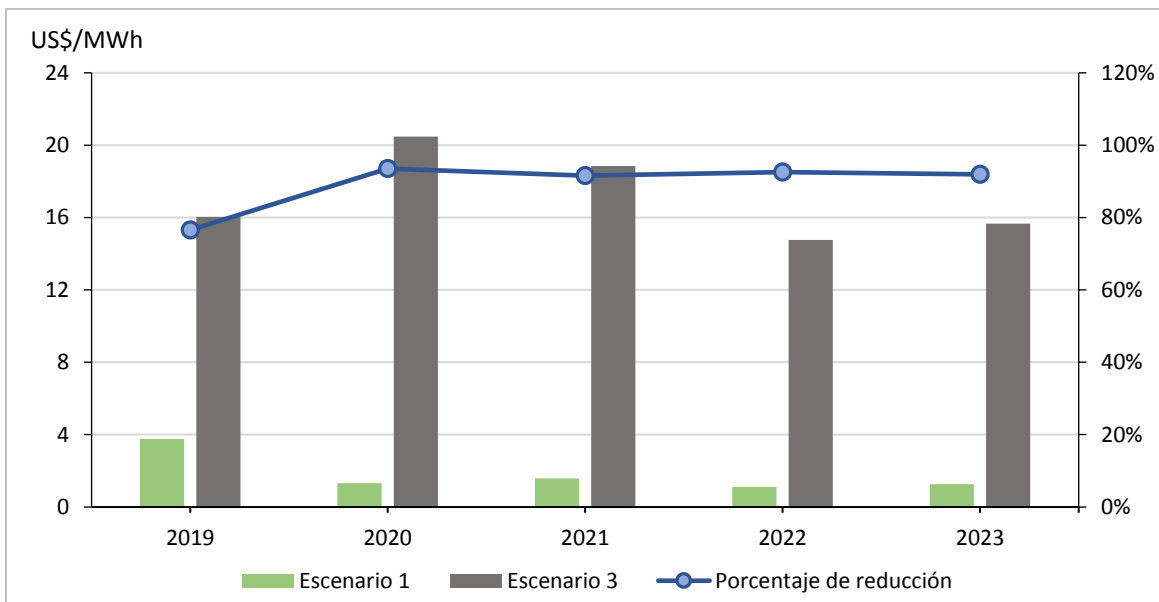
Fuente: Valgesta Energía

Figura 81. Proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre la barra Polpaico 220 kV y Cardones 220 kV, para el Escenario 1 y 3



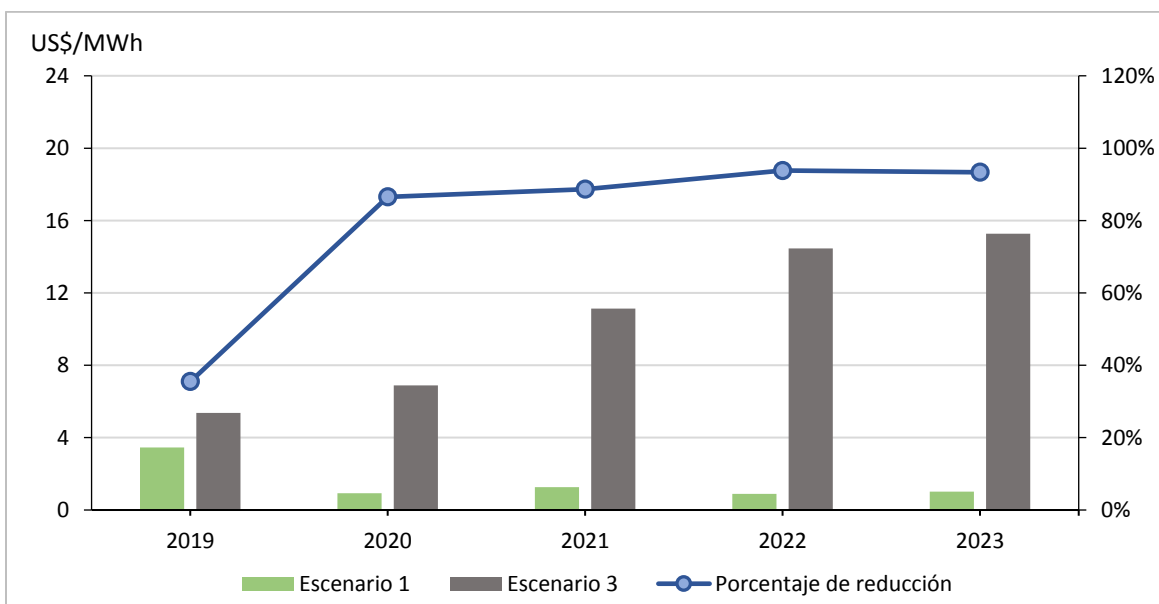
Fuente: Valgesta Energía

Figura 82. Proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre la barra Polpaico 220 kV y Maitencillo 220 kV, para el Escenario 1 y 3



Fuente: Valgesta Energía

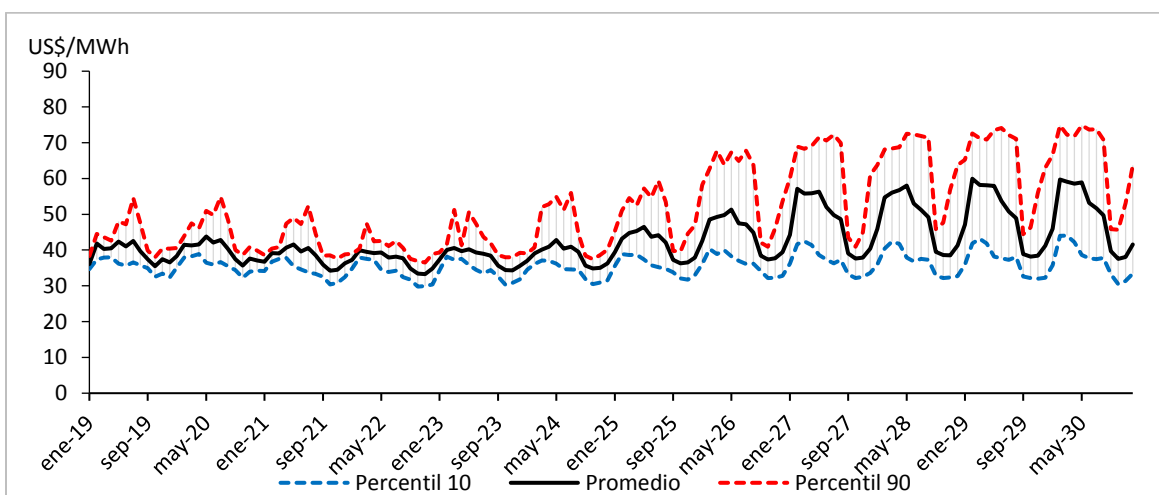
Figura 83. Proyección de desacoples de costos marginales promedio anual esperados entre la barra Polpaico 220 kV y Pan de Azúcar 220 kV, para el Escenario 1 y 3



Fuente: Valgesta Energía

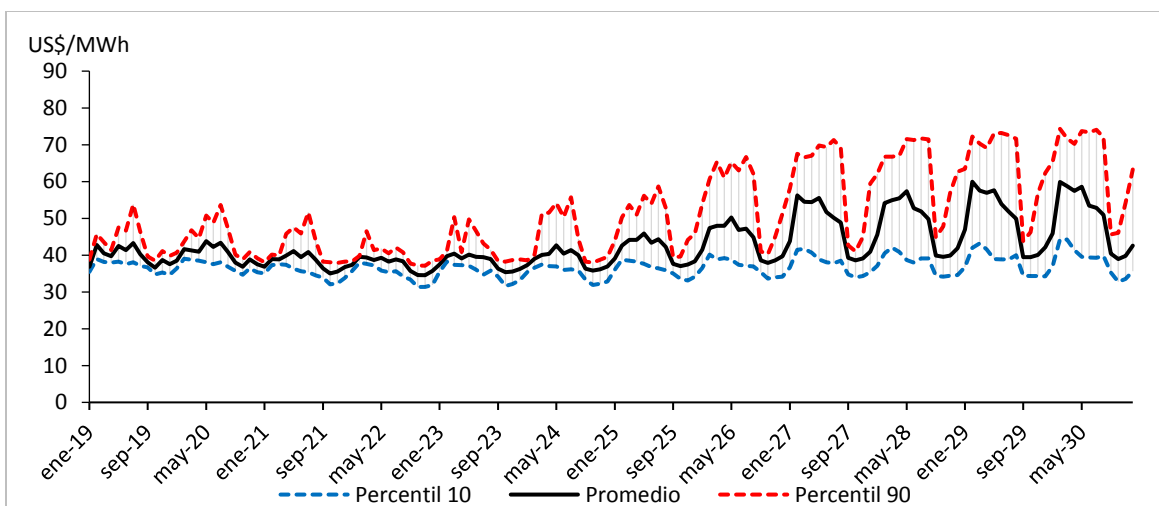
7.5 Resultado de proyección de costos marginales promedio mensual para los Escenarios 1 y 3

Figura 84. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Cardones 220 kV, para el Escenario 1



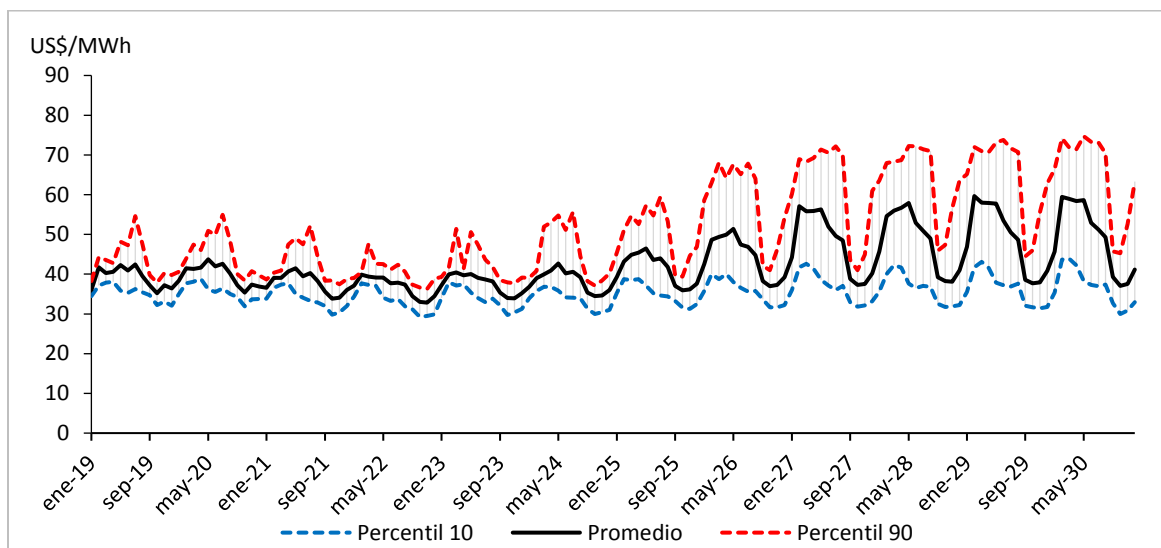
Fuente: Valgesta Energía

Figura 85. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Crucero 220 kV, para el Escenario 1



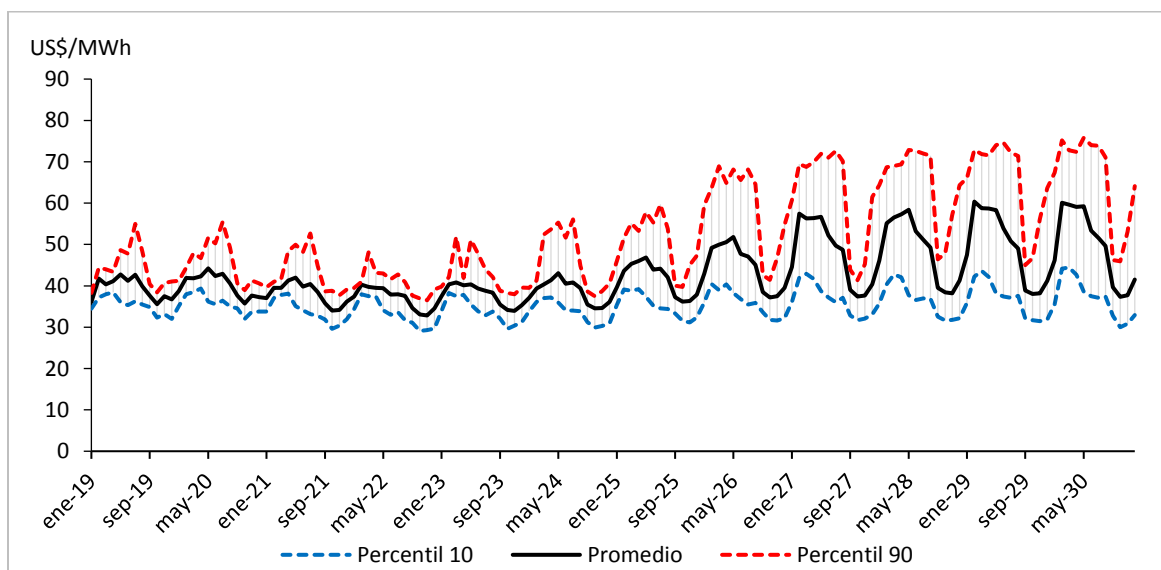
Fuente: Valgesta Energía

Figura 86. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Maitencillo 220 kV, para el Escenario 1



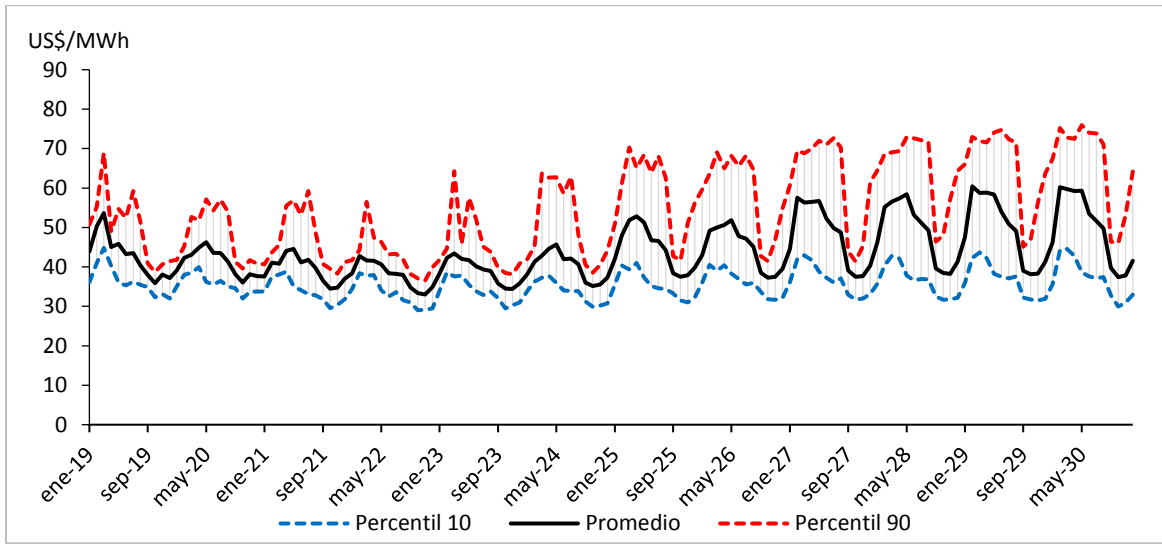
Fuente: Valgesta Energía

Figura 87. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Pan de Azúcar 220 kV, para el Escenario 1



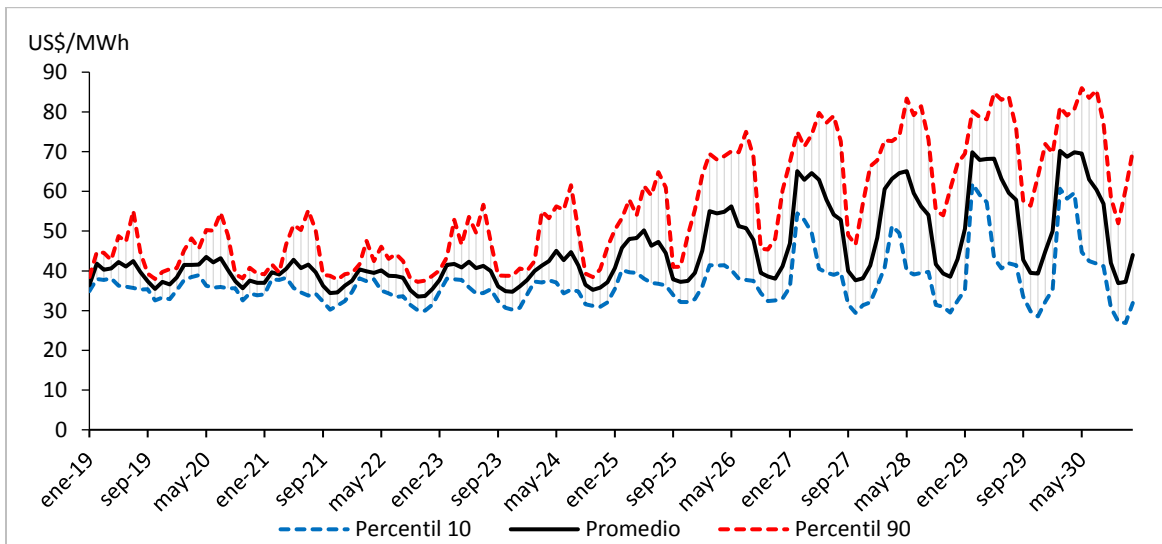
Fuente: Valgesta Energía

Figura 88. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Polpaico 220 kV, para el Escenario 1



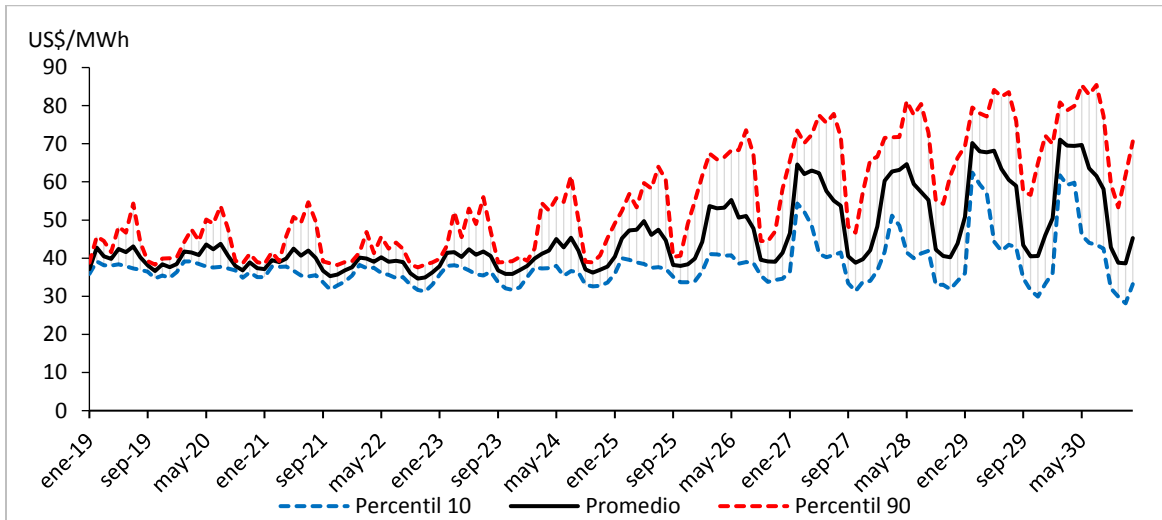
Fuente: Valgesta Energía

Figura 89. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Cardones 220 kV, para el Escenario 3



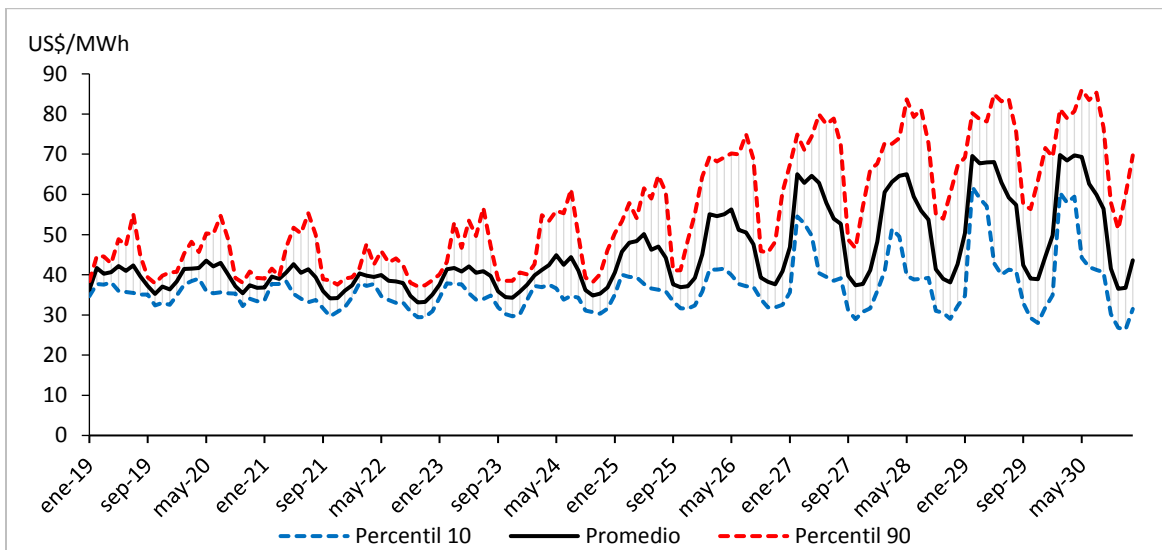
Fuente: Valgesta Energía

Figura 90. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Crucero 220 kV, para el Escenario 3



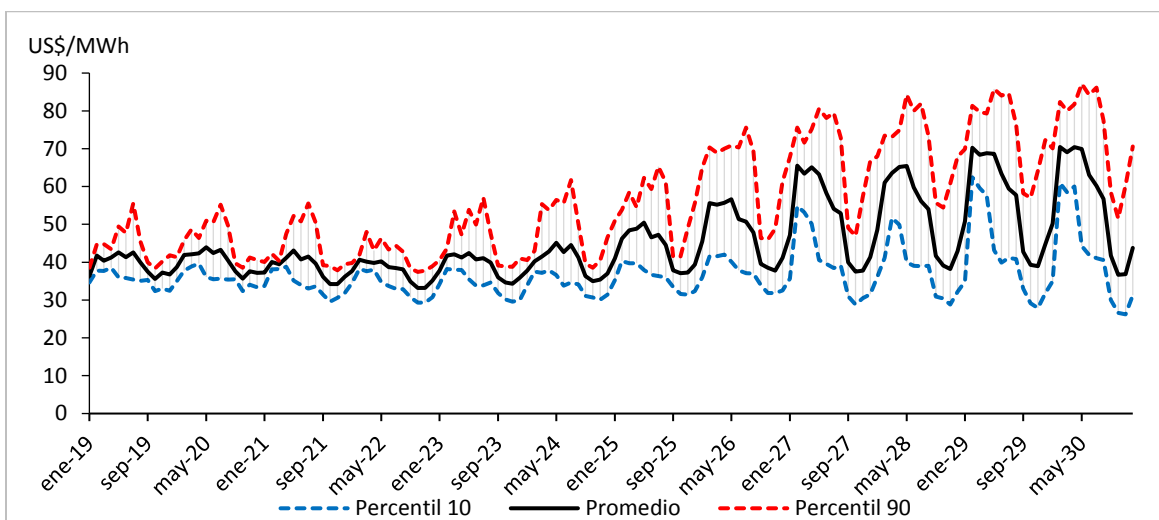
Fuente: Valgesta Energía

Figura 91. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Maitencillo 220 kV, para el Escenario 3



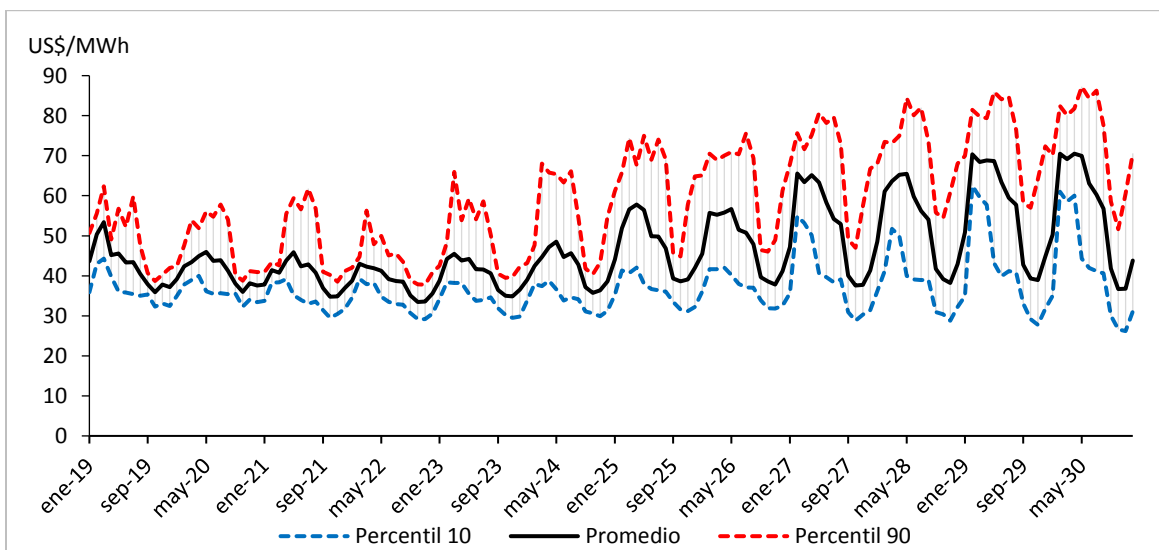
Fuente: Valgesta Energía

Figura 92. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Pan de Azúcar 220 kV, para el Escenario 3



Fuente: Valgesta Energía

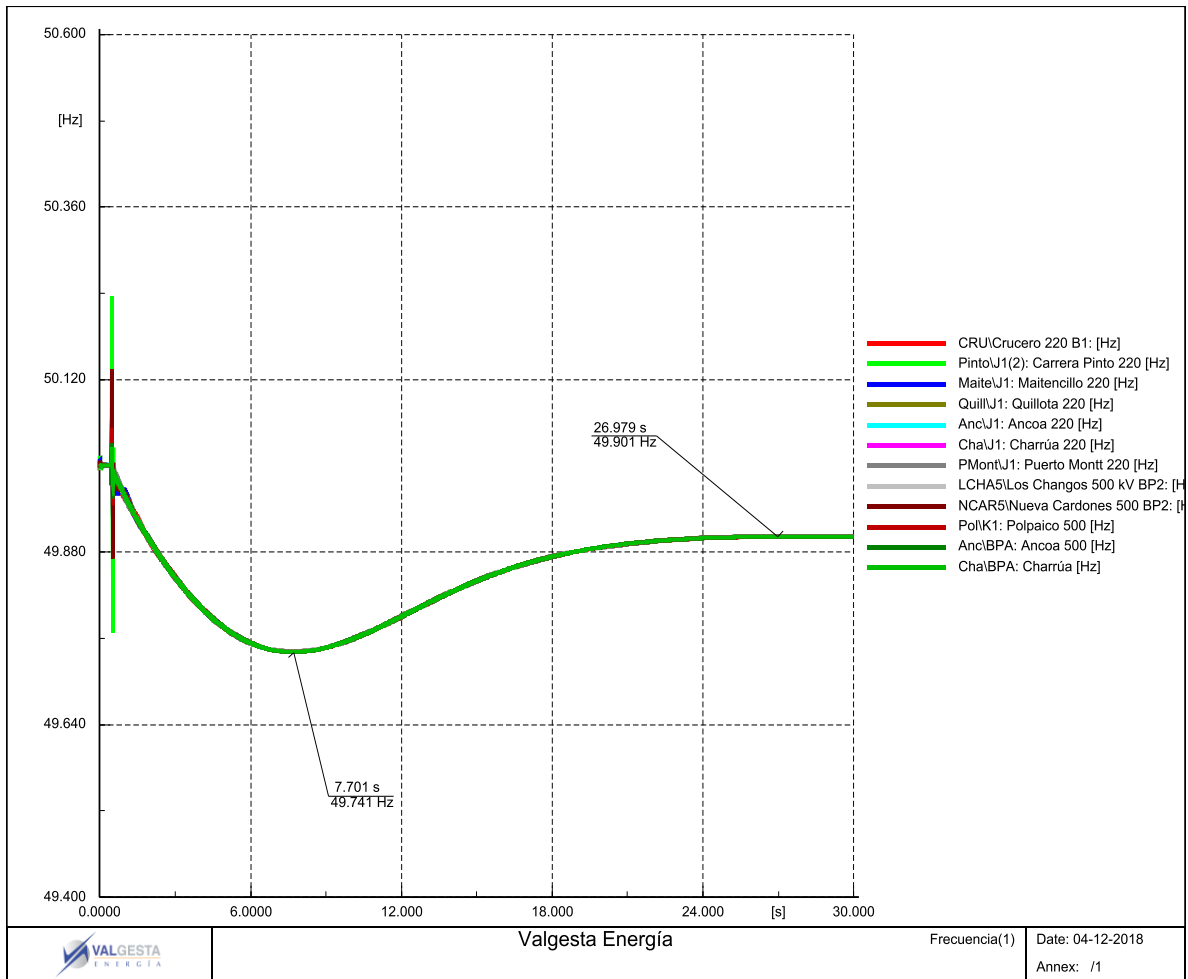
Figura 93. Proyección de costos marginales promedio mensual para la barra Polpaico 220 kV, para el Escenario 3



Fuente: Valgesta Energía

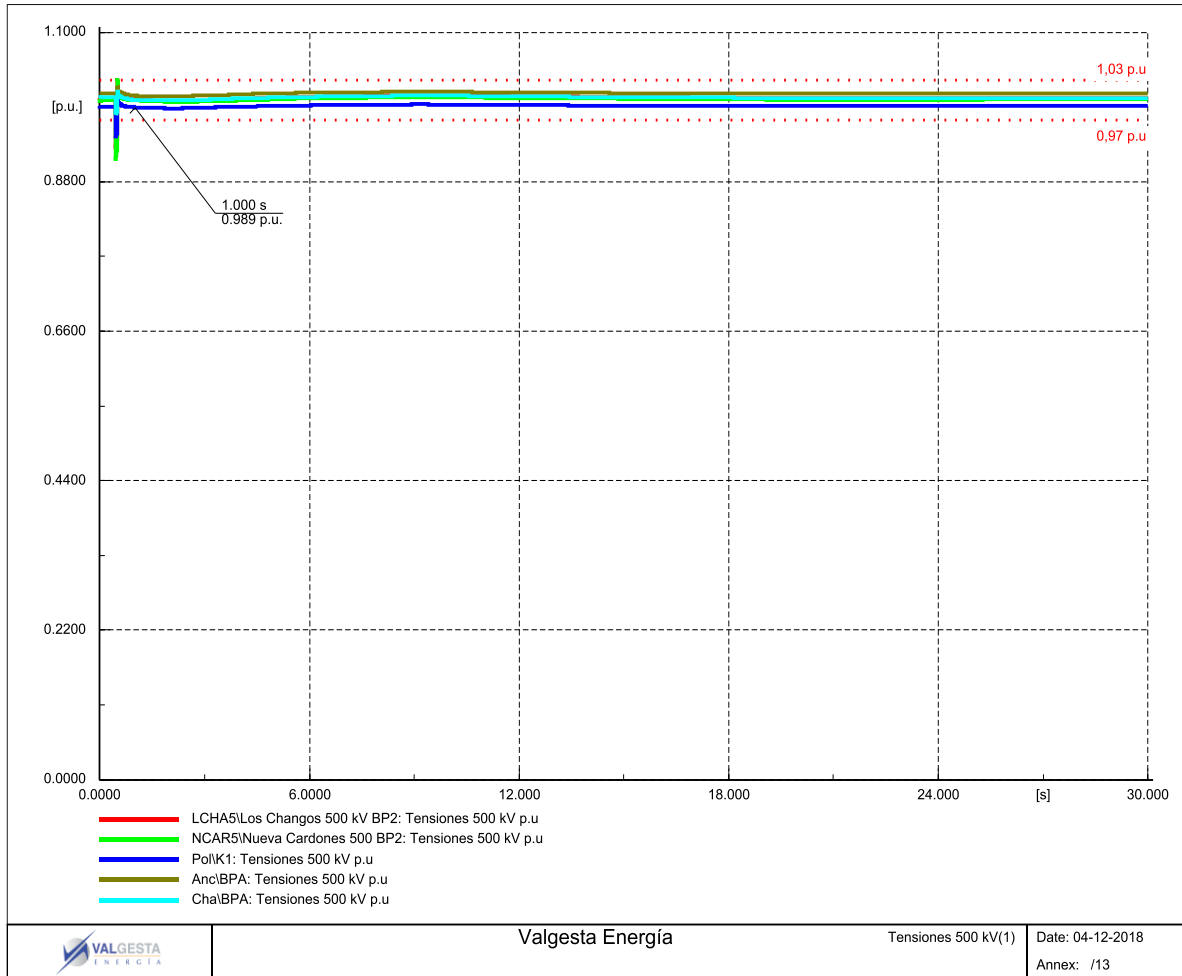
7.6 Caso base al año 2019 – 4 pm: Desconexión Central El Romero

Figura 94. Frecuencia del Sistema



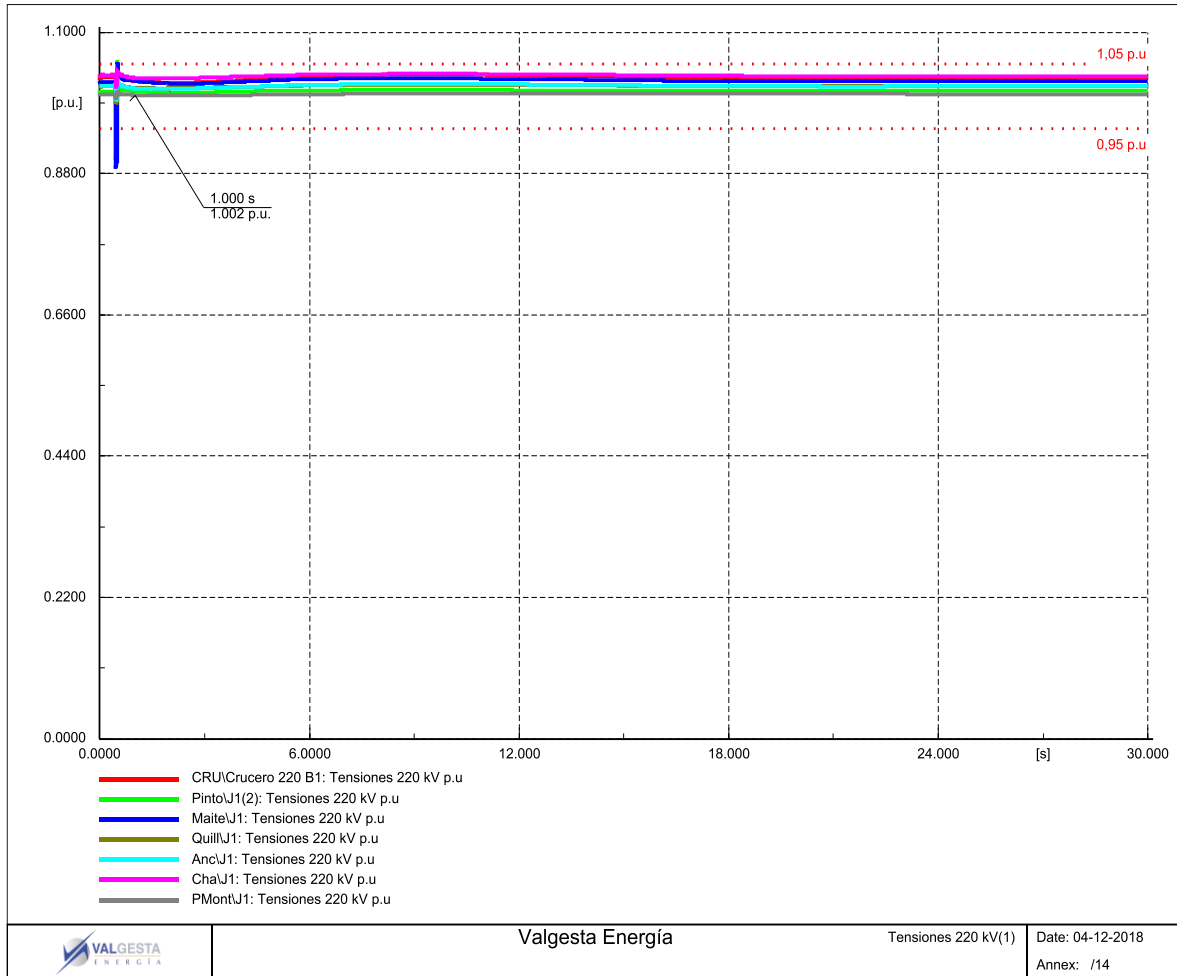
Fuente: Valgesta Energía

Figura 95. Tensiones en barras de 500 kV



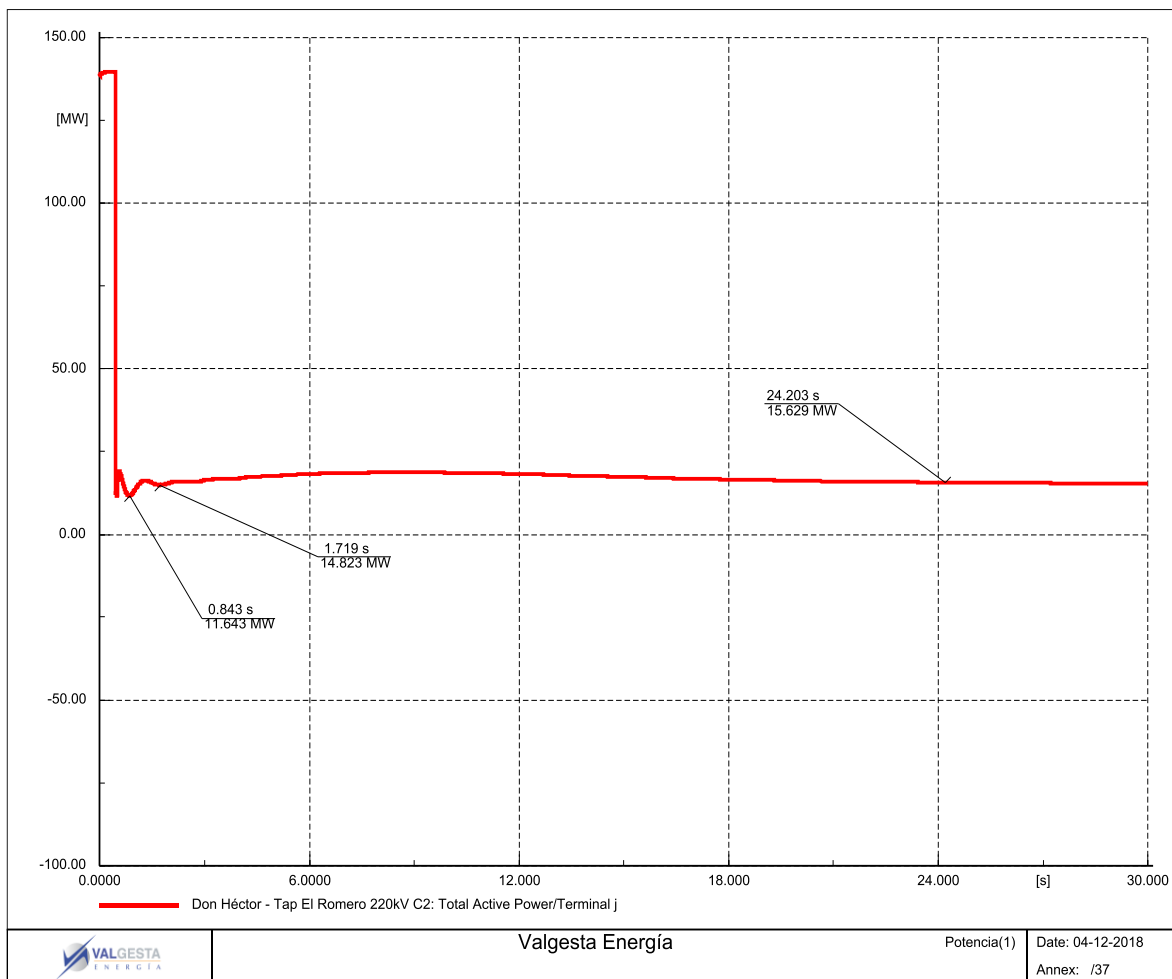
Fuente: Valgesta Energía

Figura 96. Tensiones en barras de 220 kV



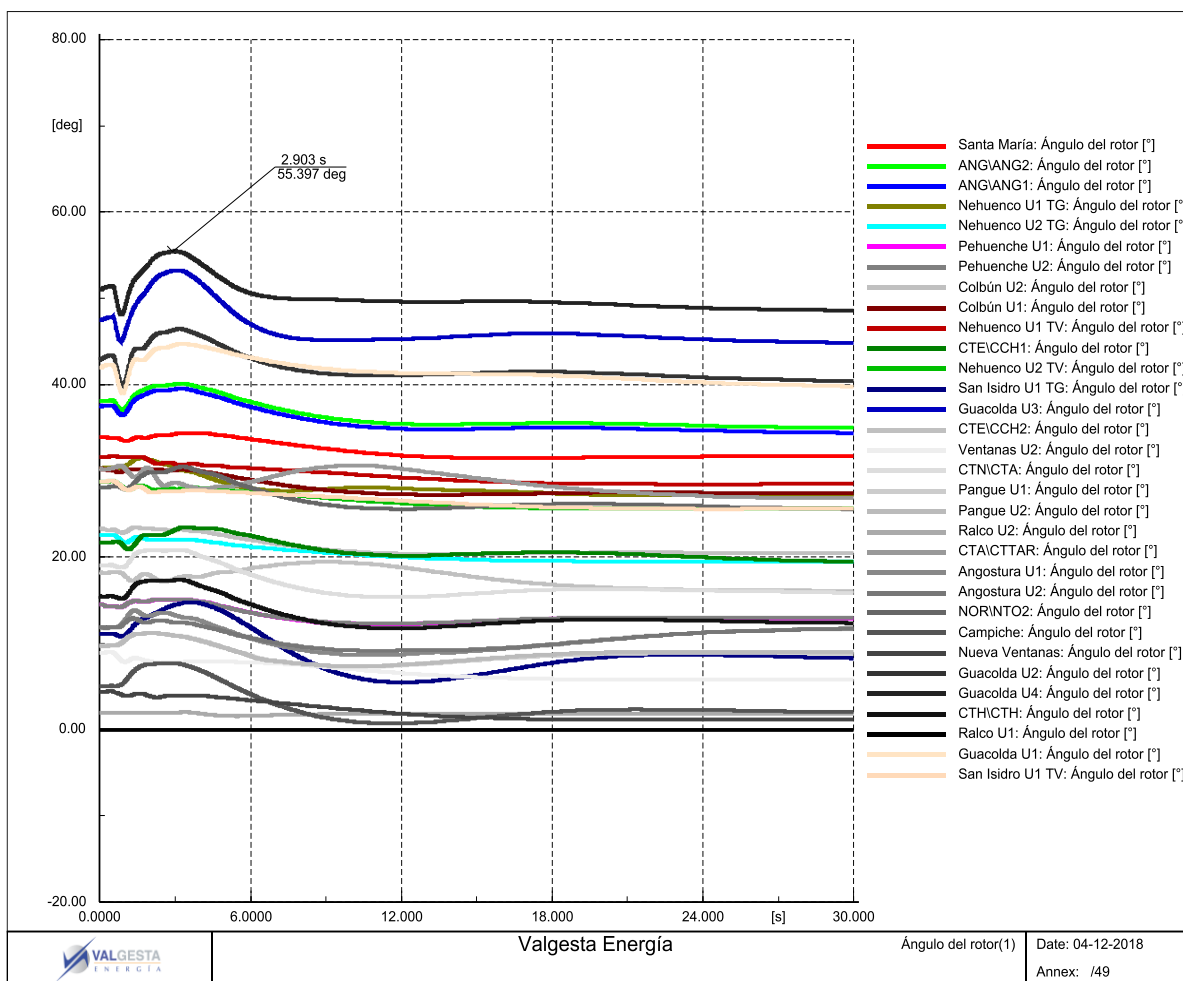
Fuente: Valgesta Energía

Figura 97. Flujos de potencia activa en tramo Don Héctor- Tap El Romero 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

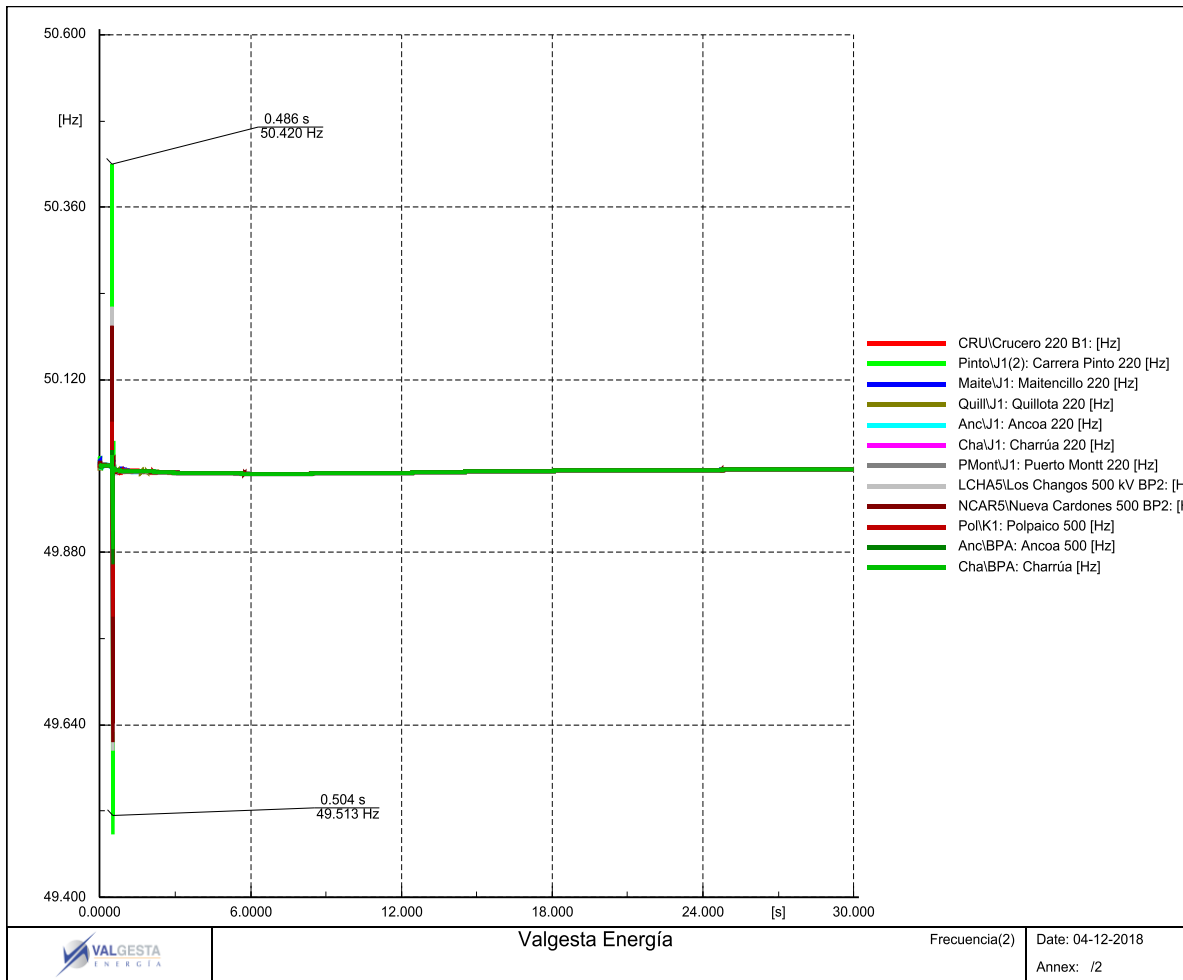
Figura 98. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

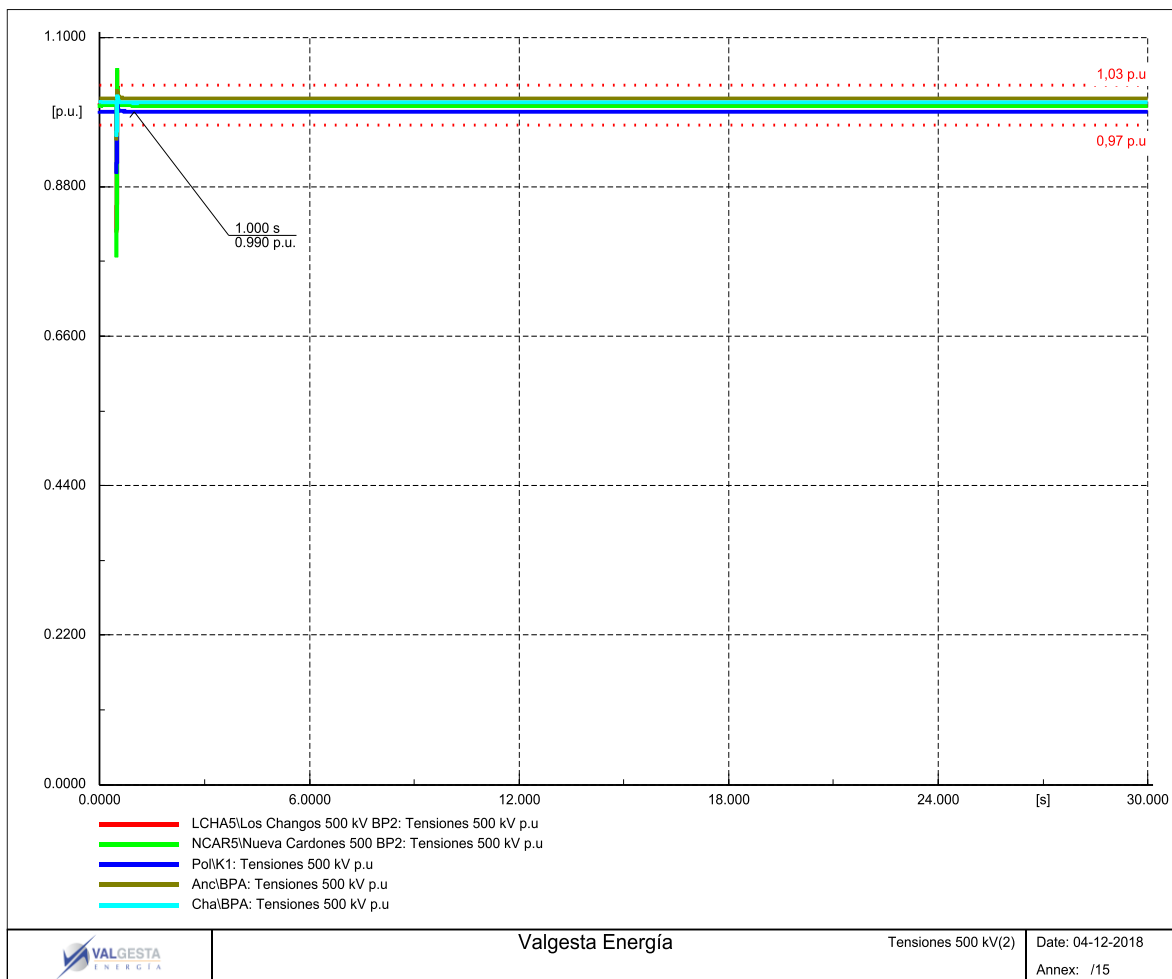
7.7 Caso base al año 2019 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 99. Frecuencia del Sistema



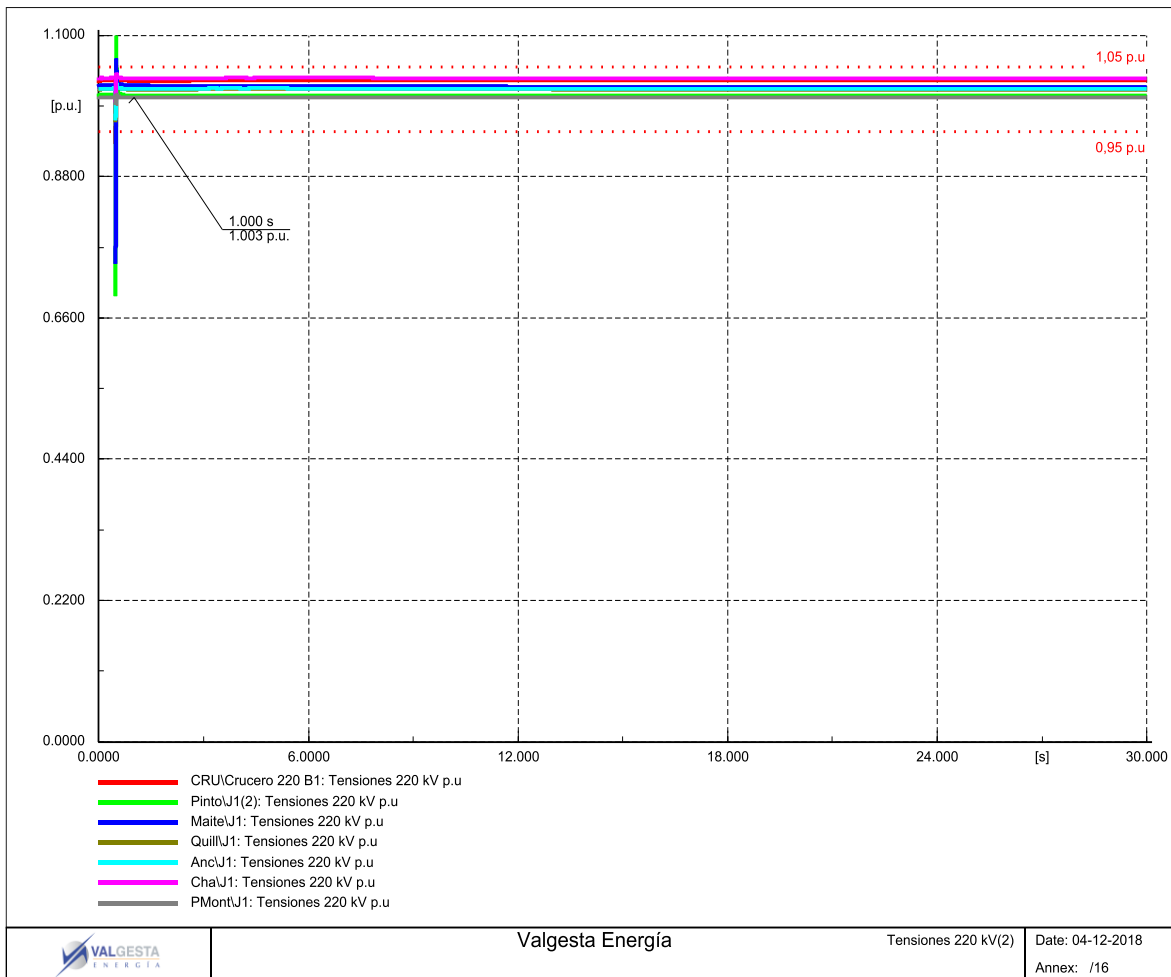
Fuente: Valgesta Energía

Figura 100. Tensiones en barras de 500 kV



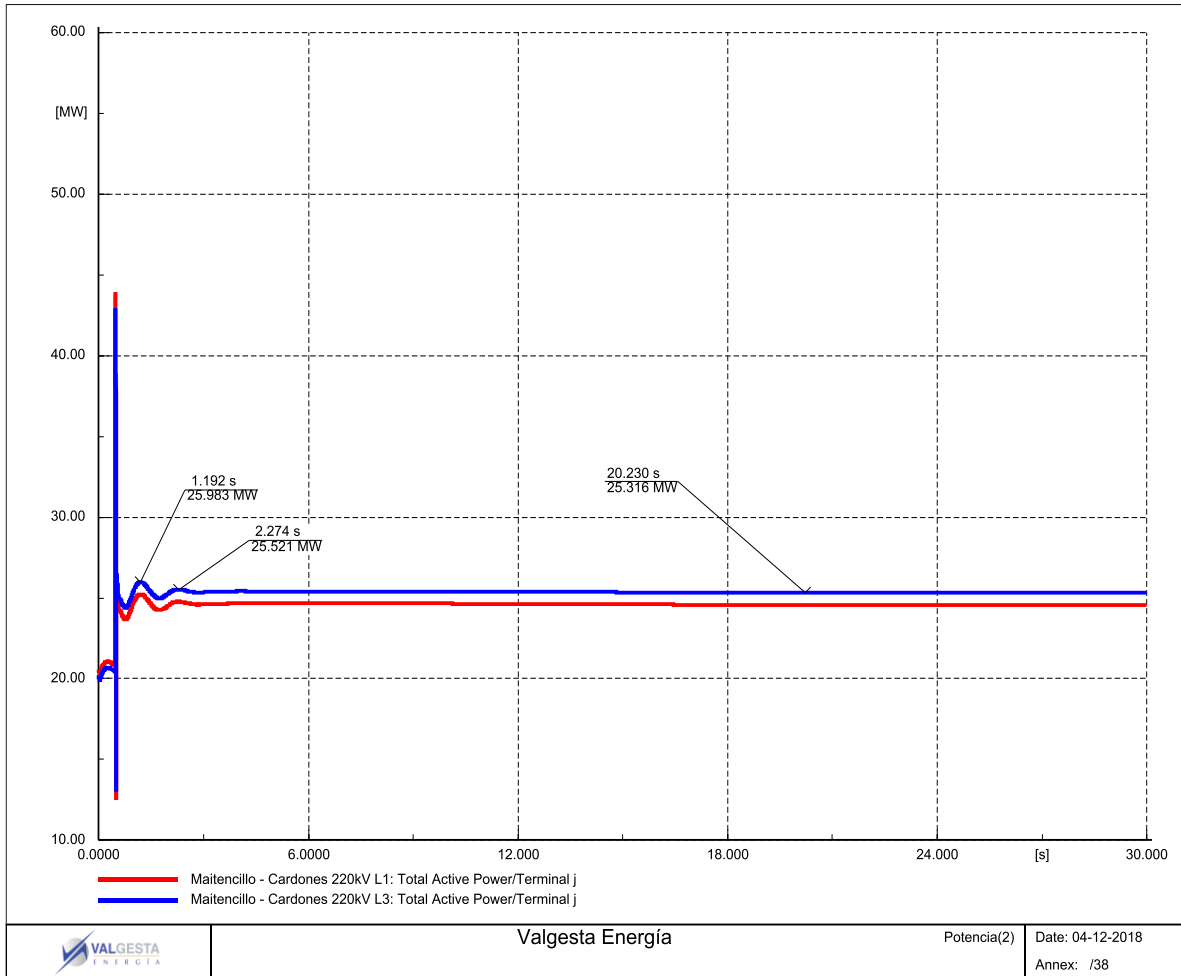
Fuente: Valgesta Energía

Figura 101. Tensiones en barras de 220 kV



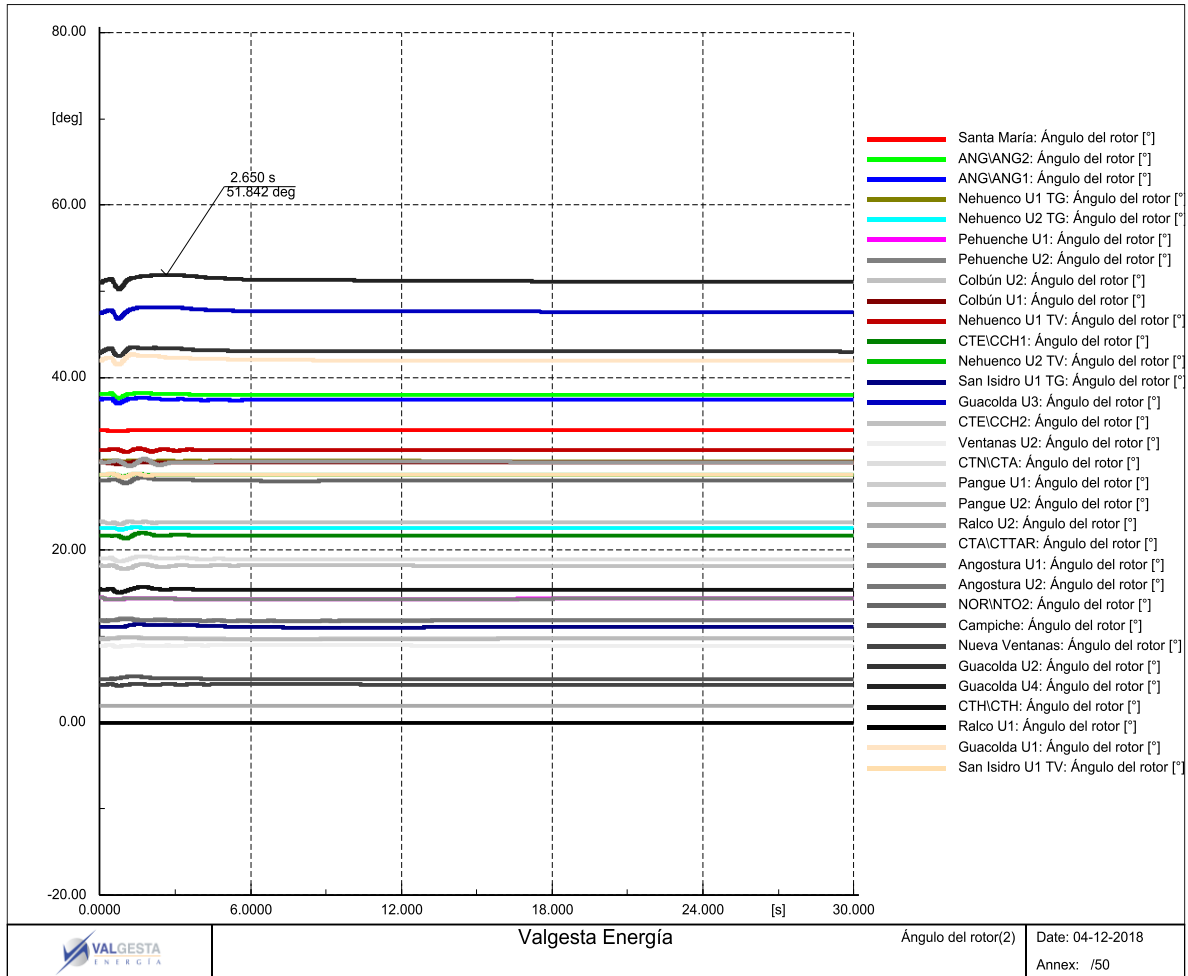
Fuente: Valgesta Energía

Figura 102. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

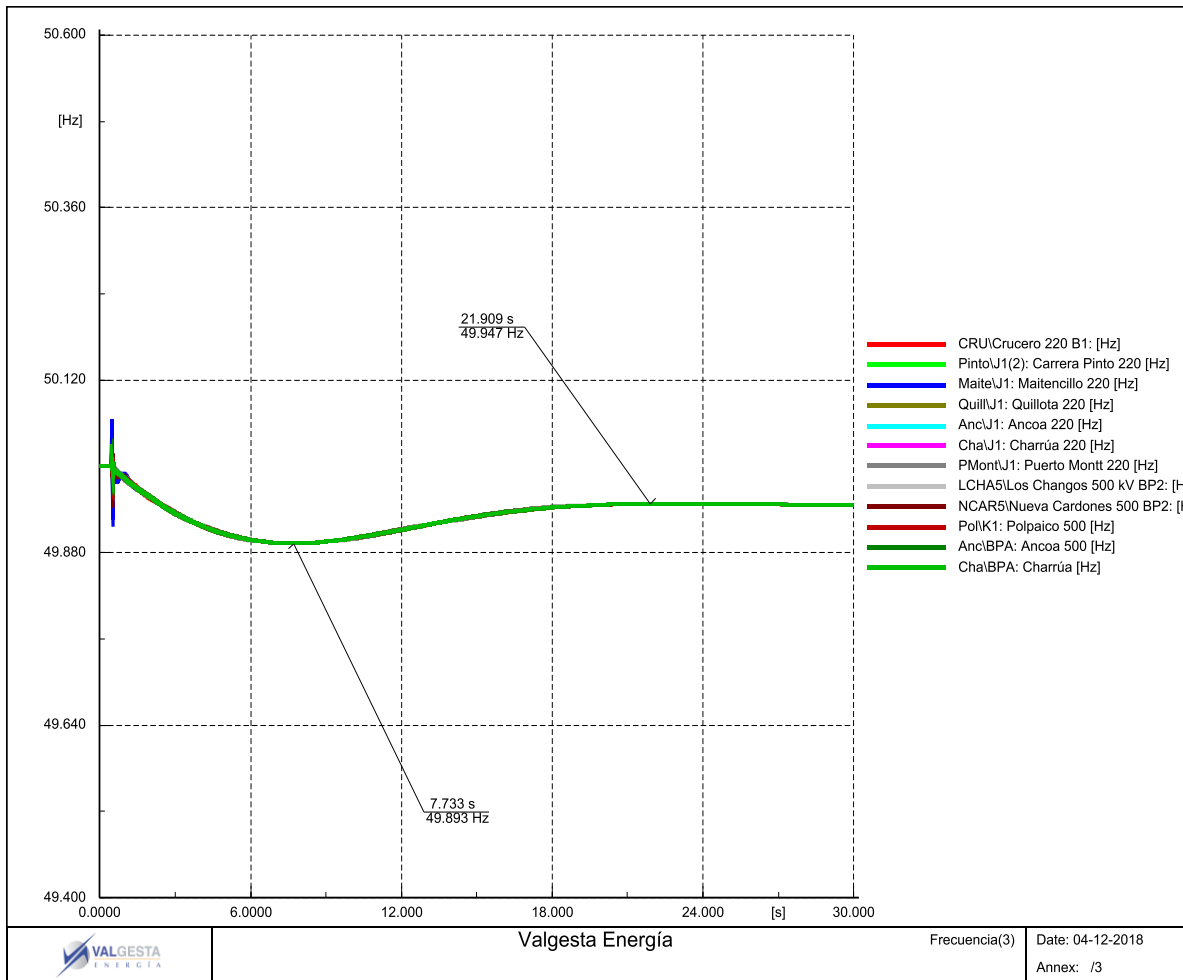
Figura 103. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

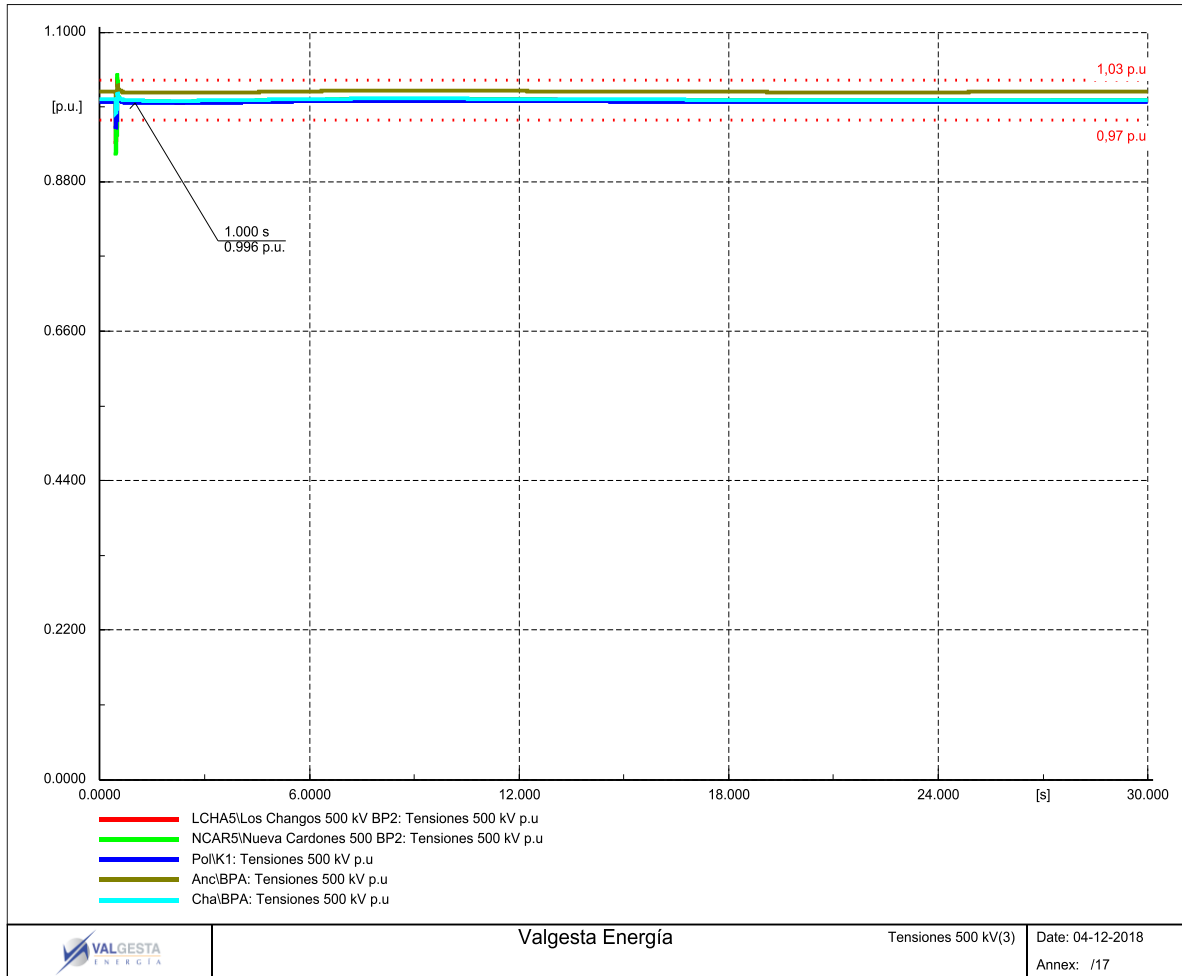
7.8 Caso base al año 2019 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda

Figura 104. Frecuencia del Sistema



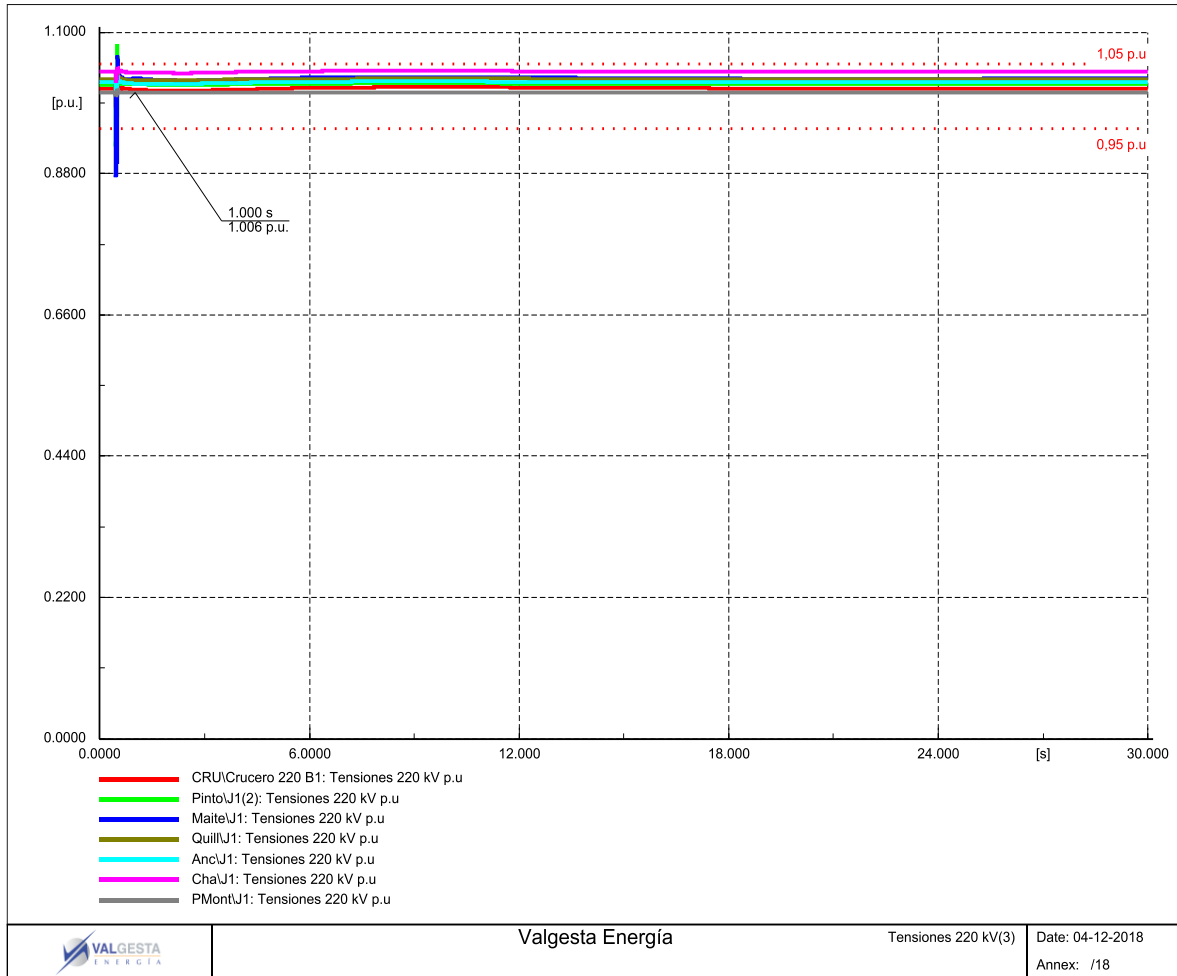
Fuente: Valgesta Energía

Figura 105. Tensiones en barras de 500 kV



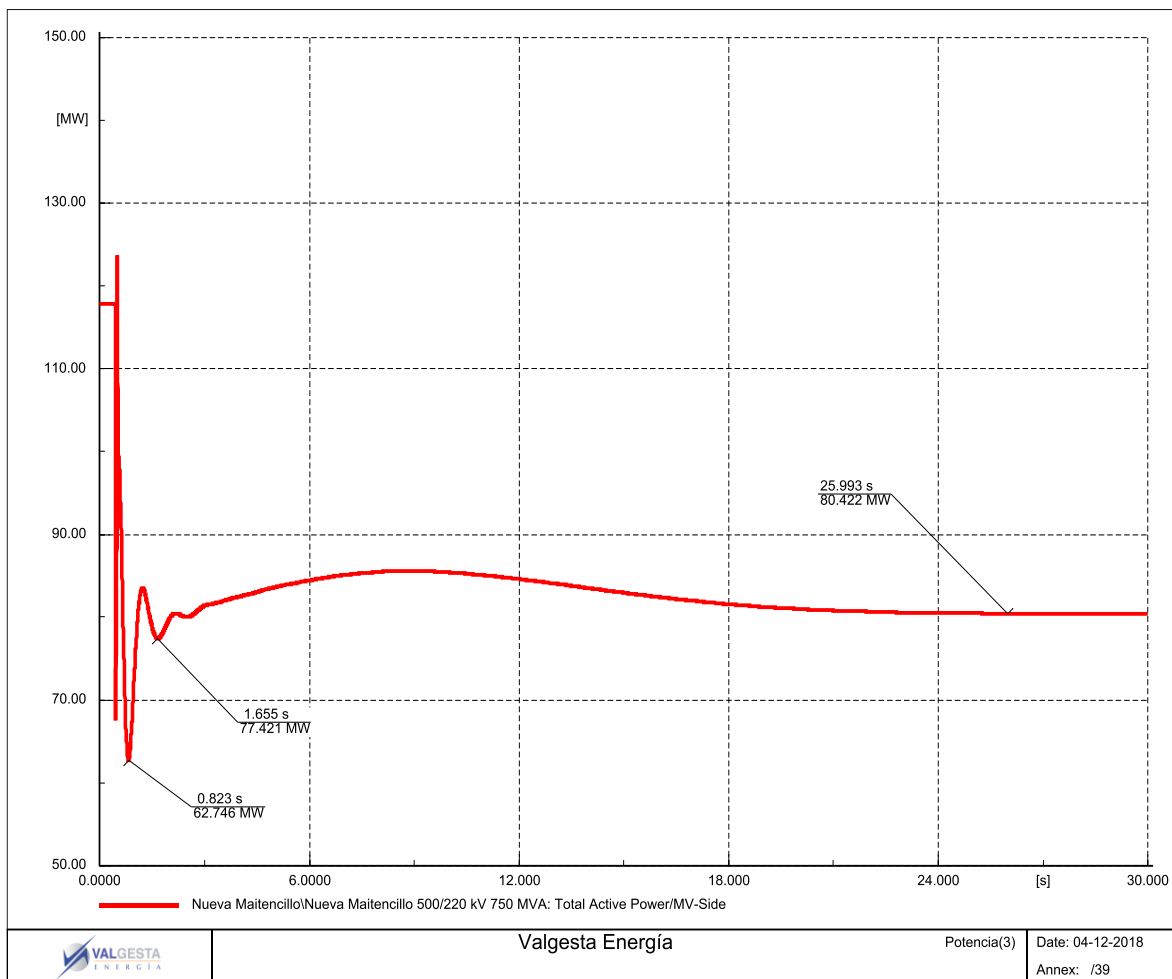
Fuente: Valgesta Energía

Figura 106. Tensiones en barras de 220 kV



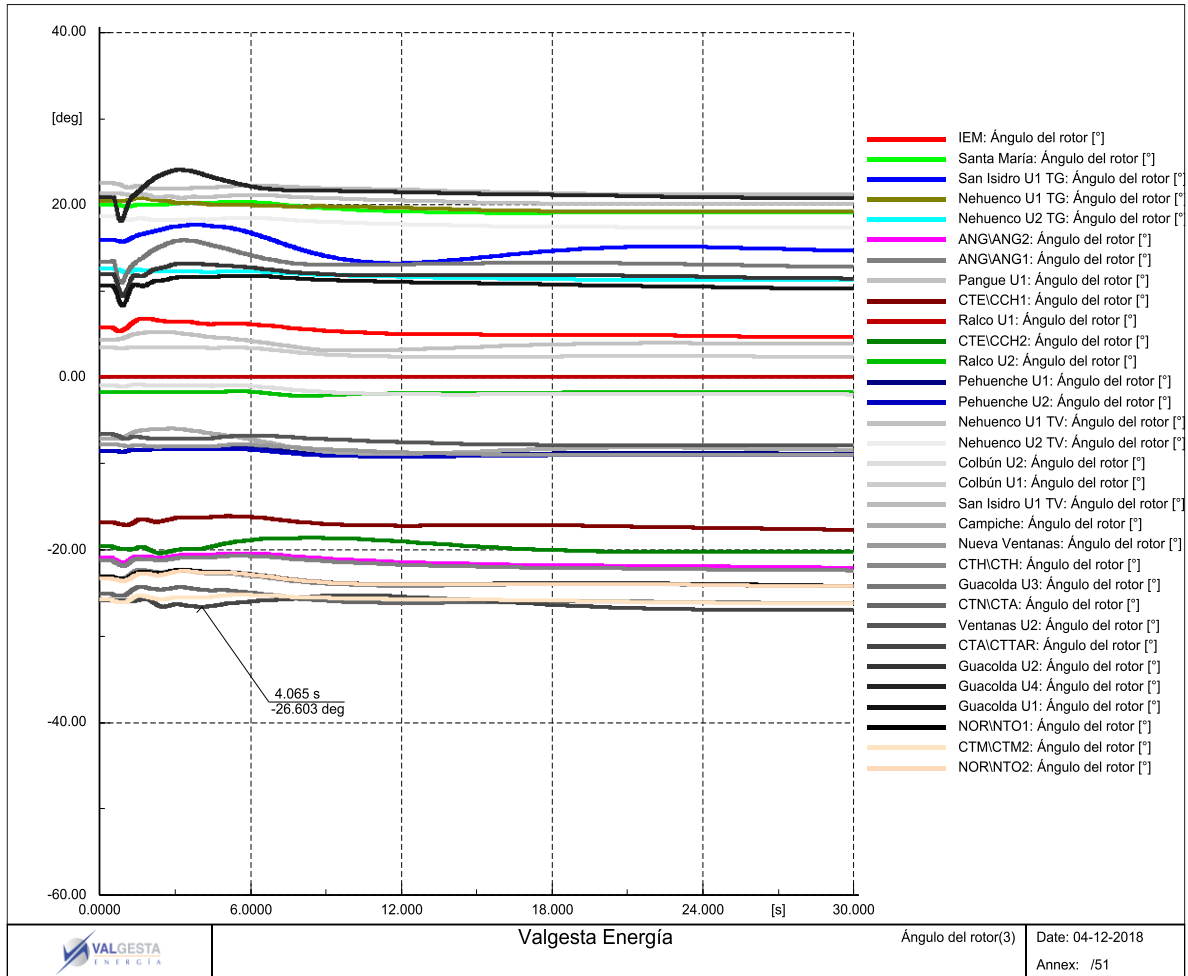
Fuente: Valgesta Energía

Figura 107. Flujos de potencia activa en trafa Nueva Maitencillo 500/220 kV



Fuente: Valgesta Energía

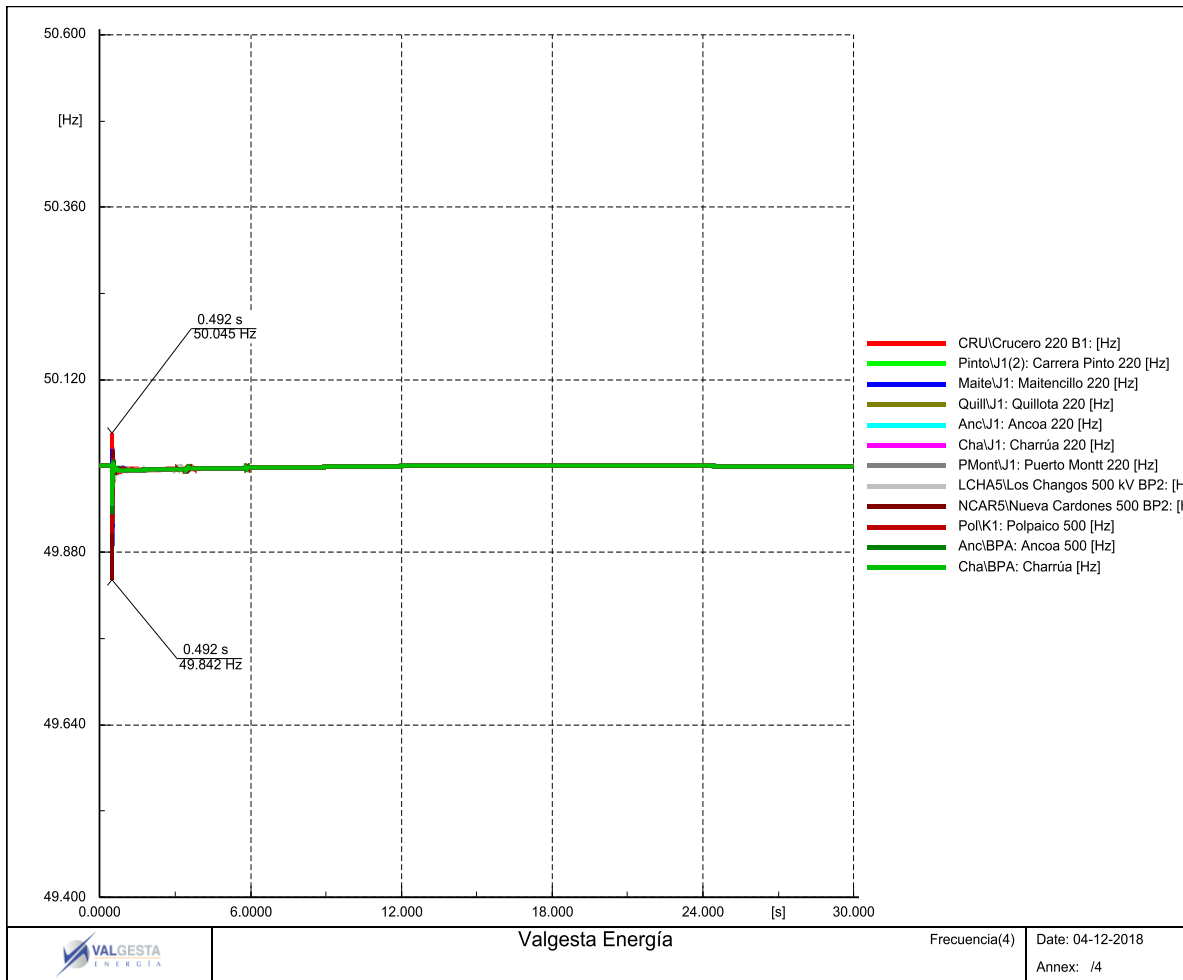
Figura 108. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

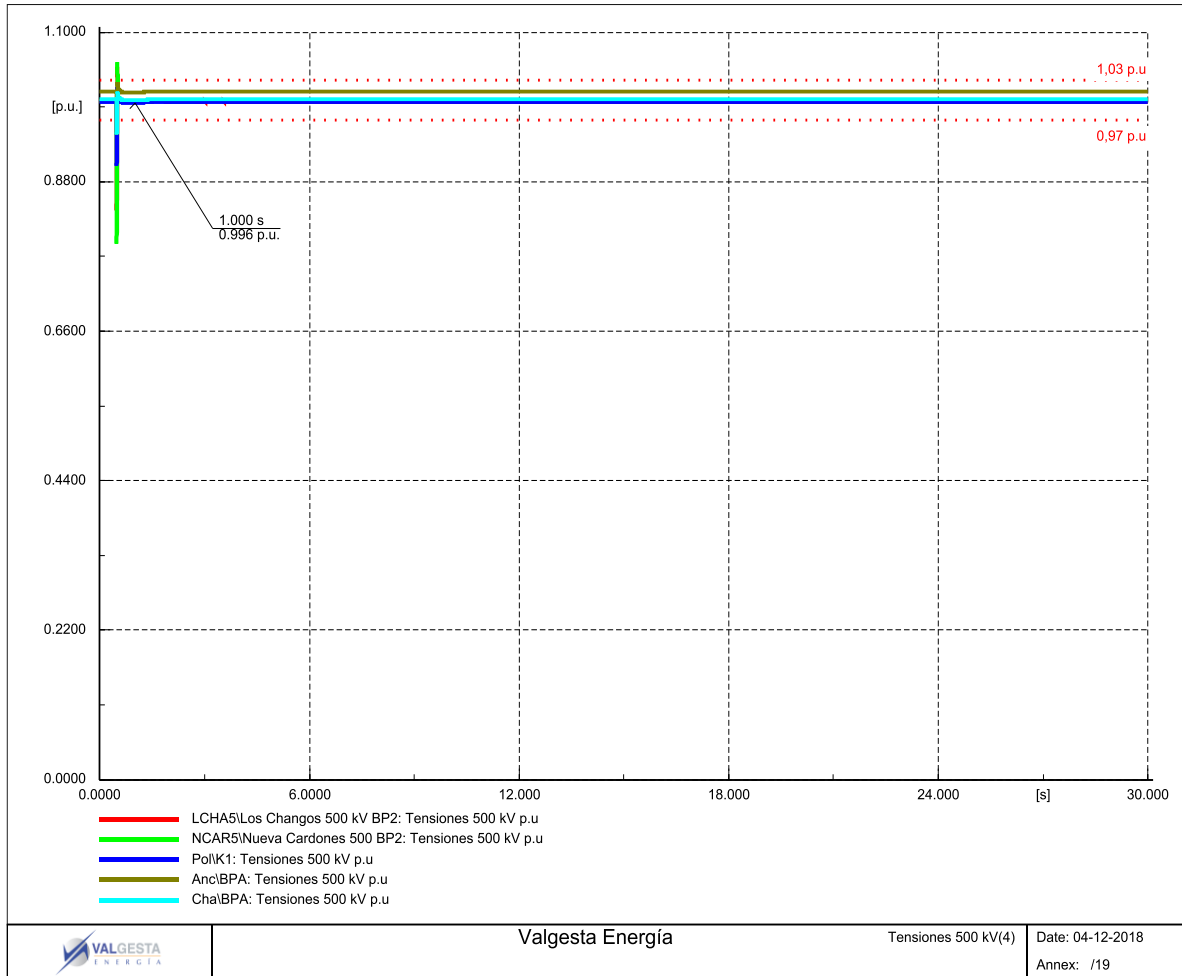
7.9 Caso base al año 2019 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 109. Frecuencia del Sistema



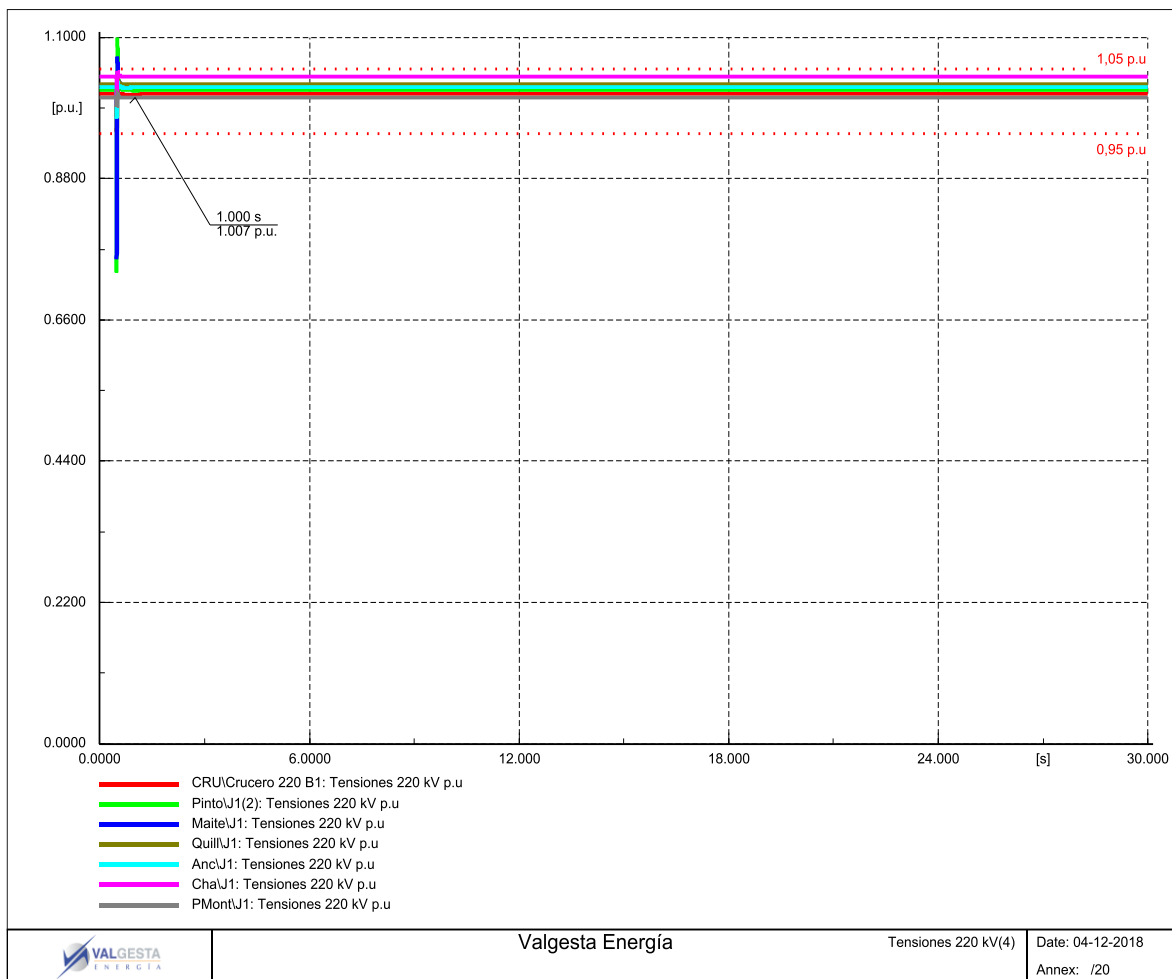
Fuente: Valgesta Energía

Figura 110. Tensiones en barras de 500 kV



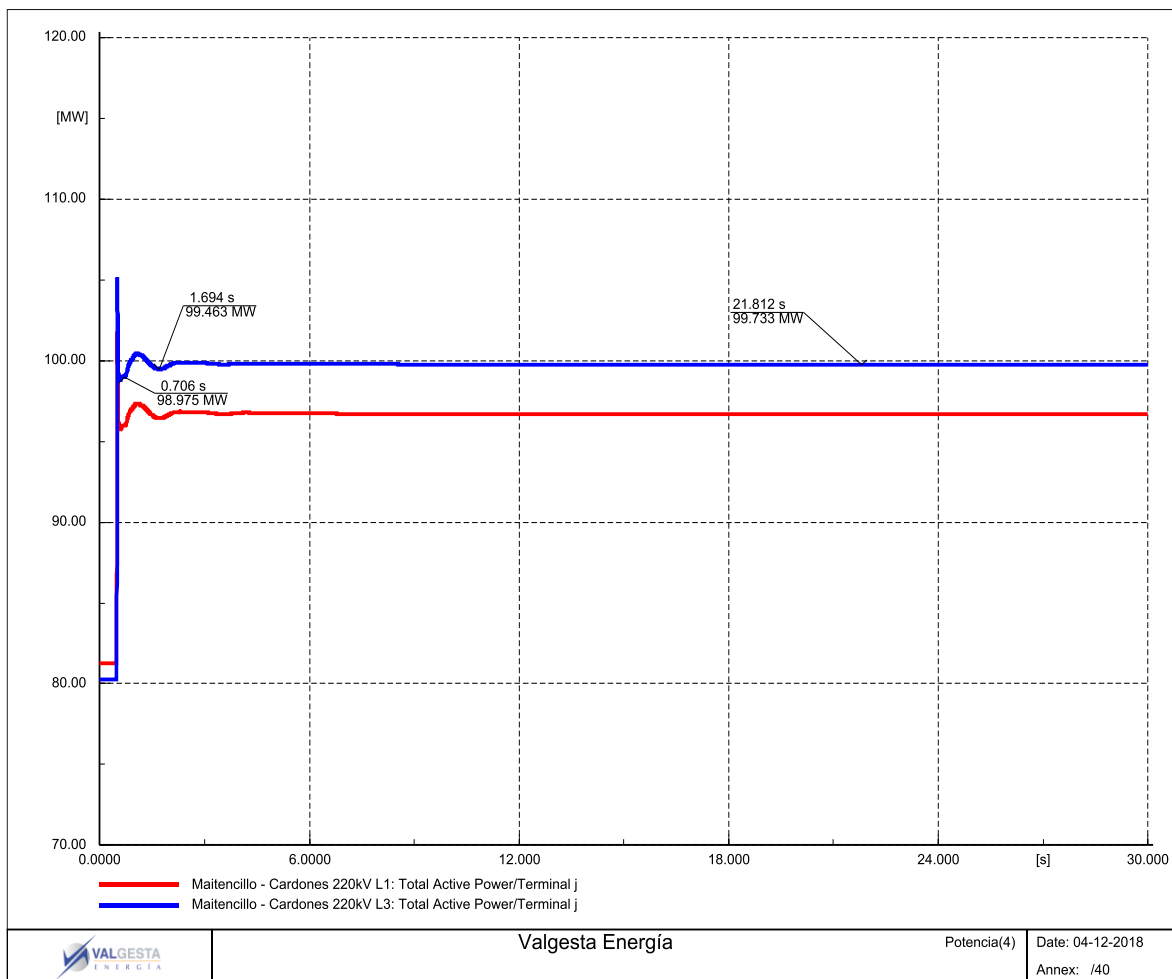
Fuente: Valgesta Energía

Figura 111. Tensiones en barras de 220 kV



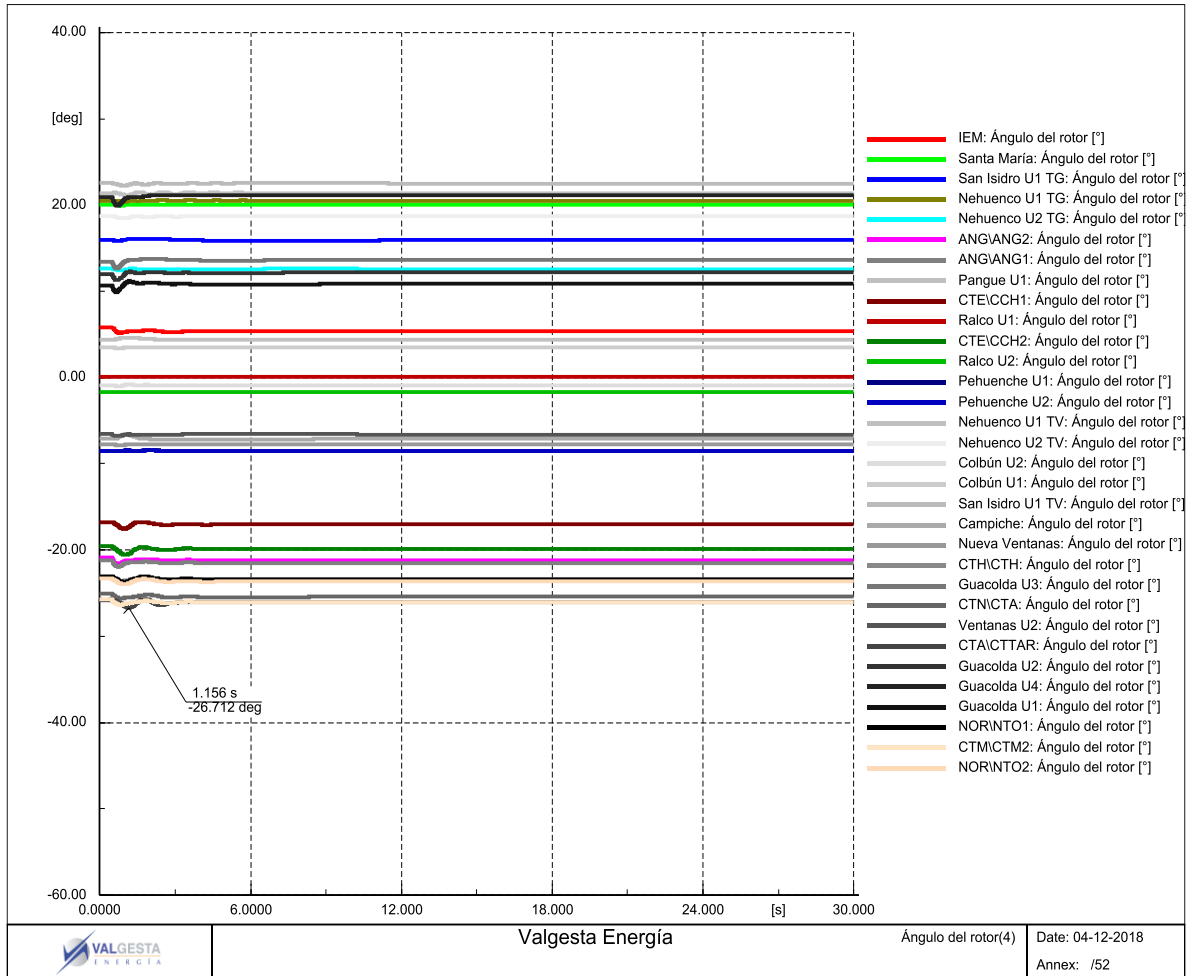
Fuente: Valgesta Energía

Figura 112. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

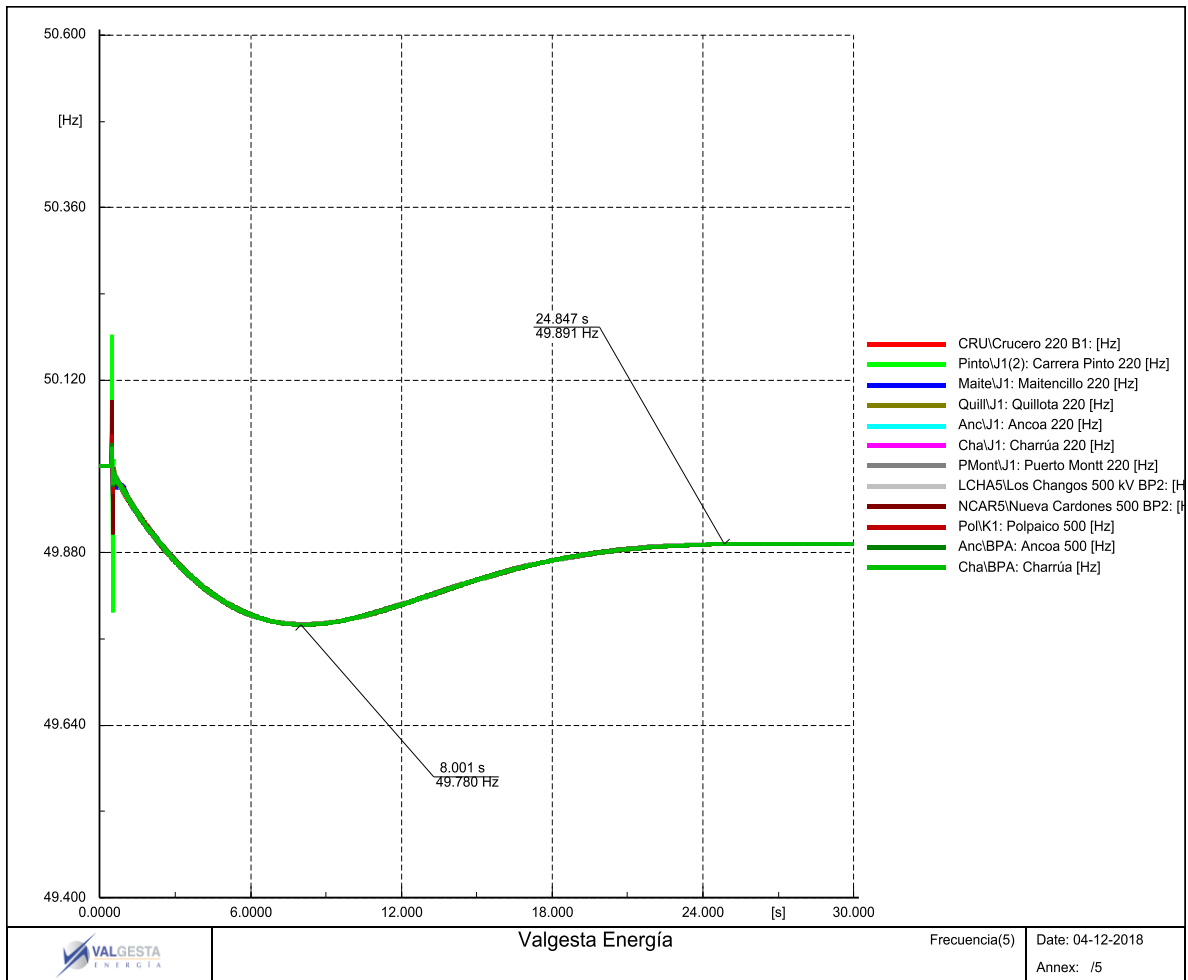
Figura 113. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

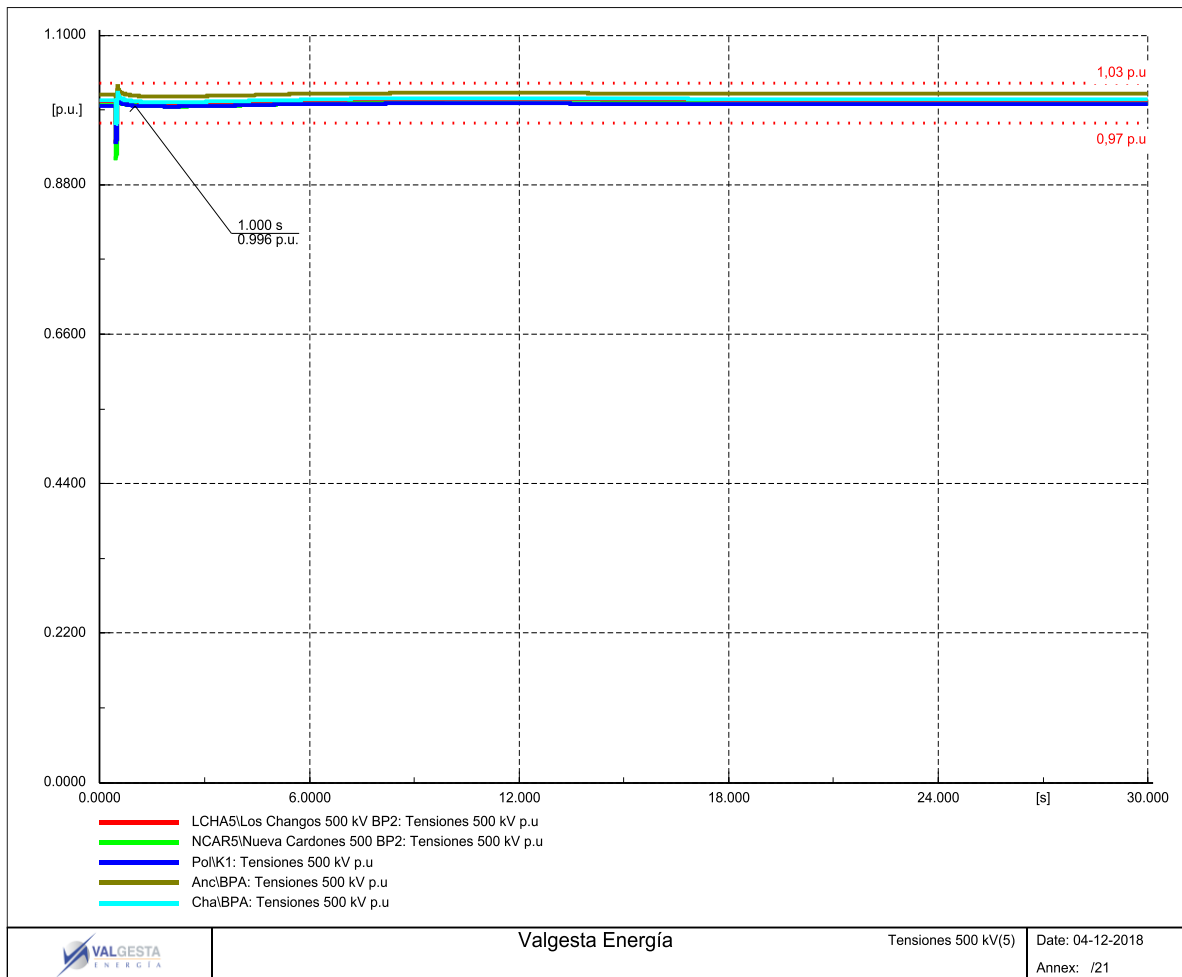
7.10 Caso Descarbondizado al año 2030 – 4 pm: Desconexión Central El Romero

Figura 114. Frecuencia del Sistema



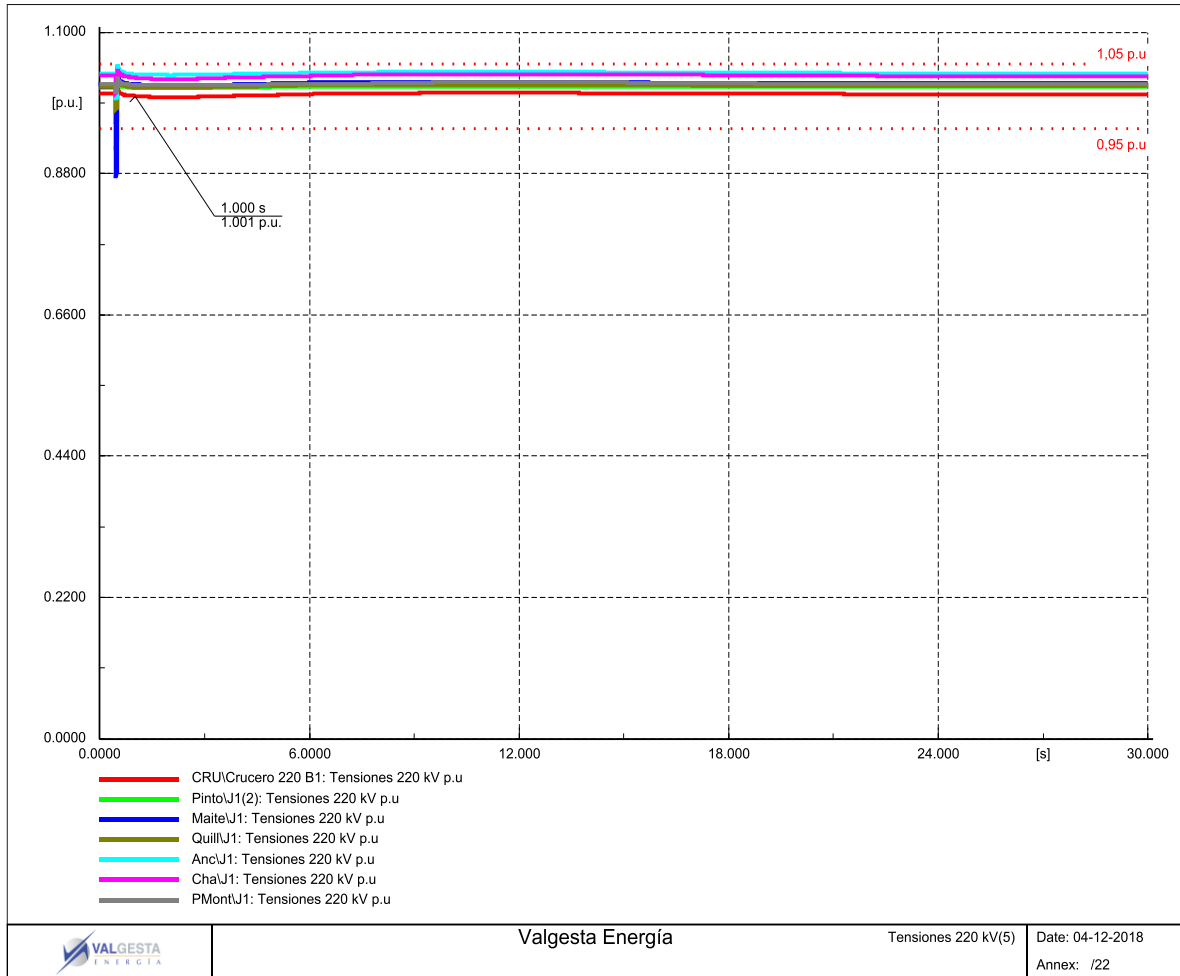
Fuente: Valgesta Energía

Figura 115. Tensiones en barras de 500 kV



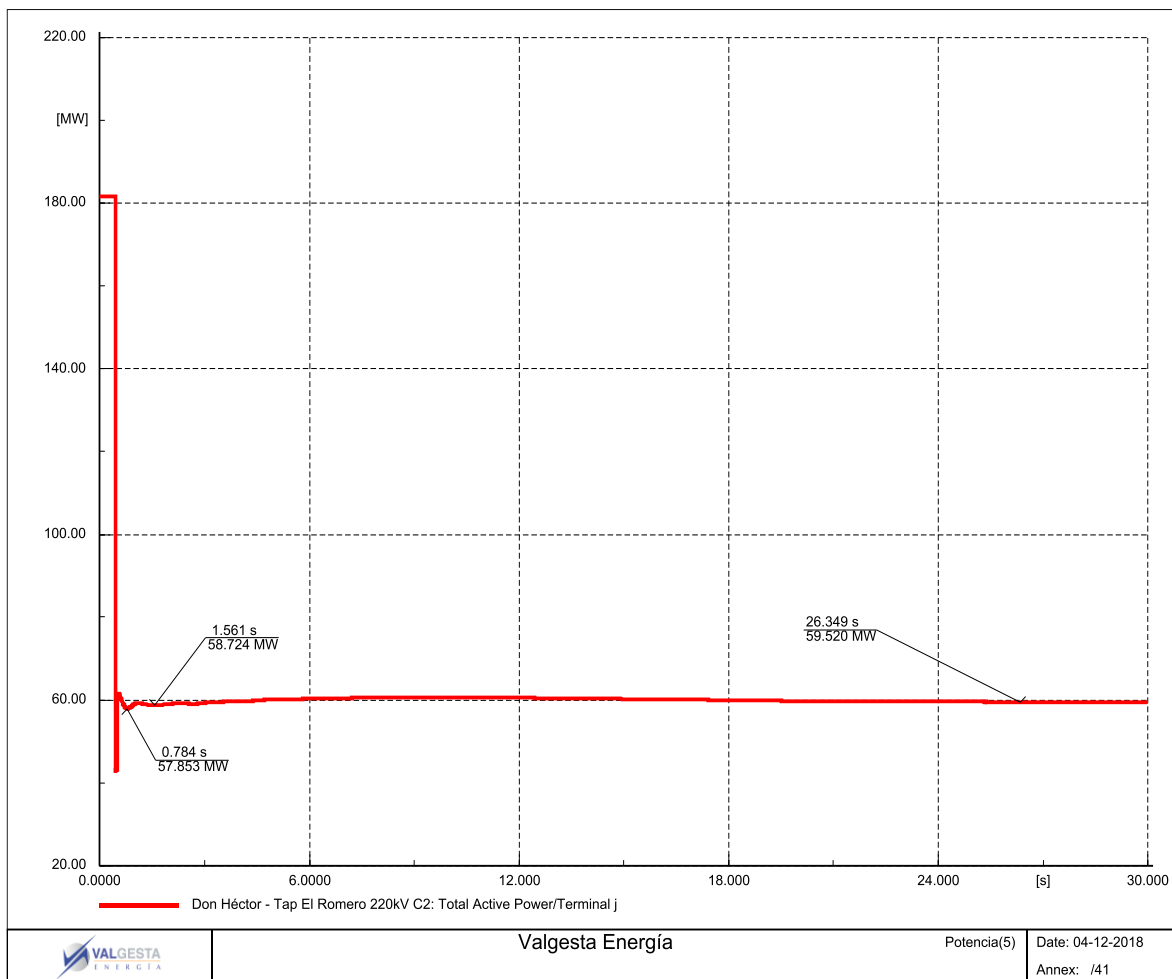
Fuente: Valgesta Energía

Figura 116. Tensiones en barras de 220 kV



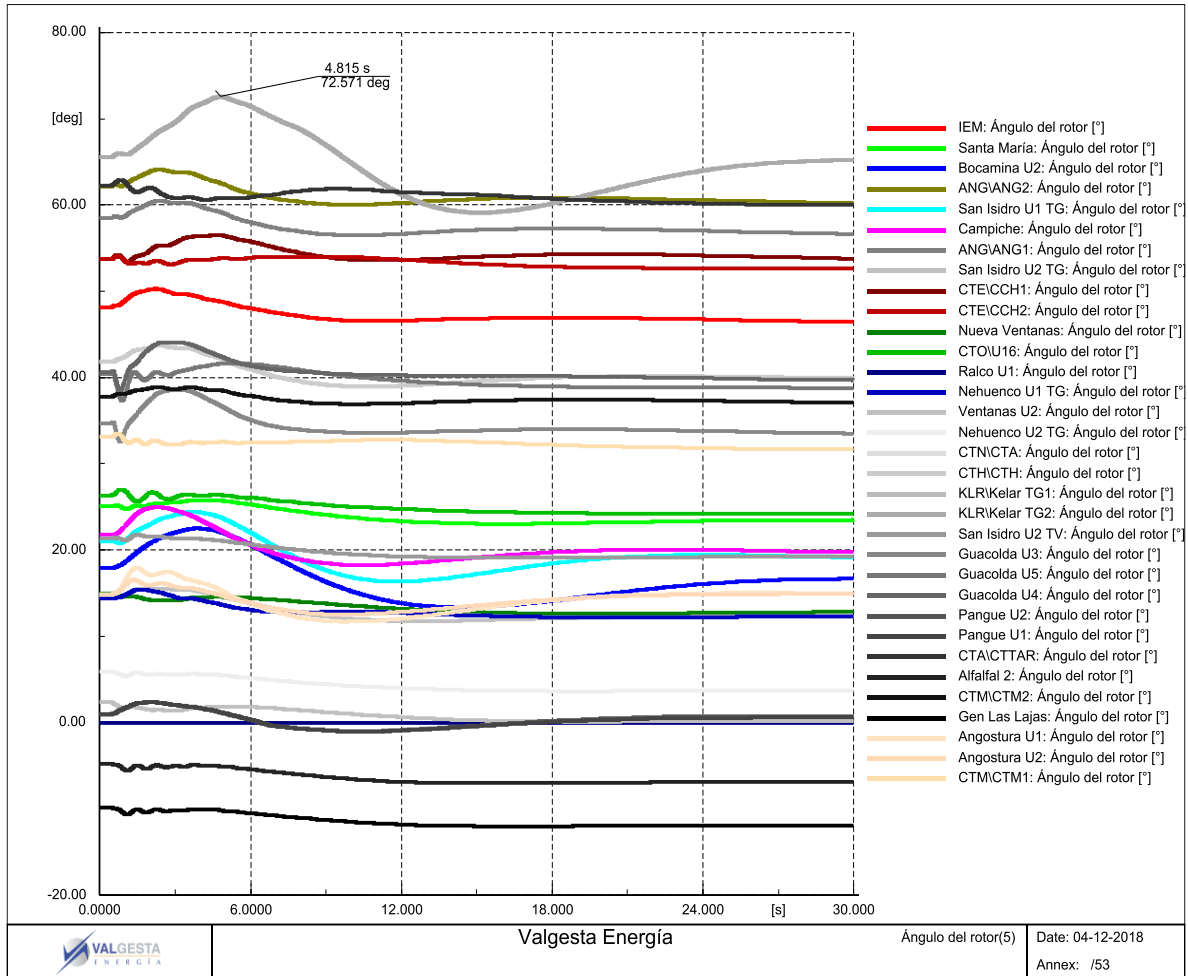
Fuente: Valgesta Energía

Figura 117. Flujos de potencia activa en tramo Don Héctor- Tap El Romero 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

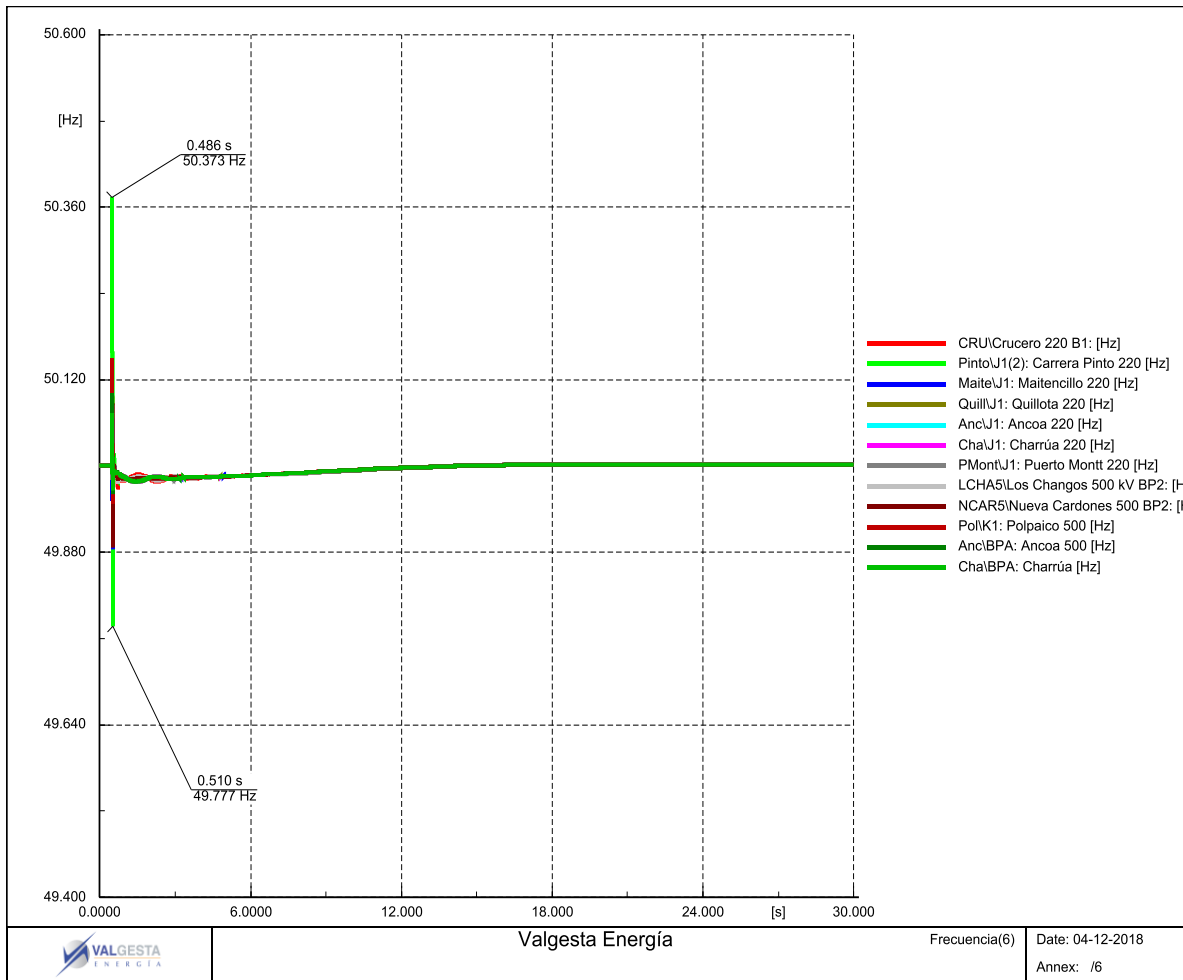
Figura 118. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

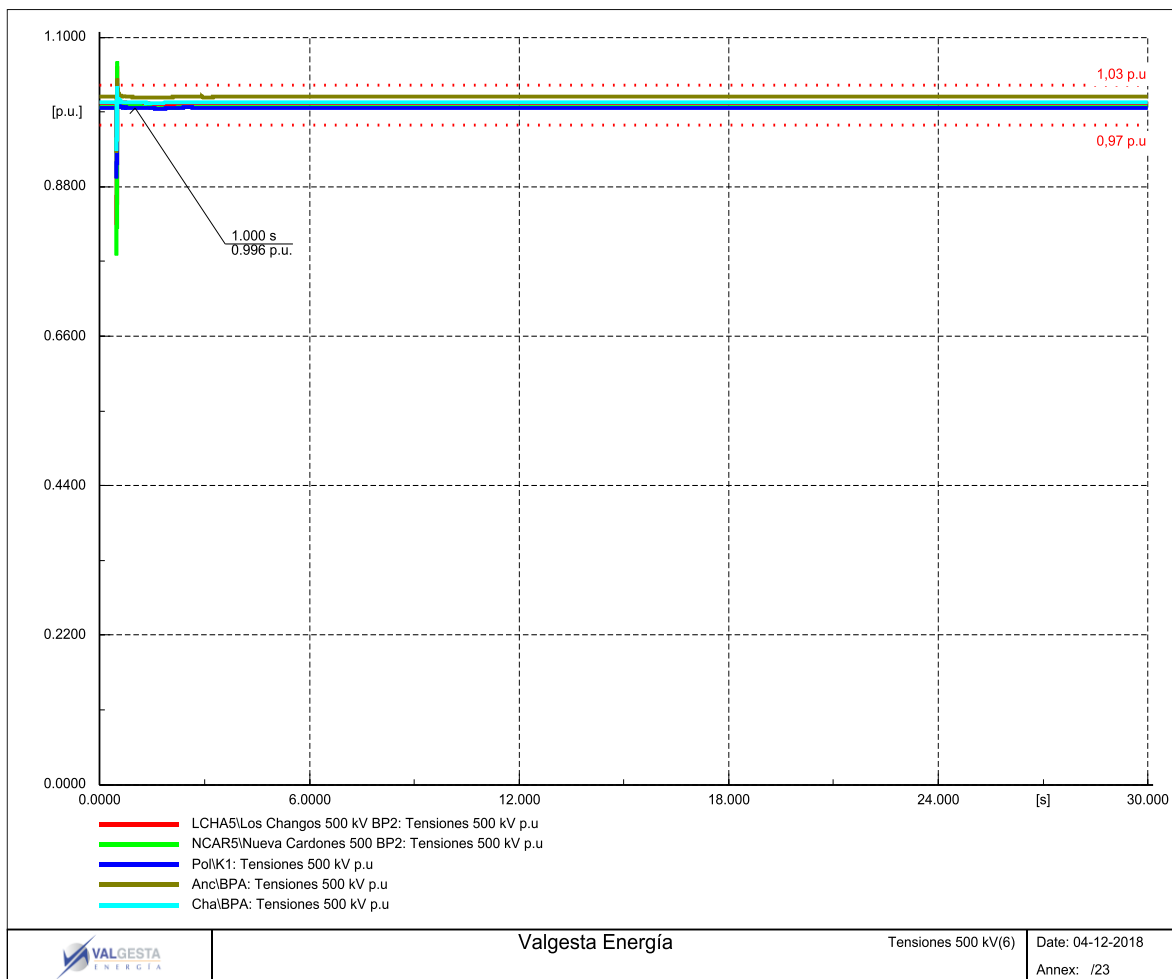
7.11 Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 119. Frecuencia del Sistema



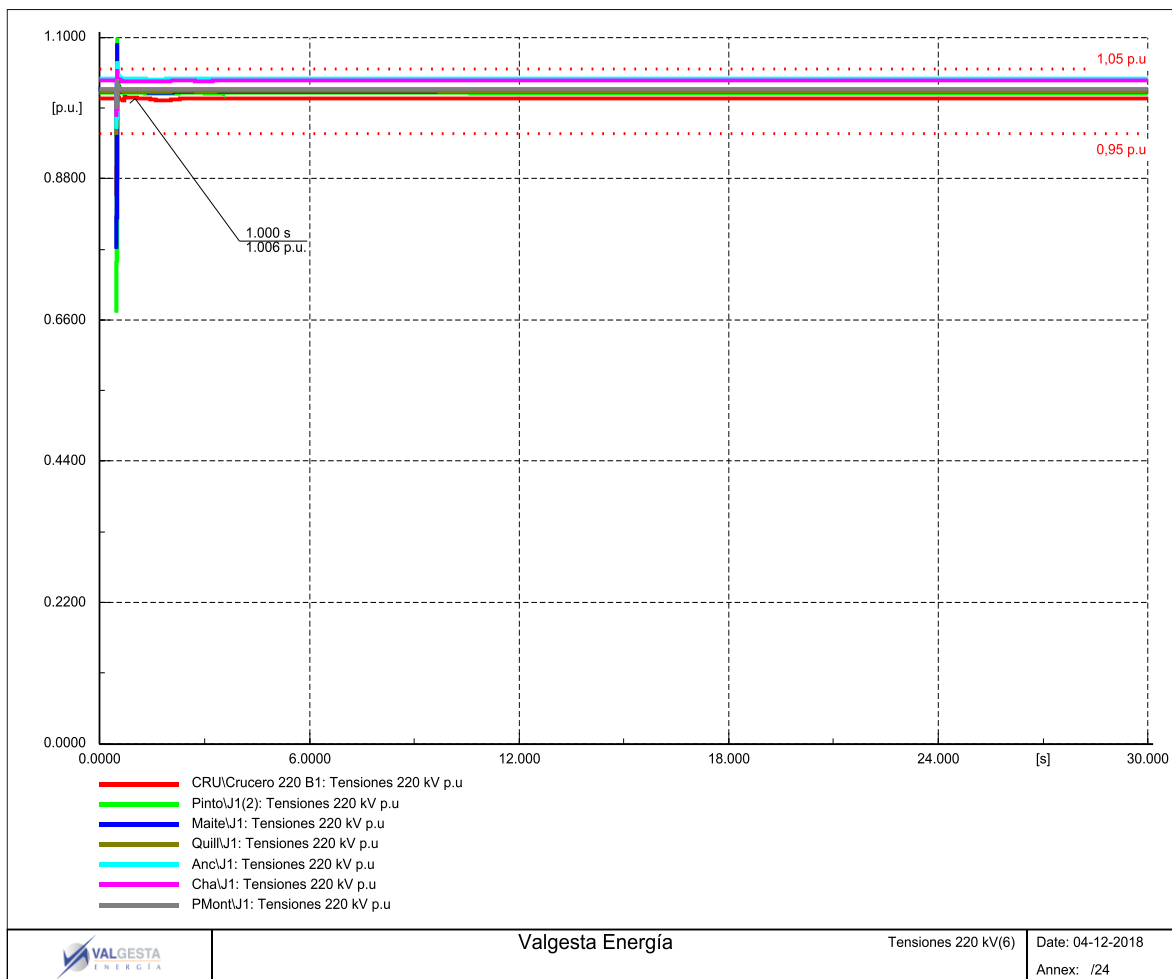
Fuente: Valgesta Energía

Figura 120. Tensiones en barras de 500 kV



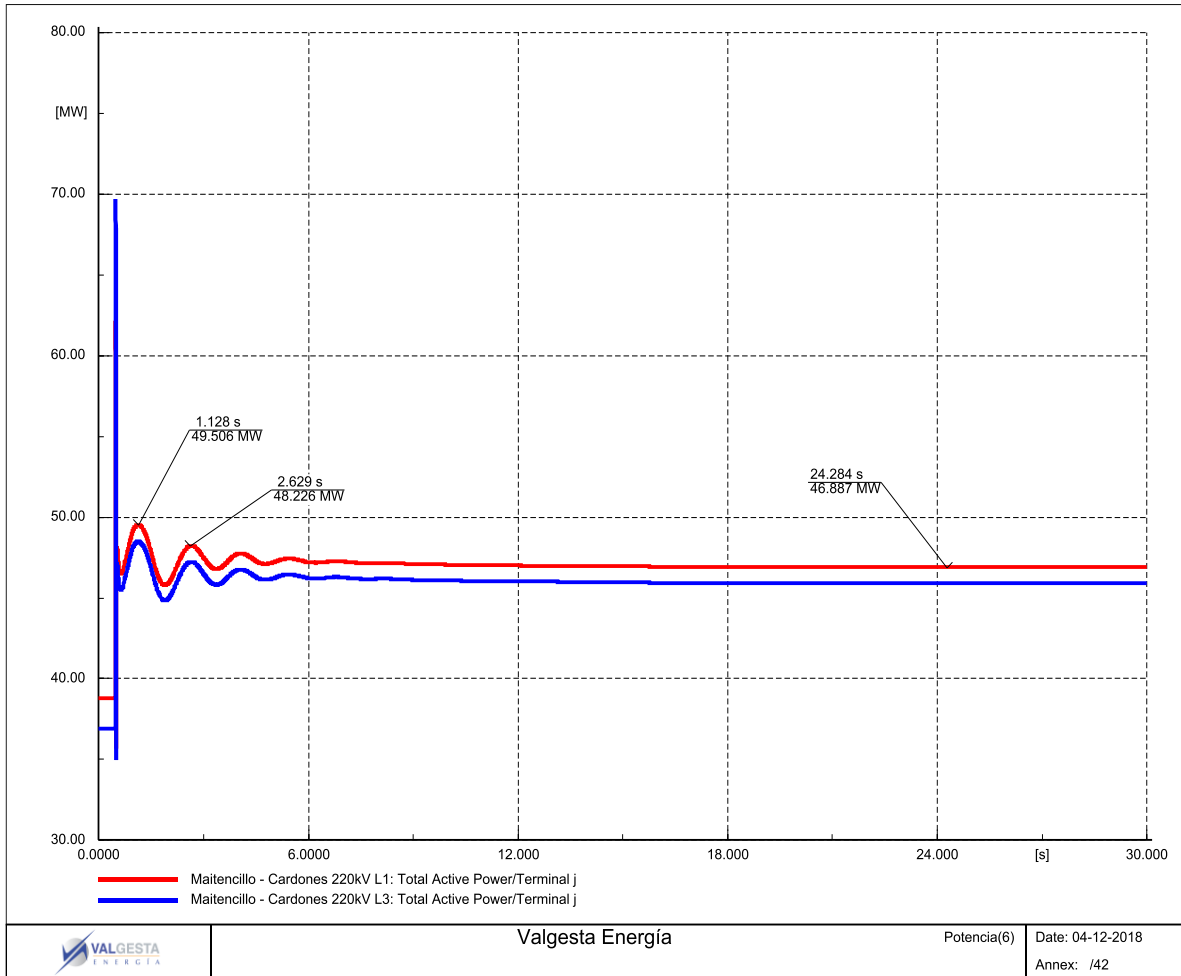
Fuente: Valgesta Energía

Figura 121. Tensiones en barras de 220 kV



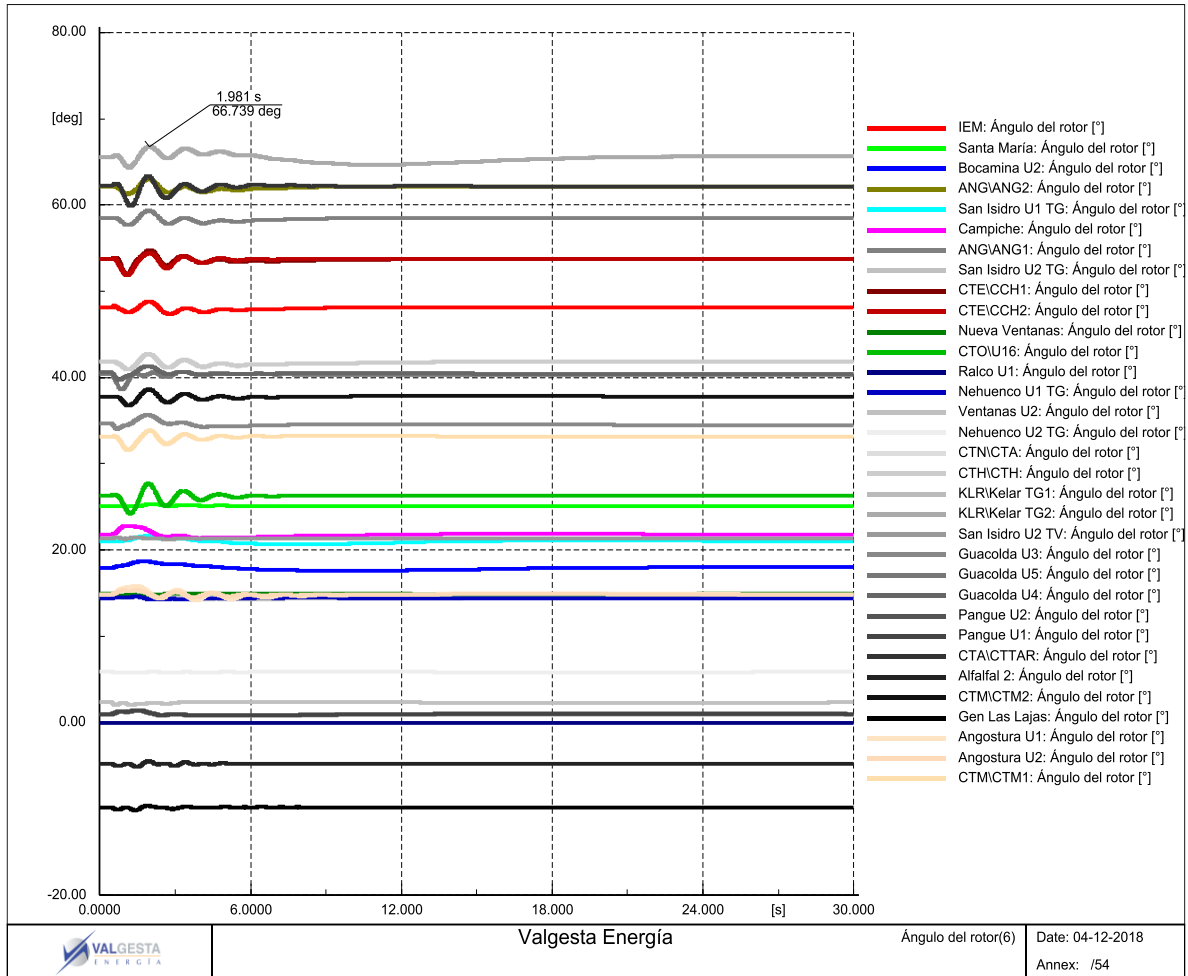
Fuente: Valgesta Energía

Figura 122. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

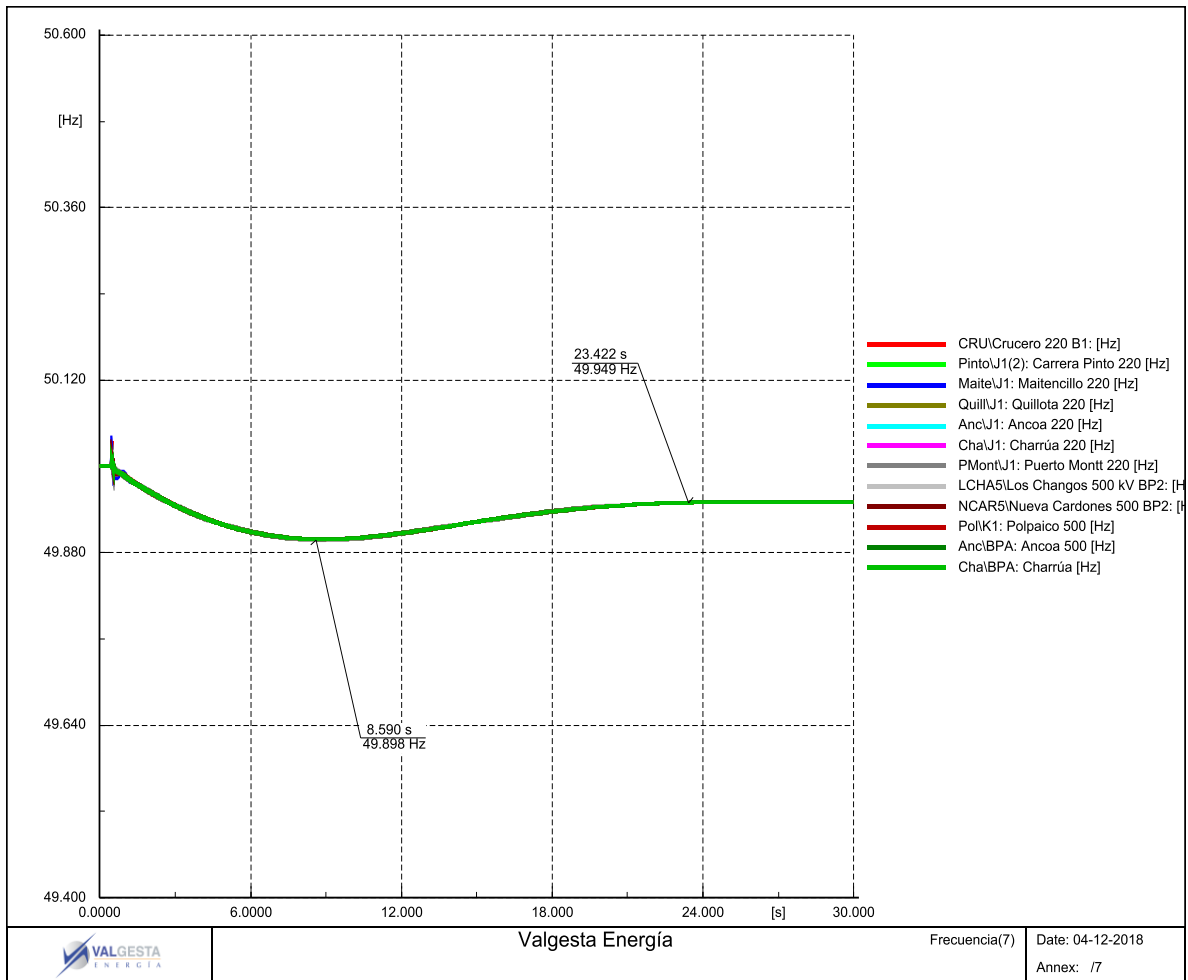
Figura 123. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

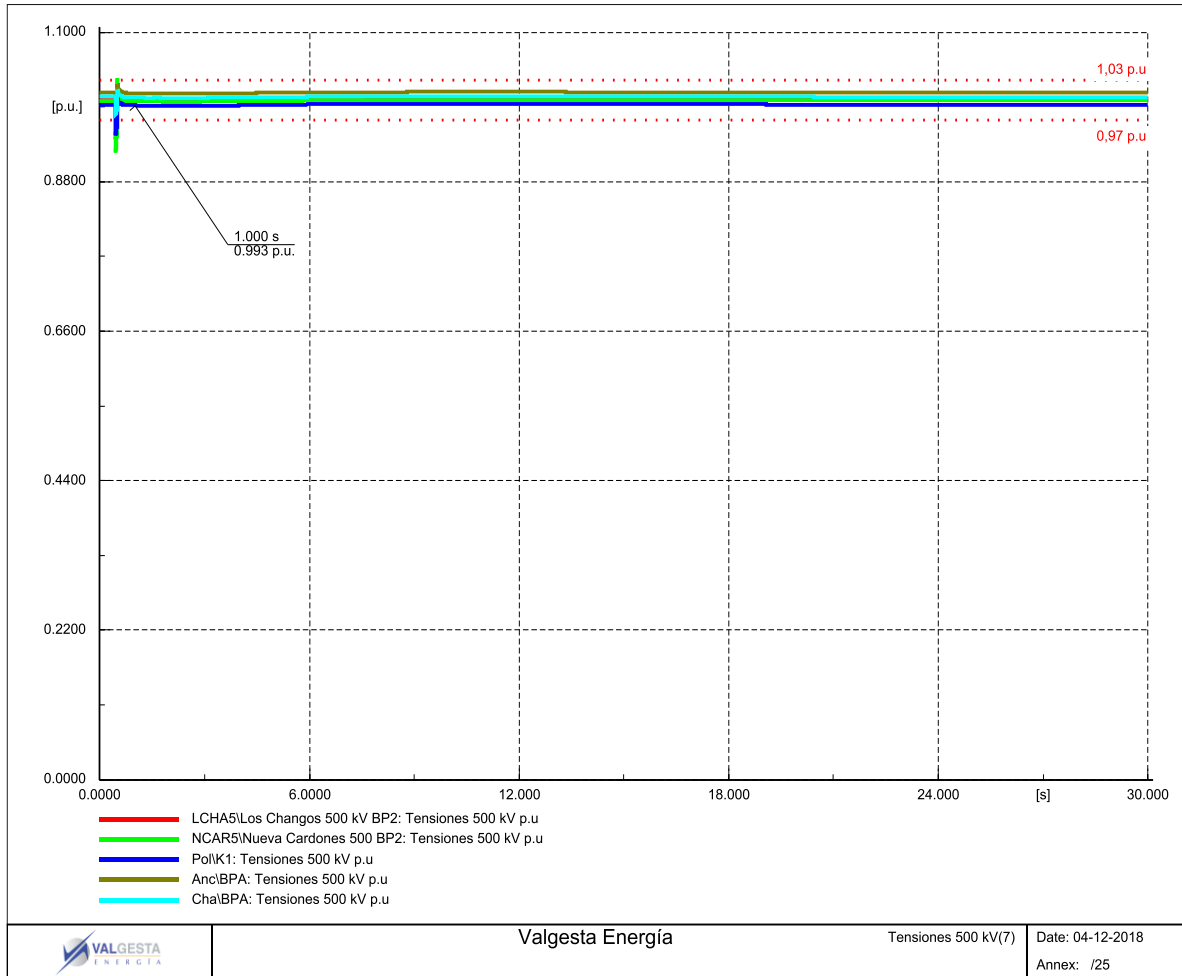
7.12 Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda

Figura 124. Frecuencia del Sistema



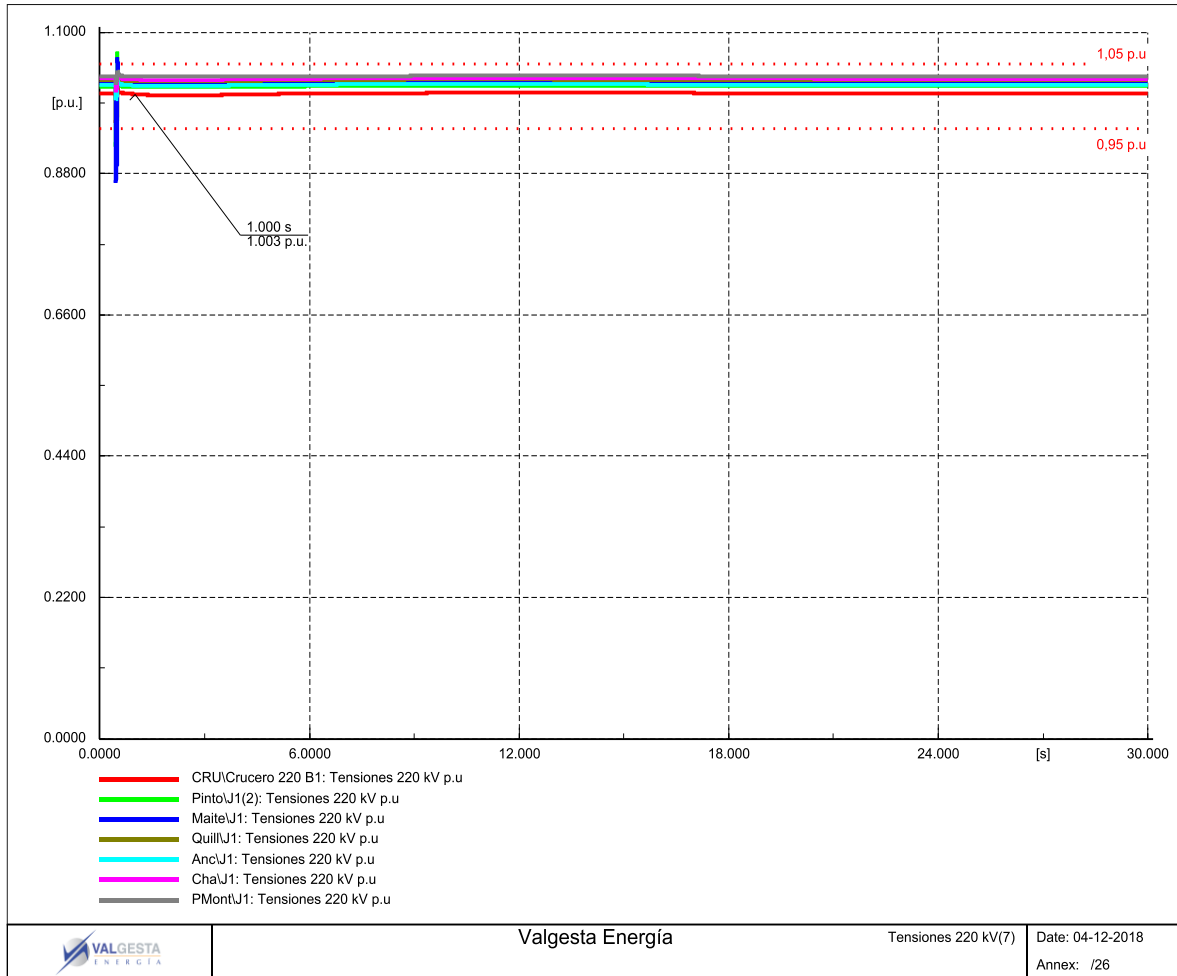
Fuente: Valgesta Energía

Figura 125. Tensiones en barras de 500 kV



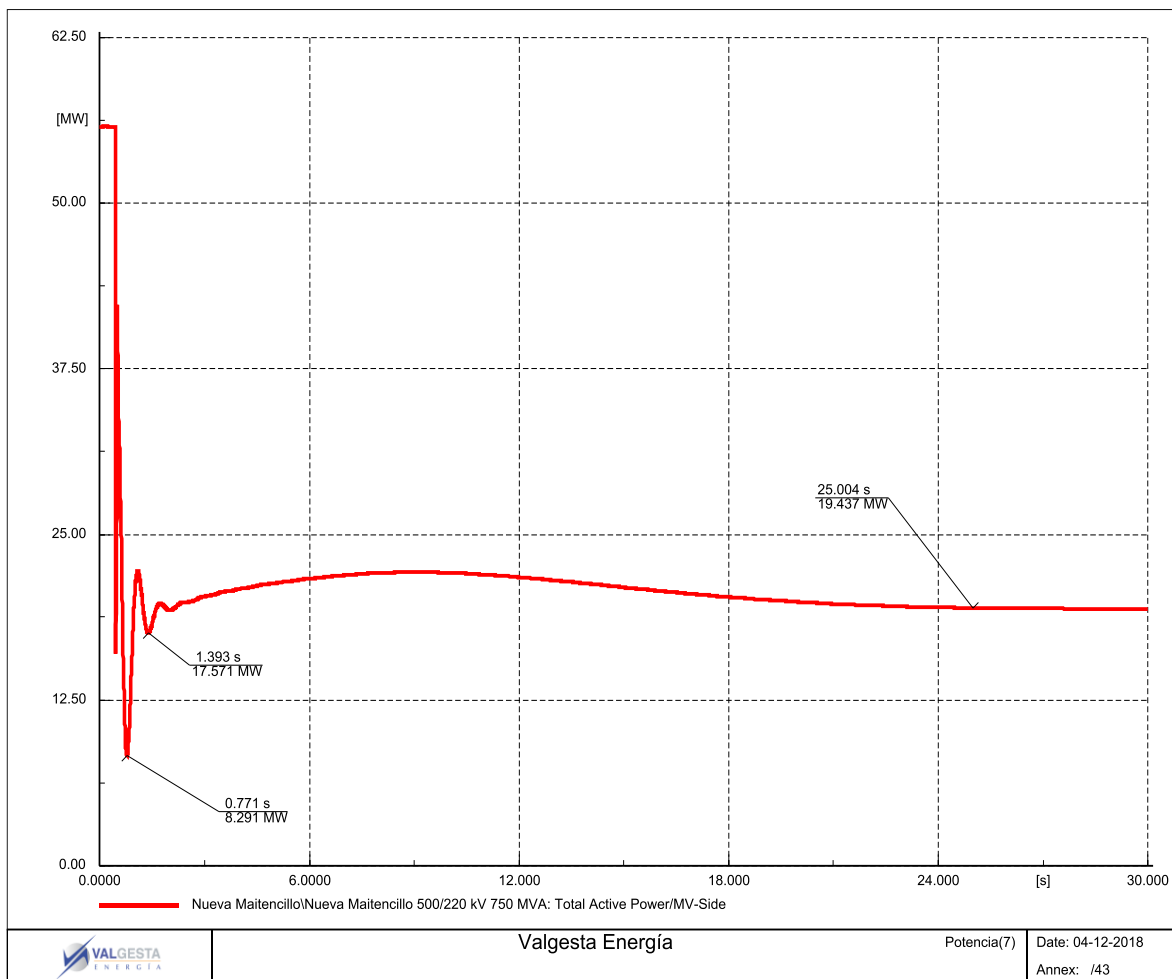
Fuente: Valgesta Energía

Figura 126. Tensiones en barras de 220 kV



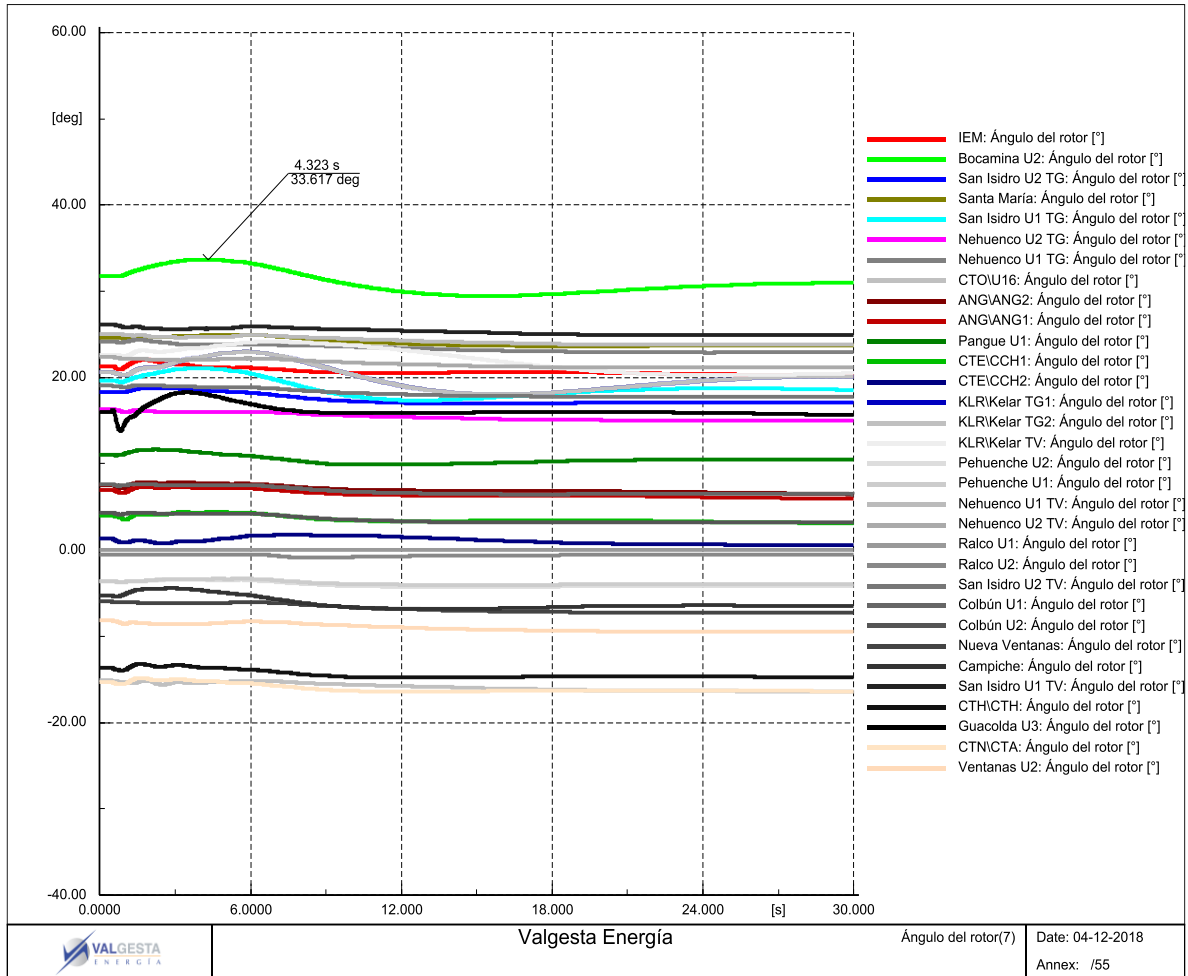
Fuente: Valgesta Energía

Figura 127. Flujos de potencia activa en trafa Nueva Maitencillo 500/220 kV



Fuente: Valgesta Energía

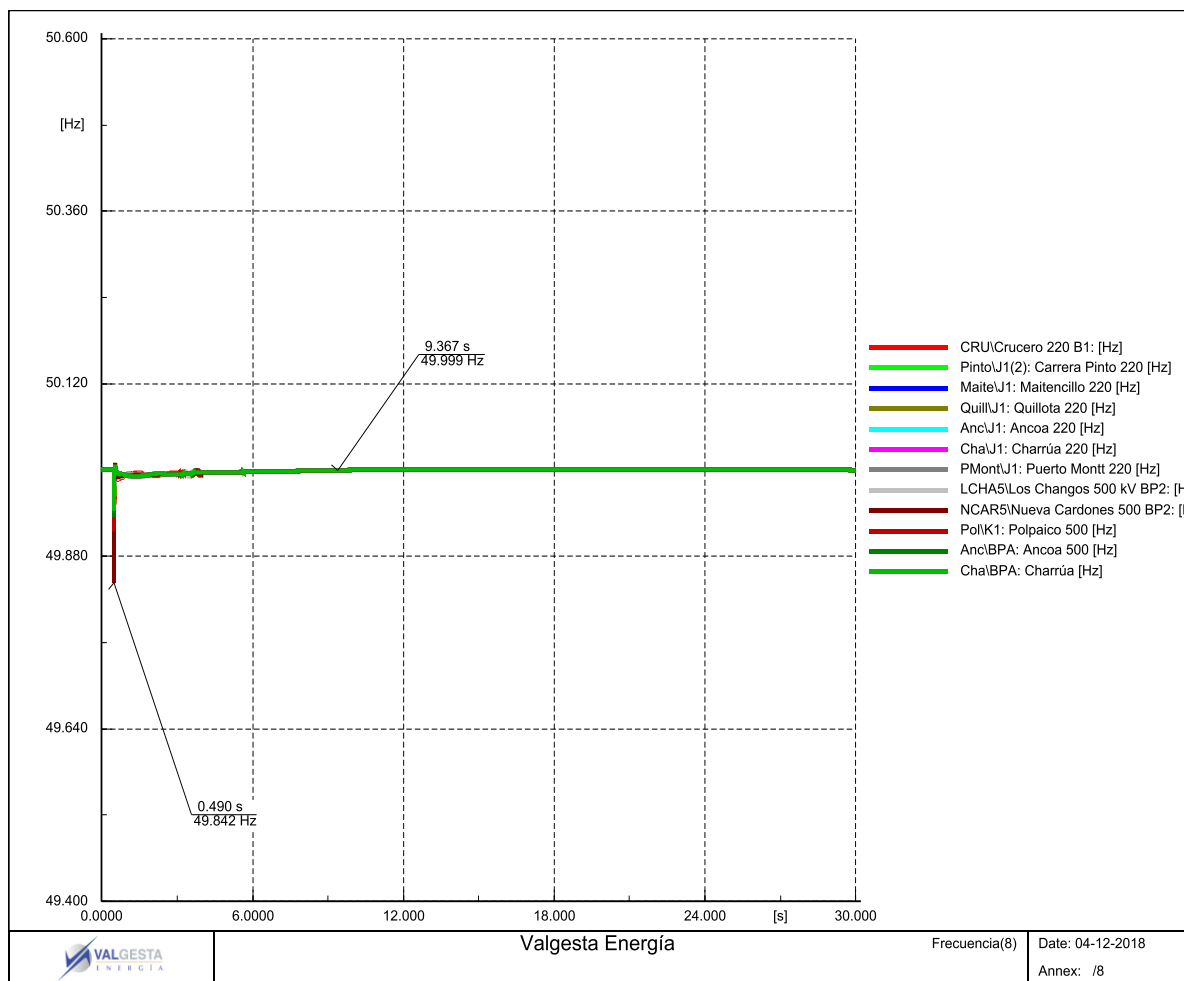
Figura 128. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

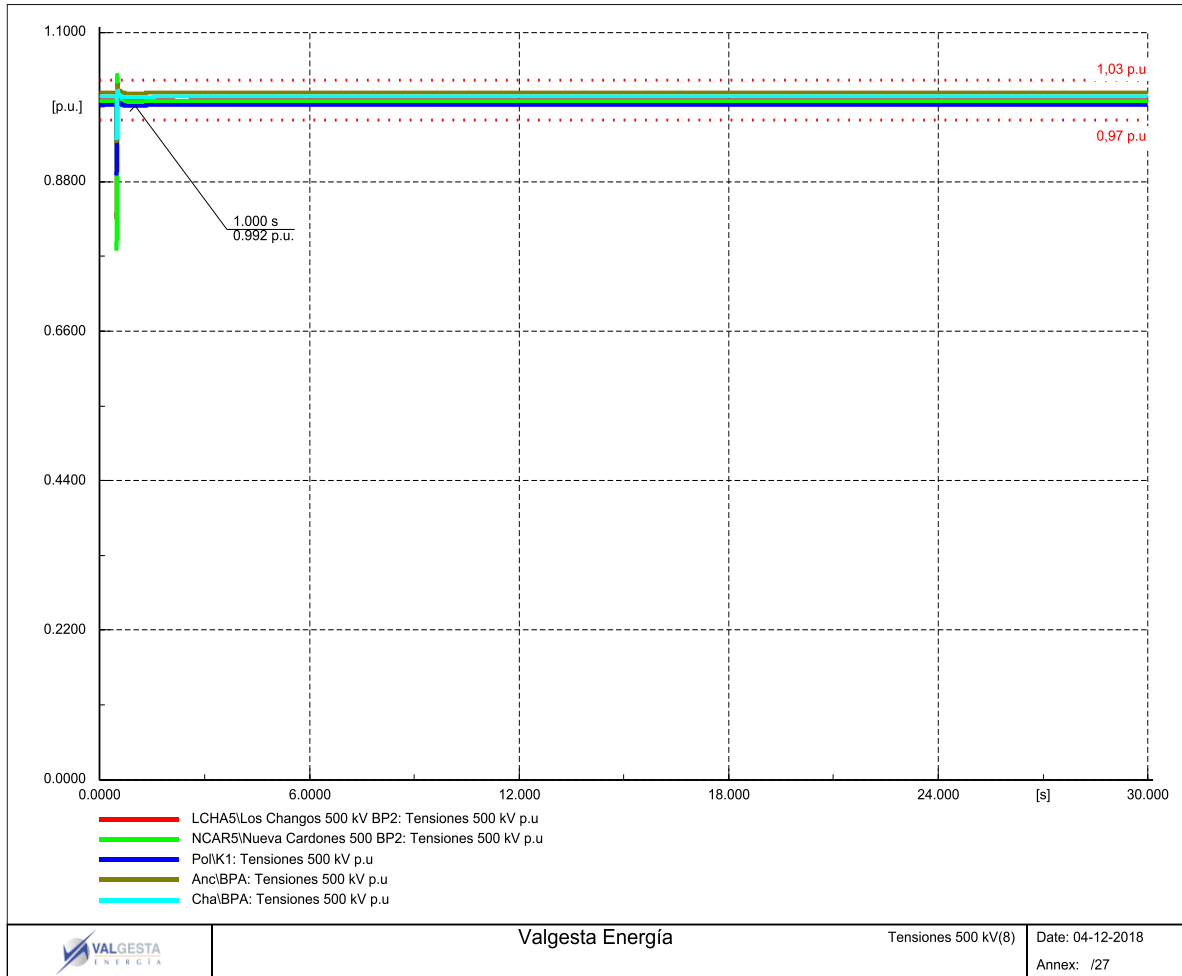
7.13 Caso Descarbonizado al año 2030 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 129. Frecuencia del Sistema



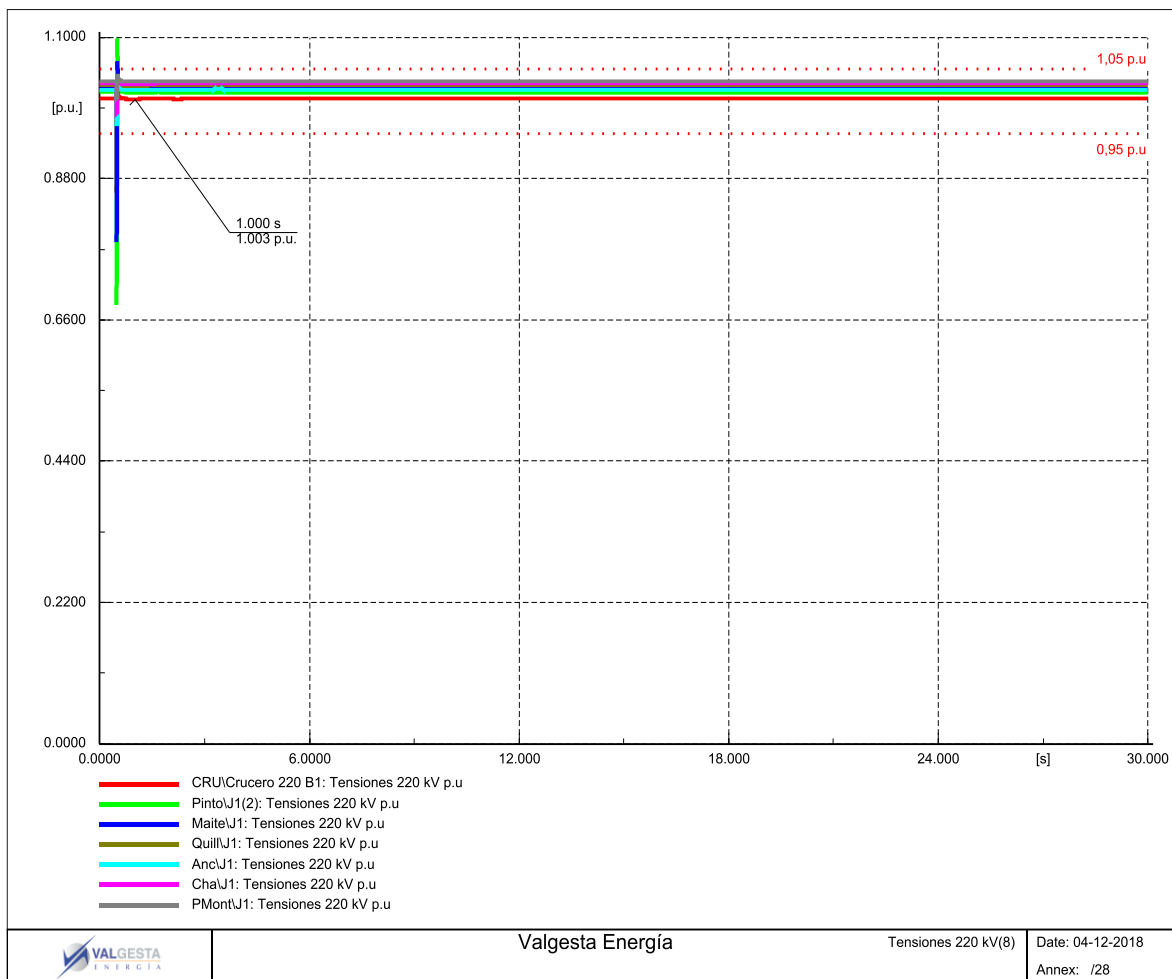
Fuente: Valgesta Energía

Figura 130. Tensiones en barras de 500 kV



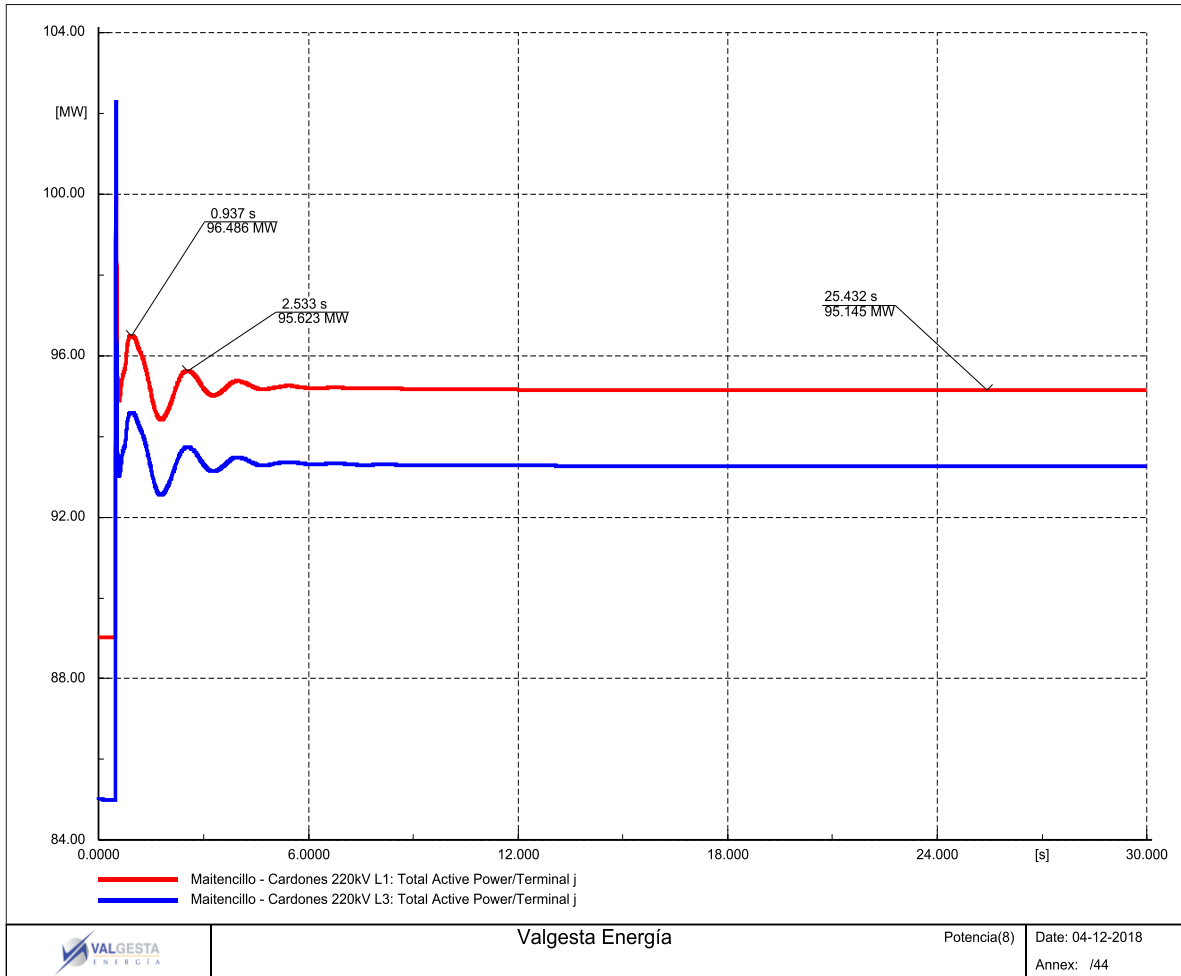
Fuente: Valgesta Energía

Figura 131. Tensiones en barras de 220 kV



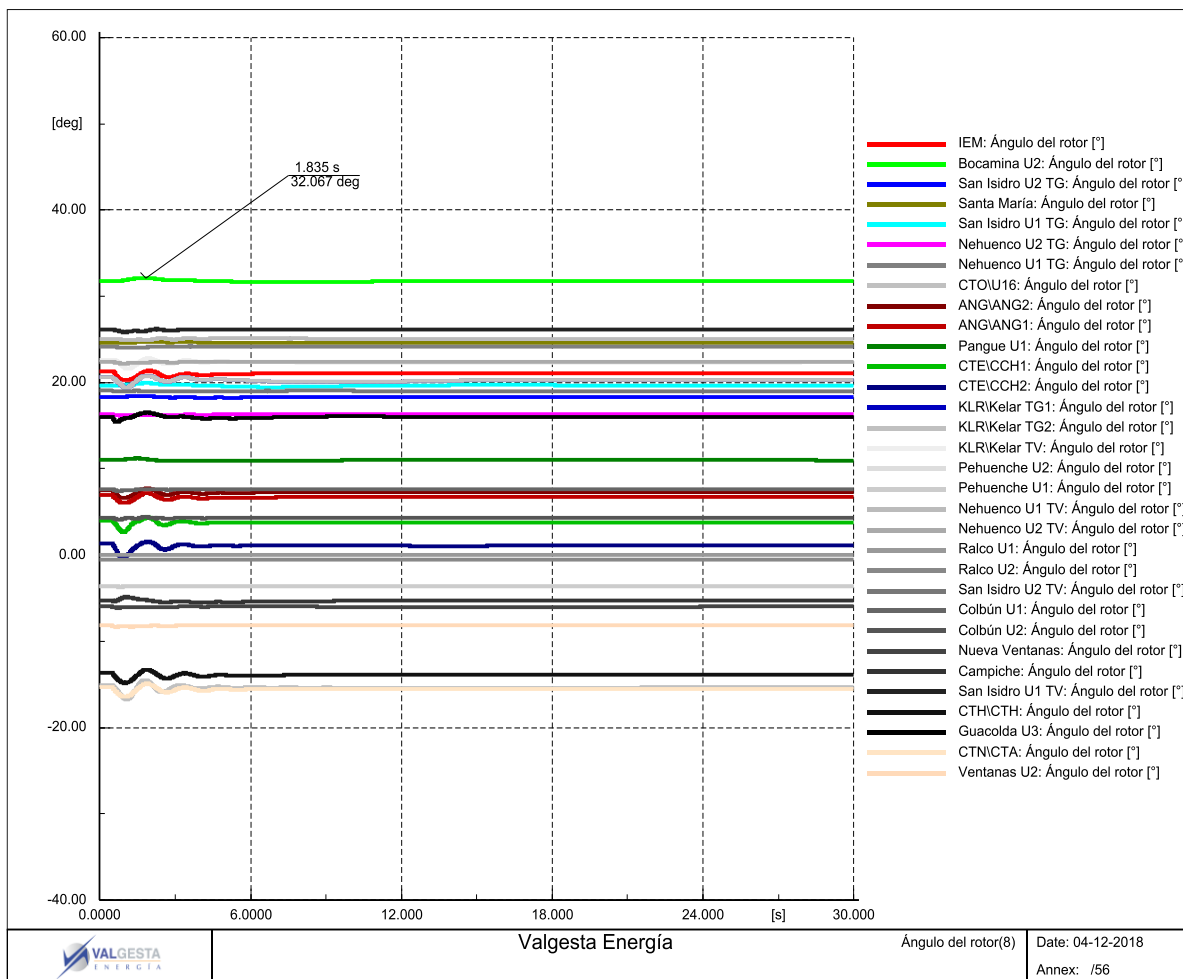
Fuente: Valgesta Energía

Figura 132. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

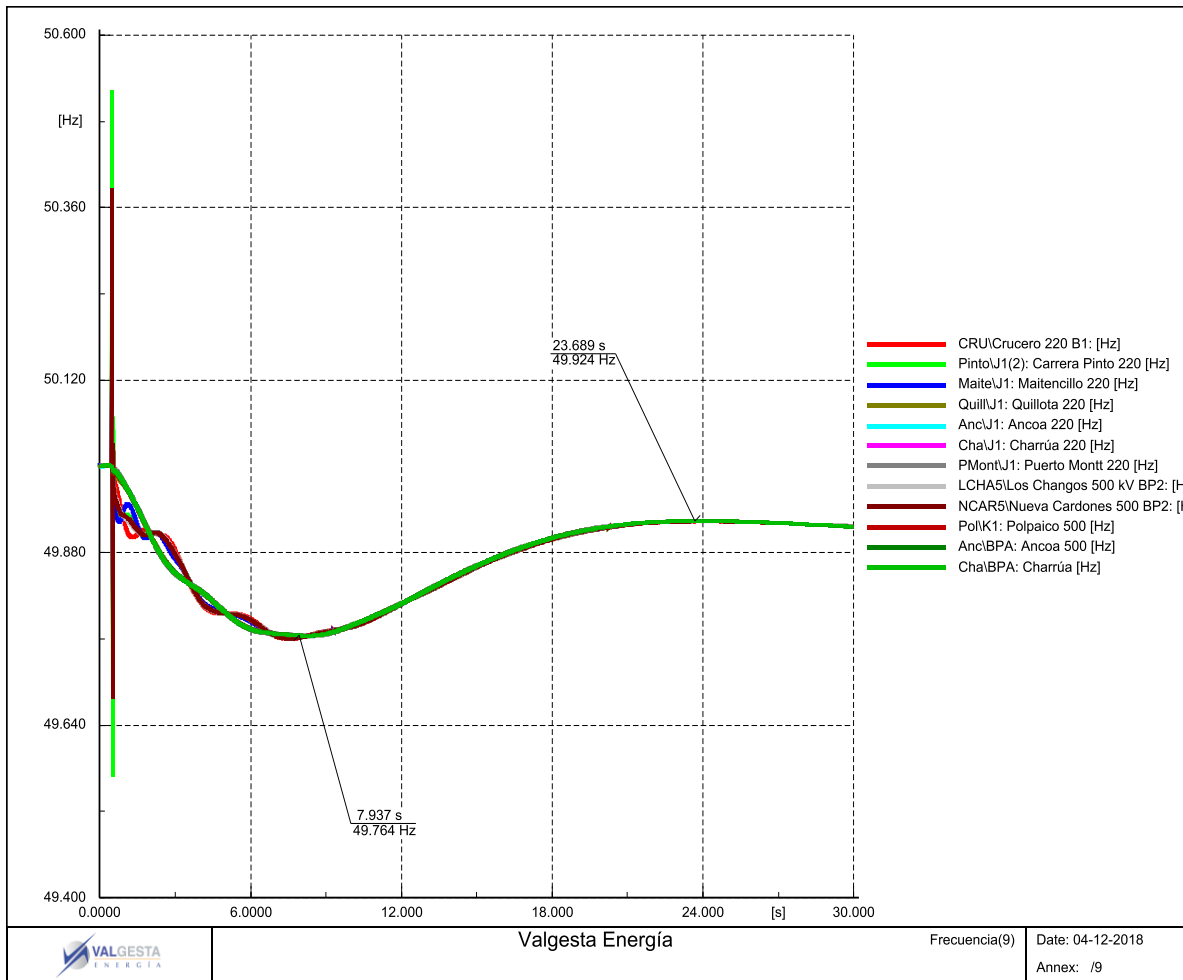
Figura 133. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

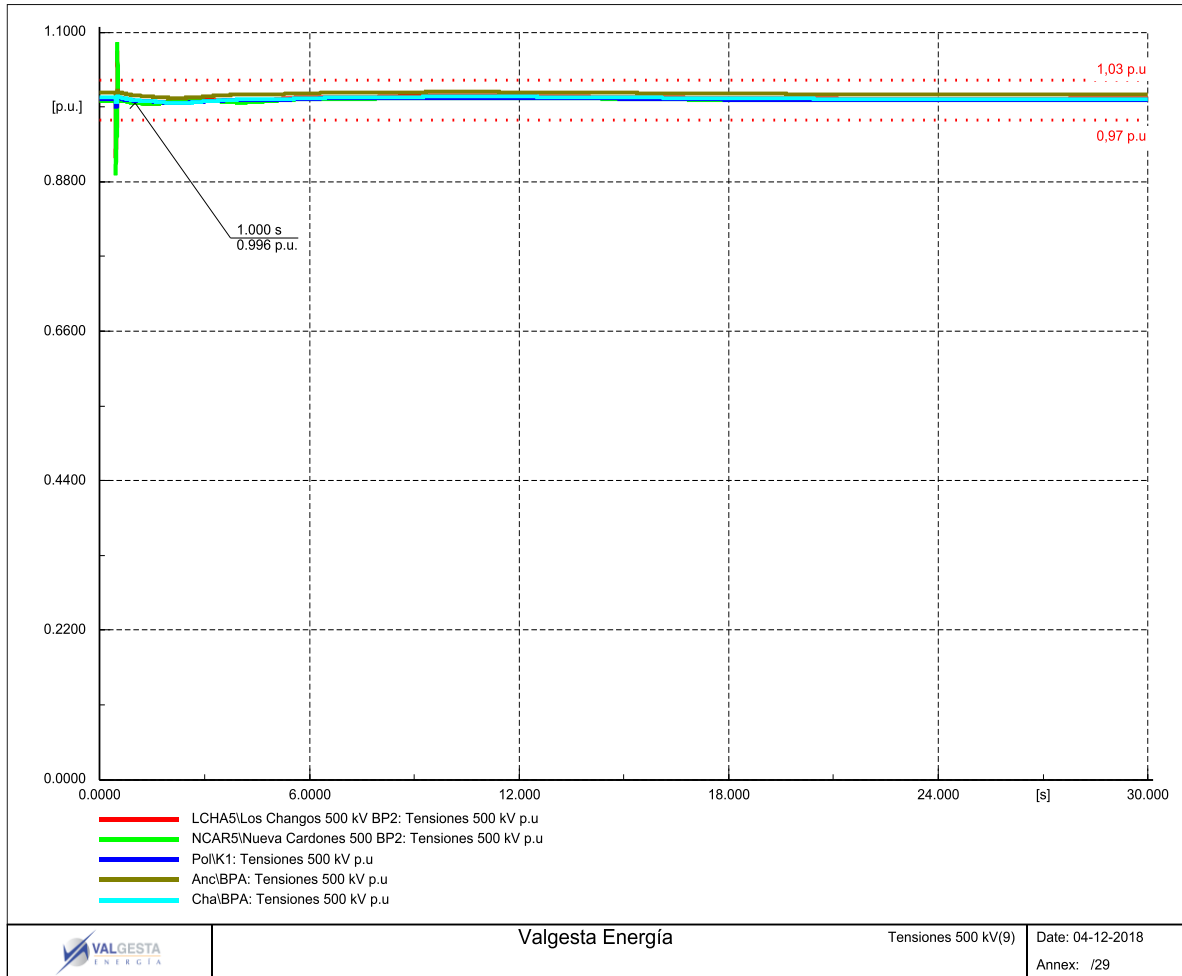
7.14 Caso base al año 2019 – 4 pm: Desconexión Central El Romero

Figura 134. Frecuencia del Sistema



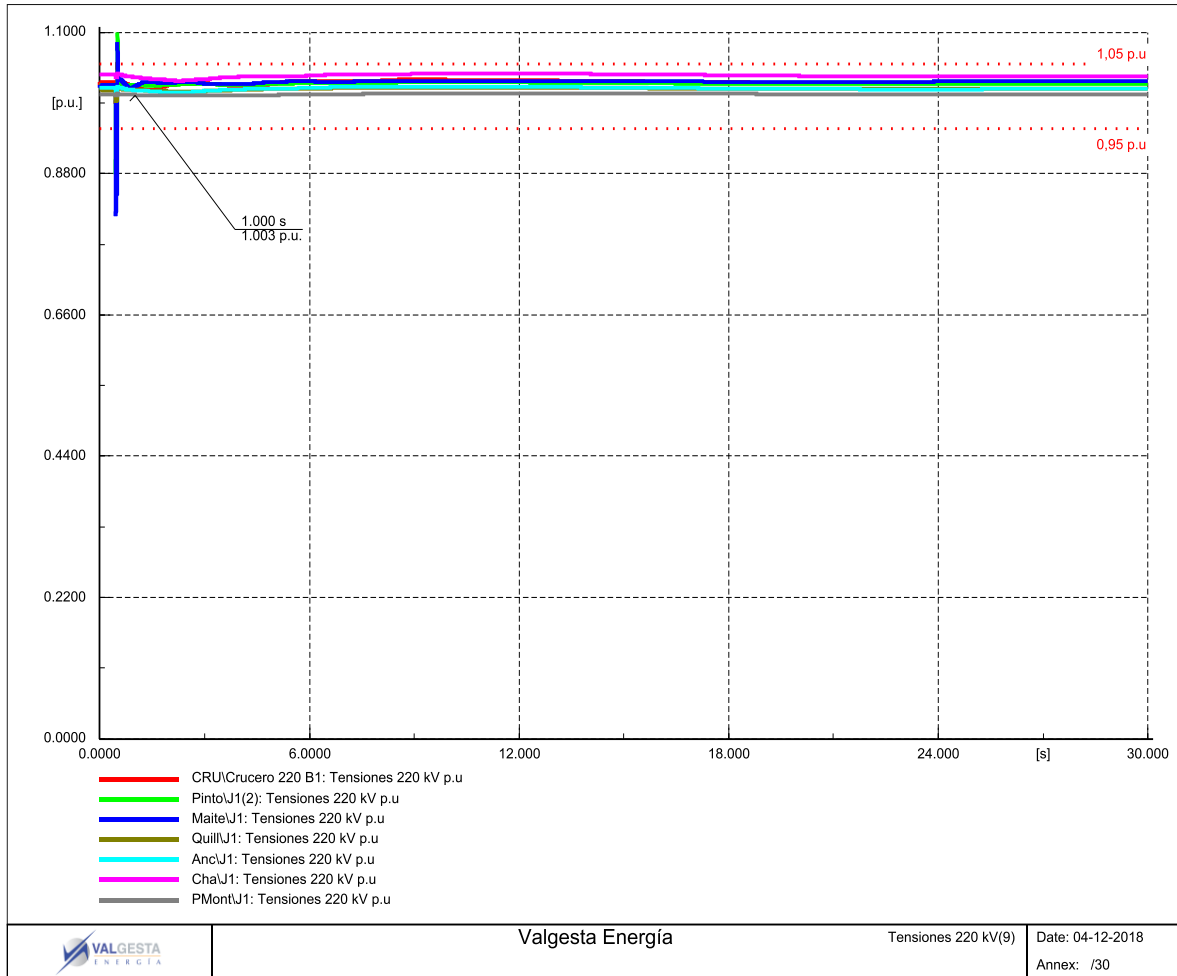
Fuente: Valgesta Energía

Figura 135. Tensiones en barras de 500 kV



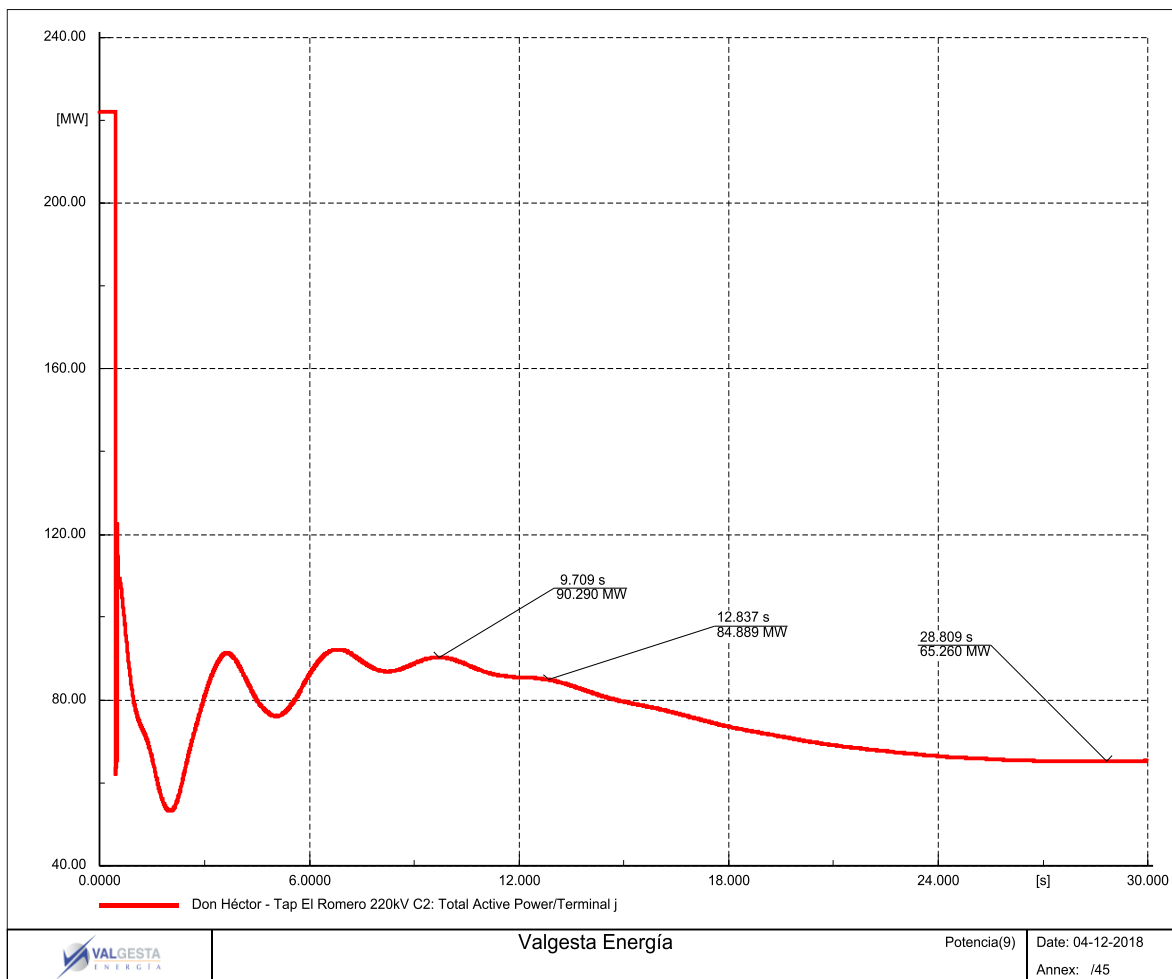
Fuente: Valgesta Energía

Figura 136. Tensiones en barras de 220 kV



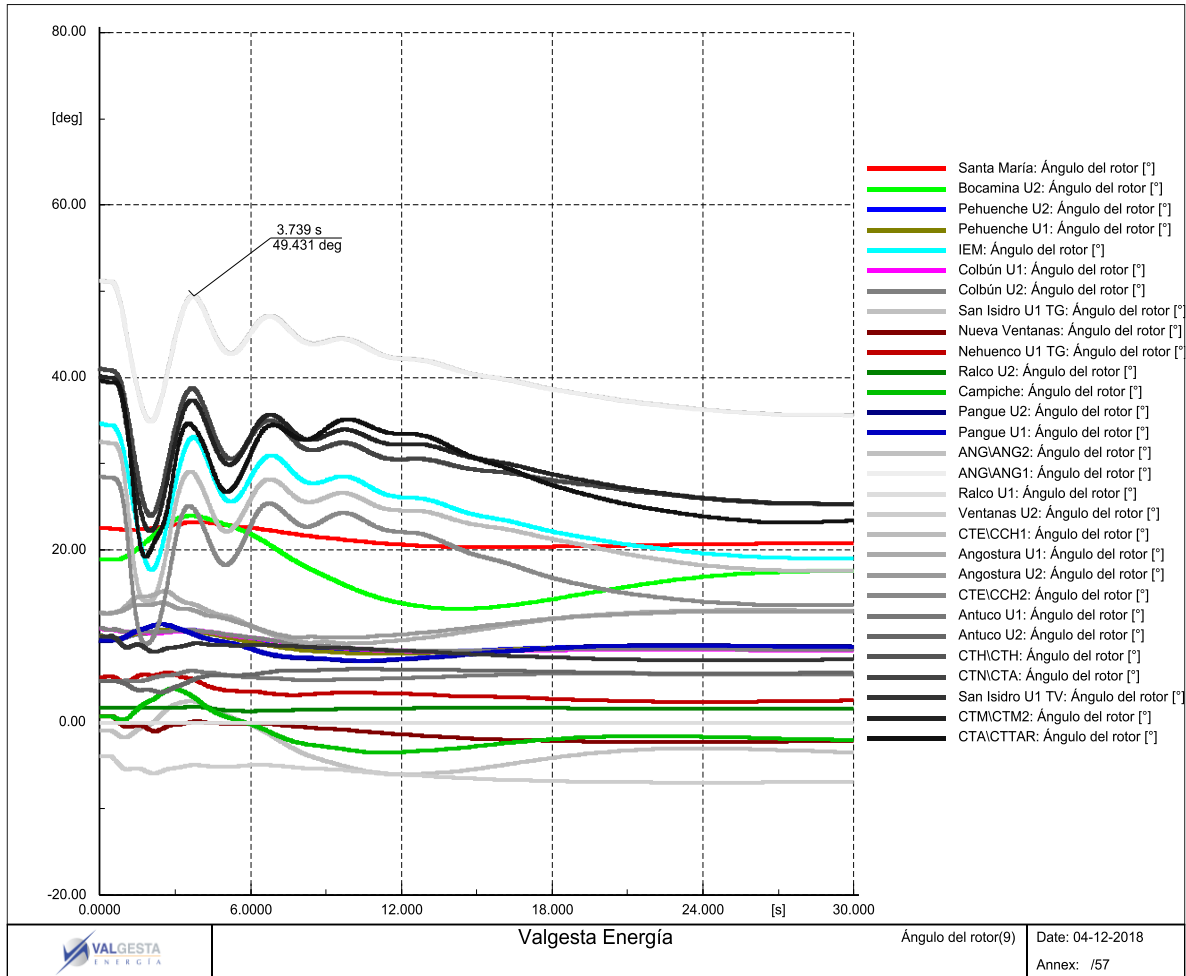
Fuente: Valgesta Energía

Figura 137. Flujos de potencia activa en tramo Don Héctor- Tap El Romero 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

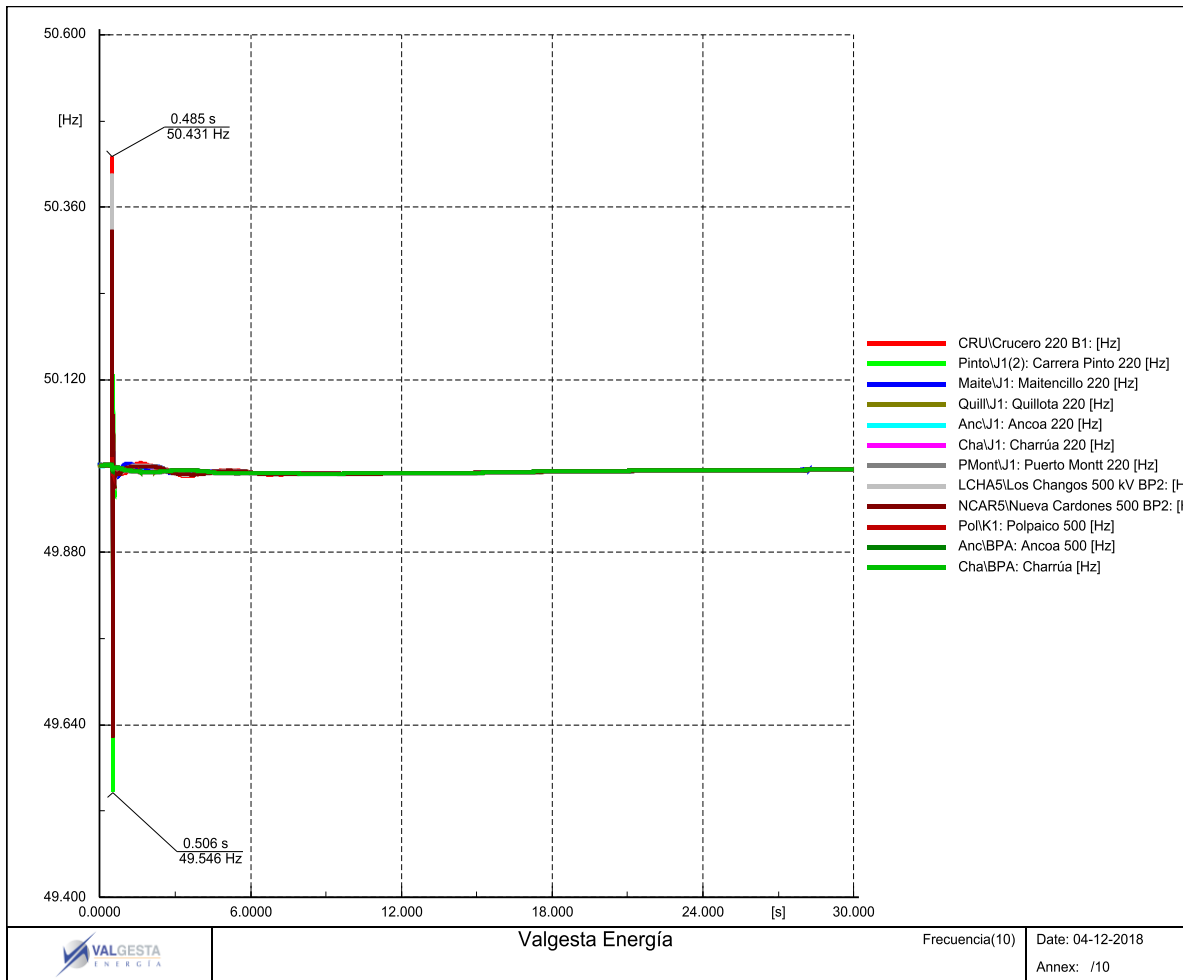
Figura 138. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

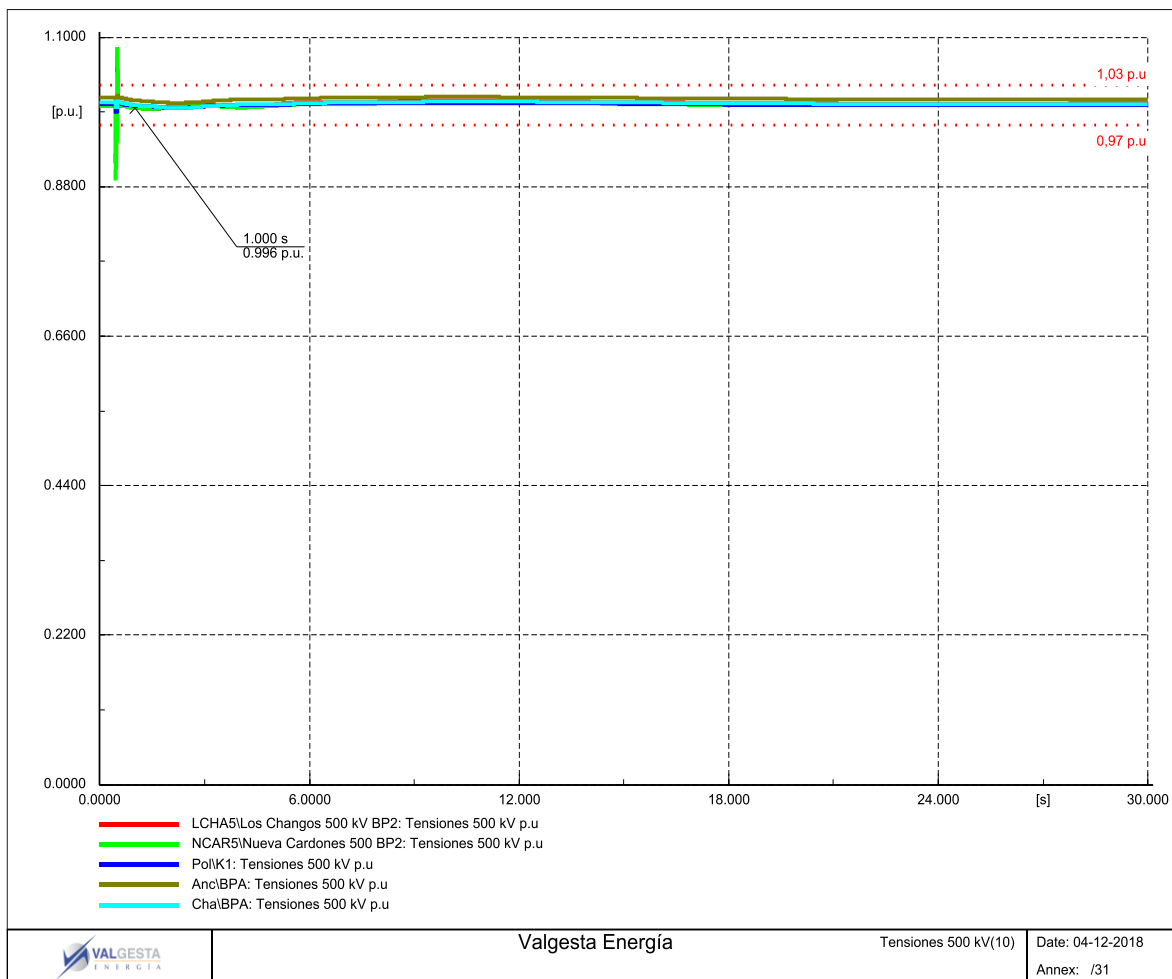
7.15 Caso base al año 2019 – 4 pm: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 139. Frecuencia del Sistema



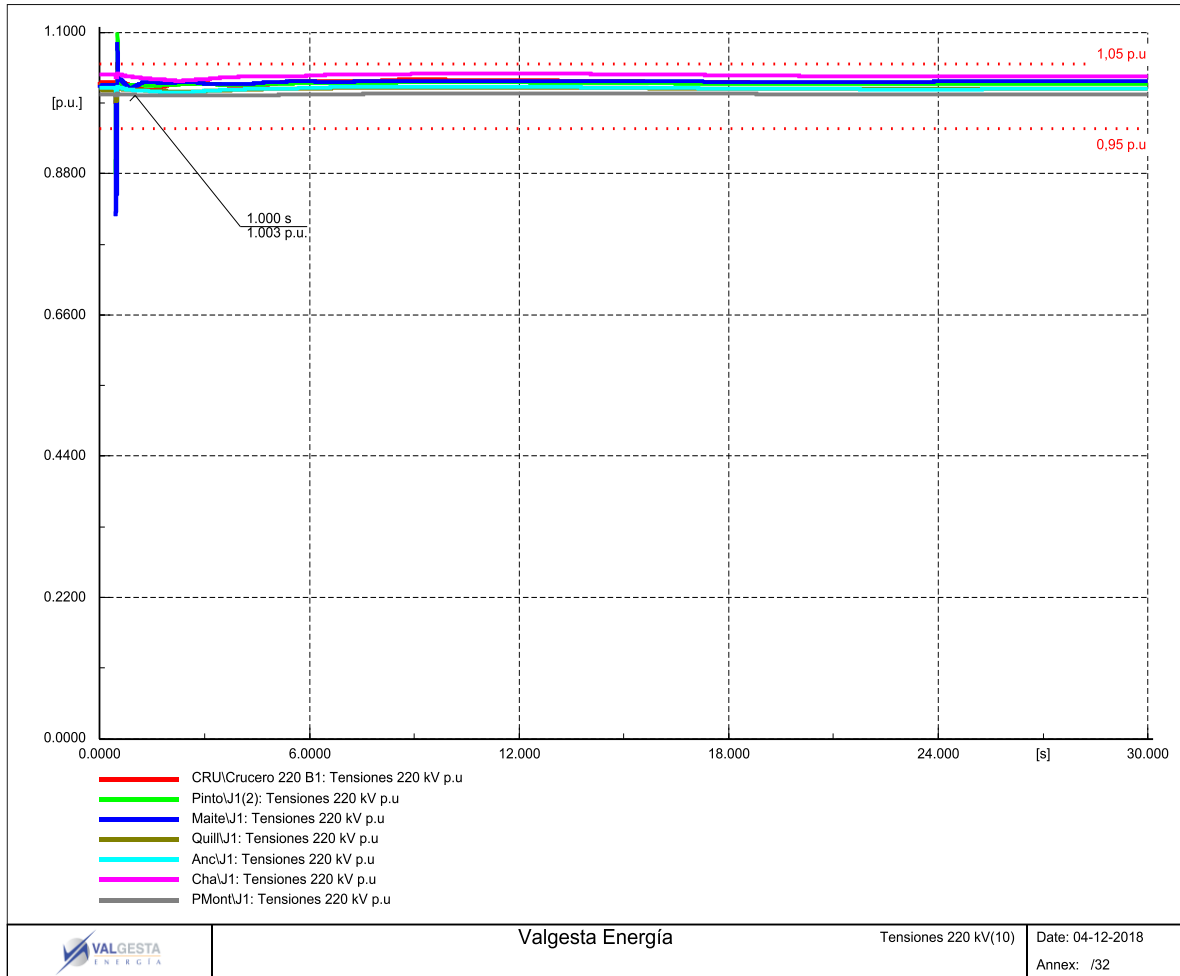
Fuente: Valgesta Energía

Figura 140. Tensiones en barras de 500 kV



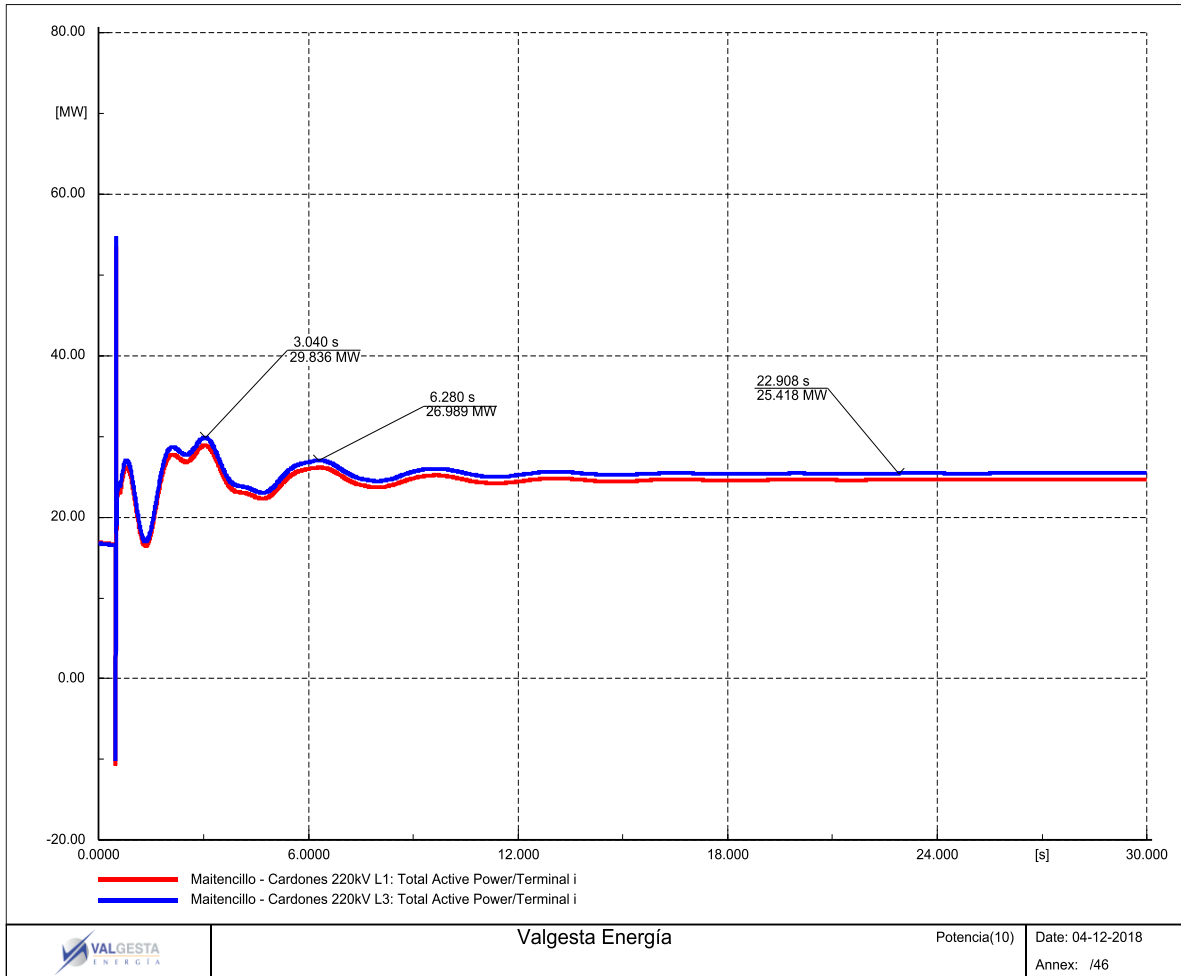
Fuente: Valgesta Energía

Figura 141. Tensiones en barras de 220 kV



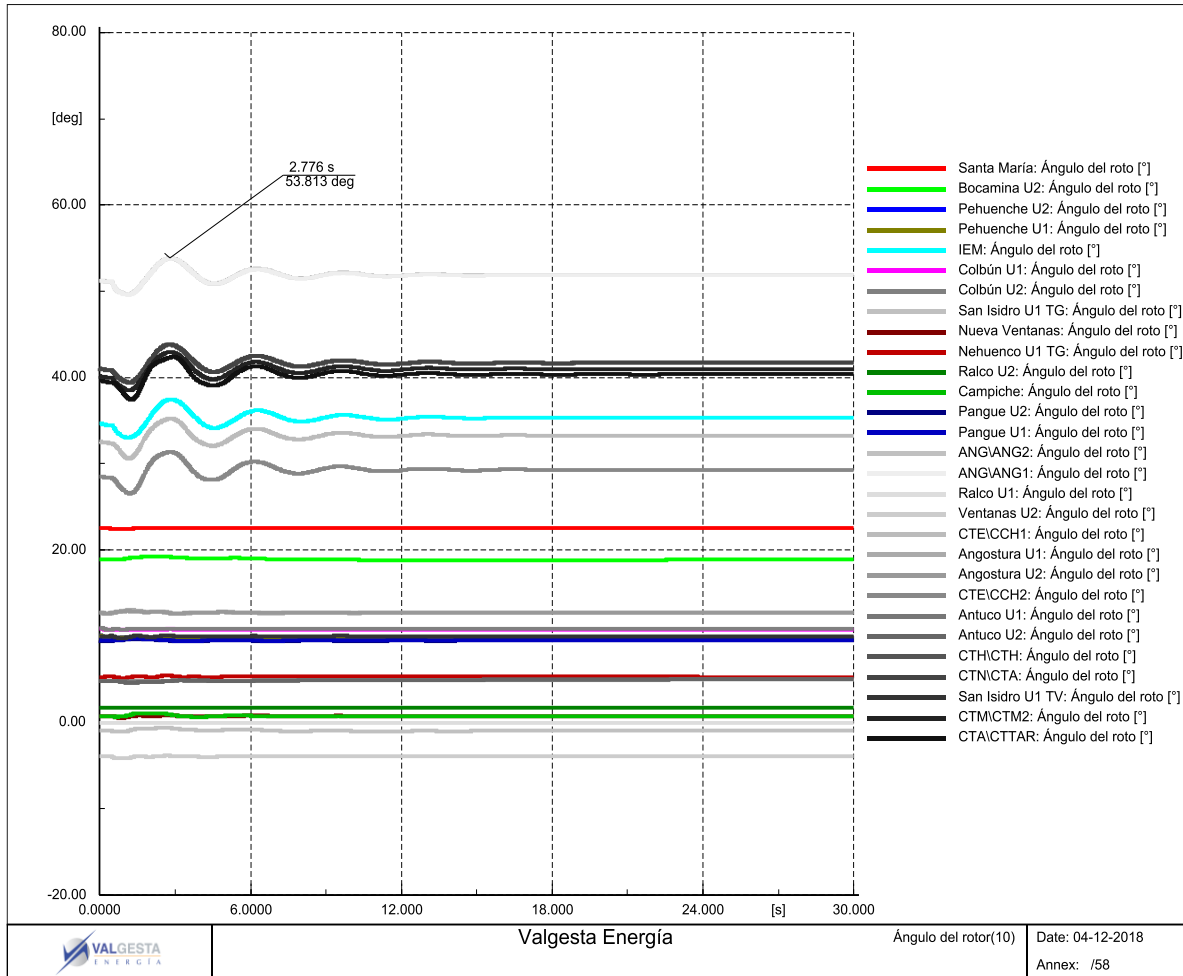
Fuente: Valgesta Energía

Figura 142. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

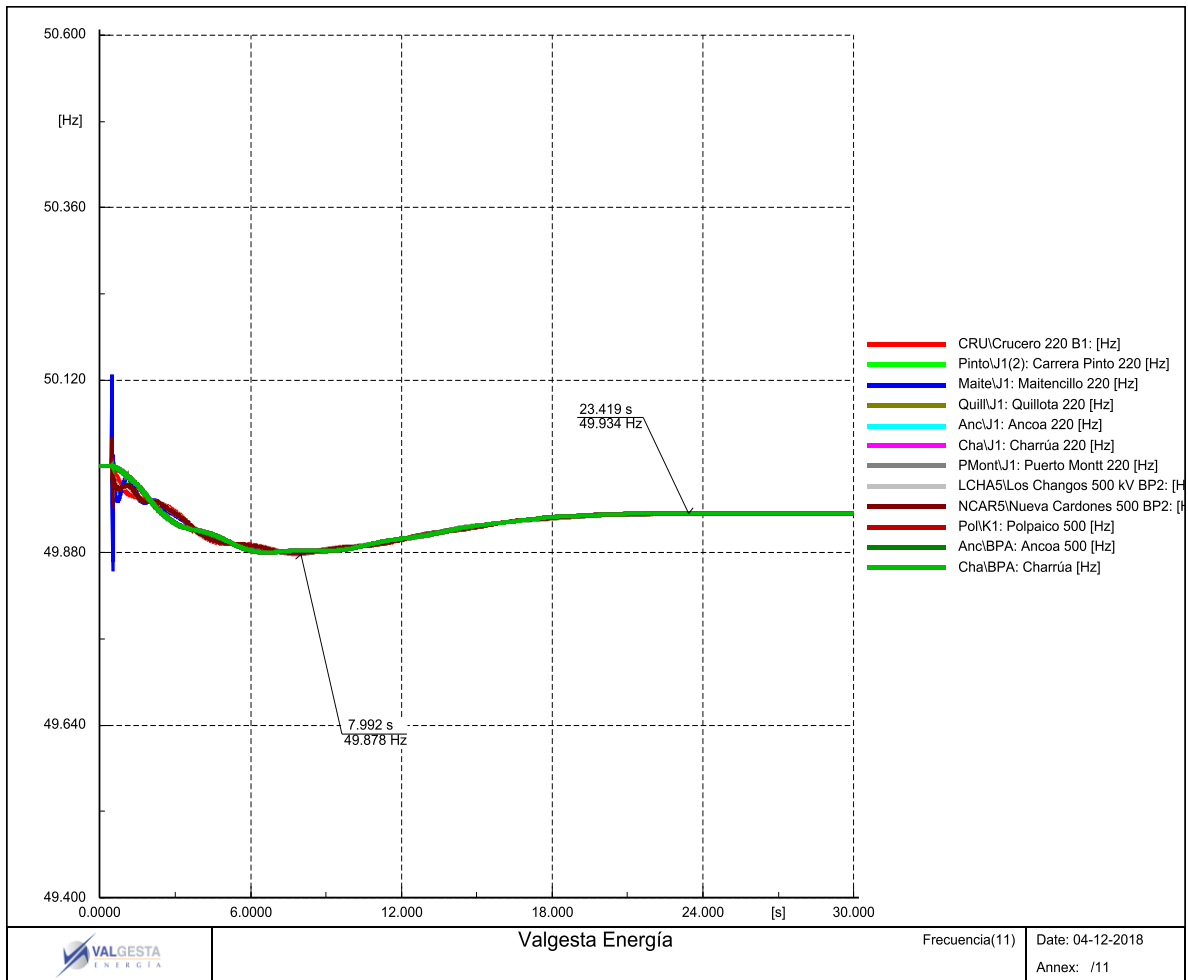
Figura 143. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

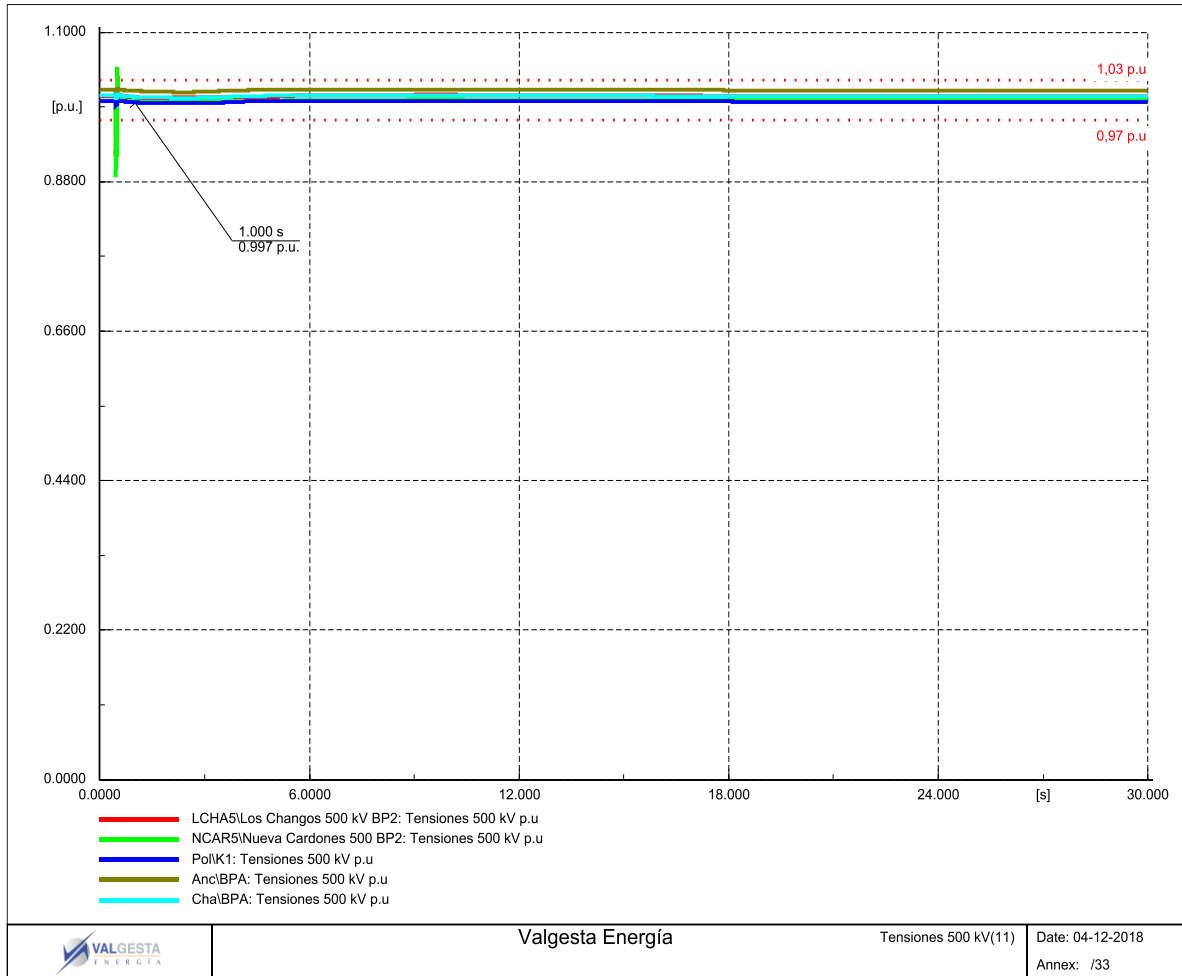
7.16 Caso base al año 2019 – 4 am: Desconexión Unidad 5 Central Guacolda

Figura 144. Frecuencia del Sistema



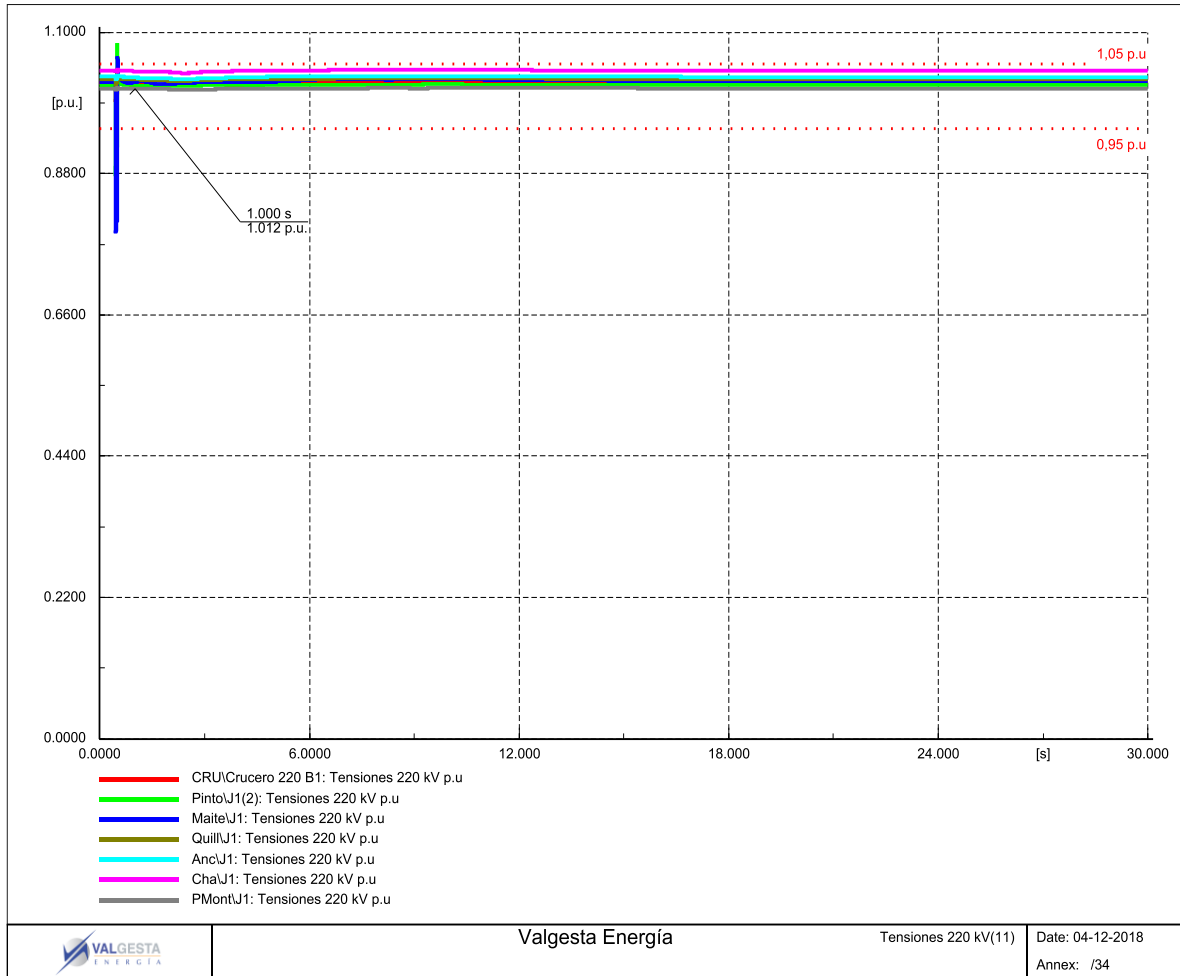
Fuente: Valgesta Energía

Figura 145. Tensiones en barras de 500 kV



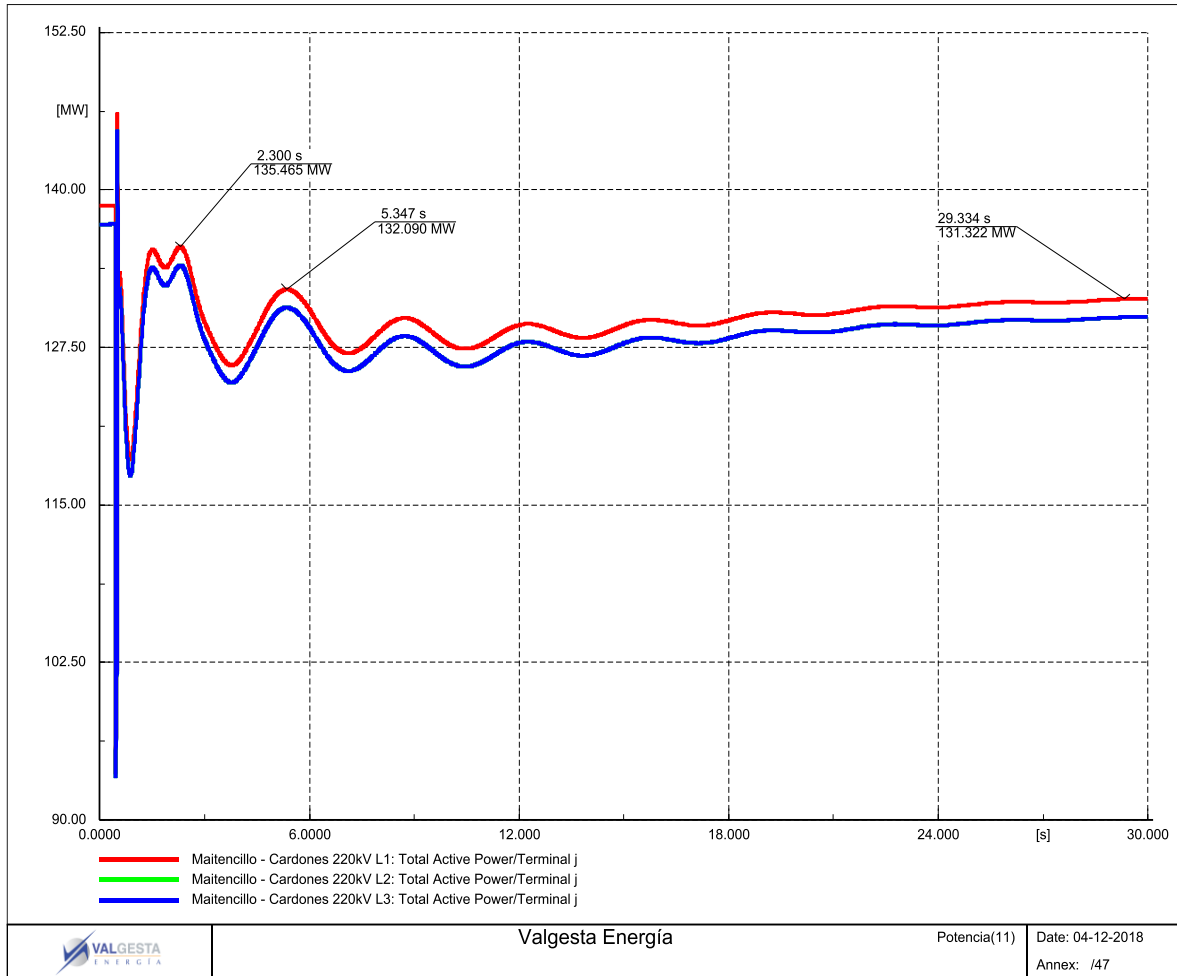
Fuente: Valgesta Energía

Figura 146. Tensiones en barras de 220 kV



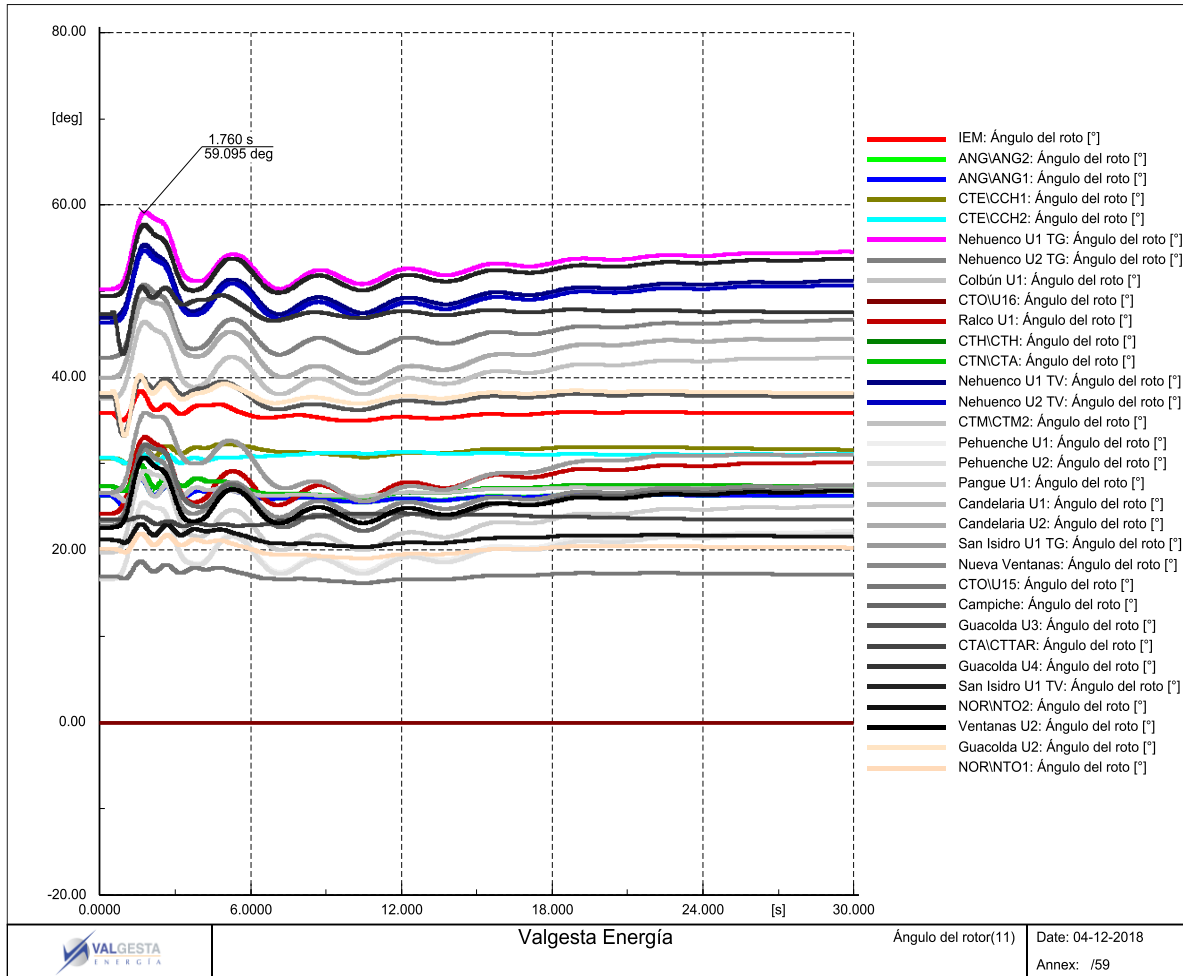
Fuente: Valgesta Energía

Figura 147. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1, L2 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

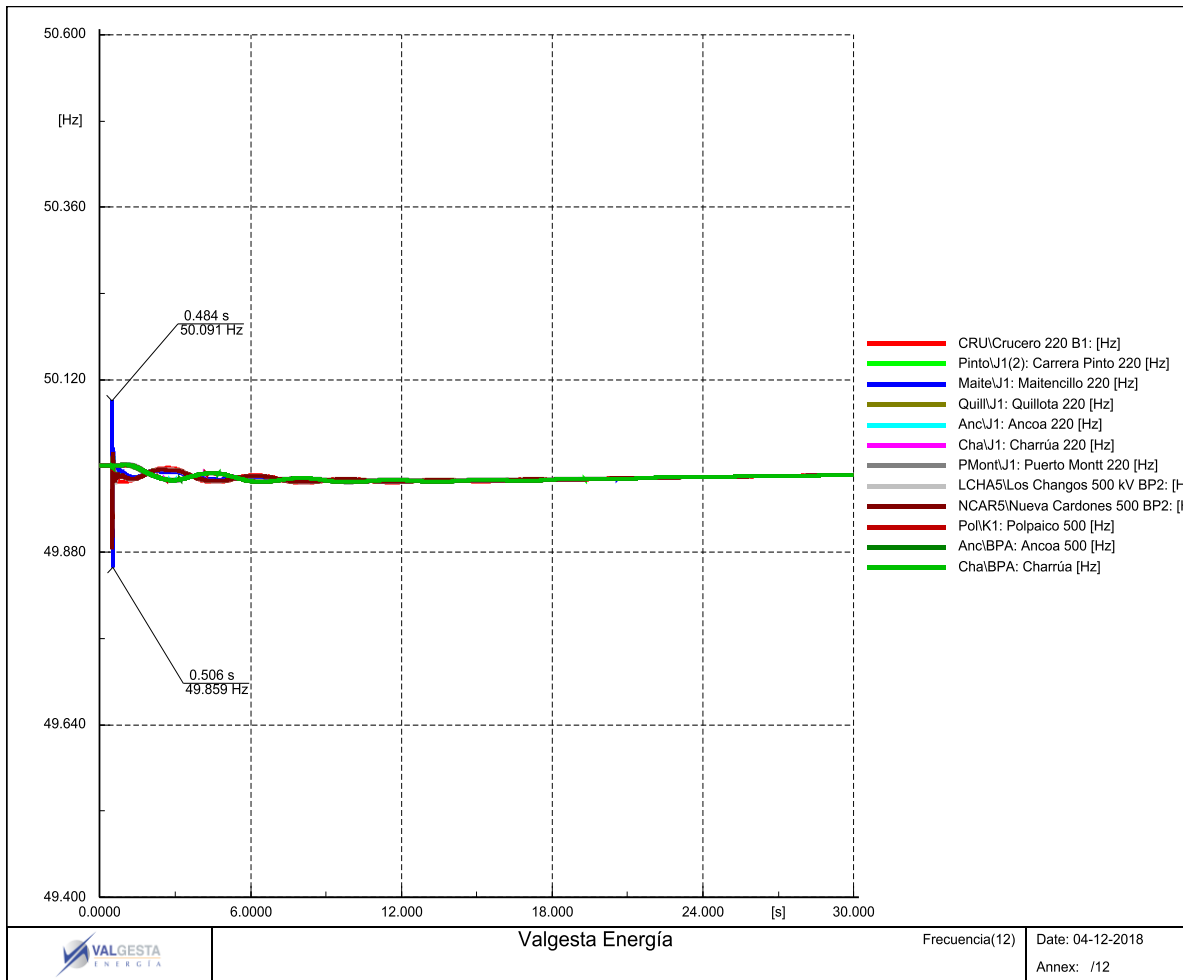
Figura 148. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía

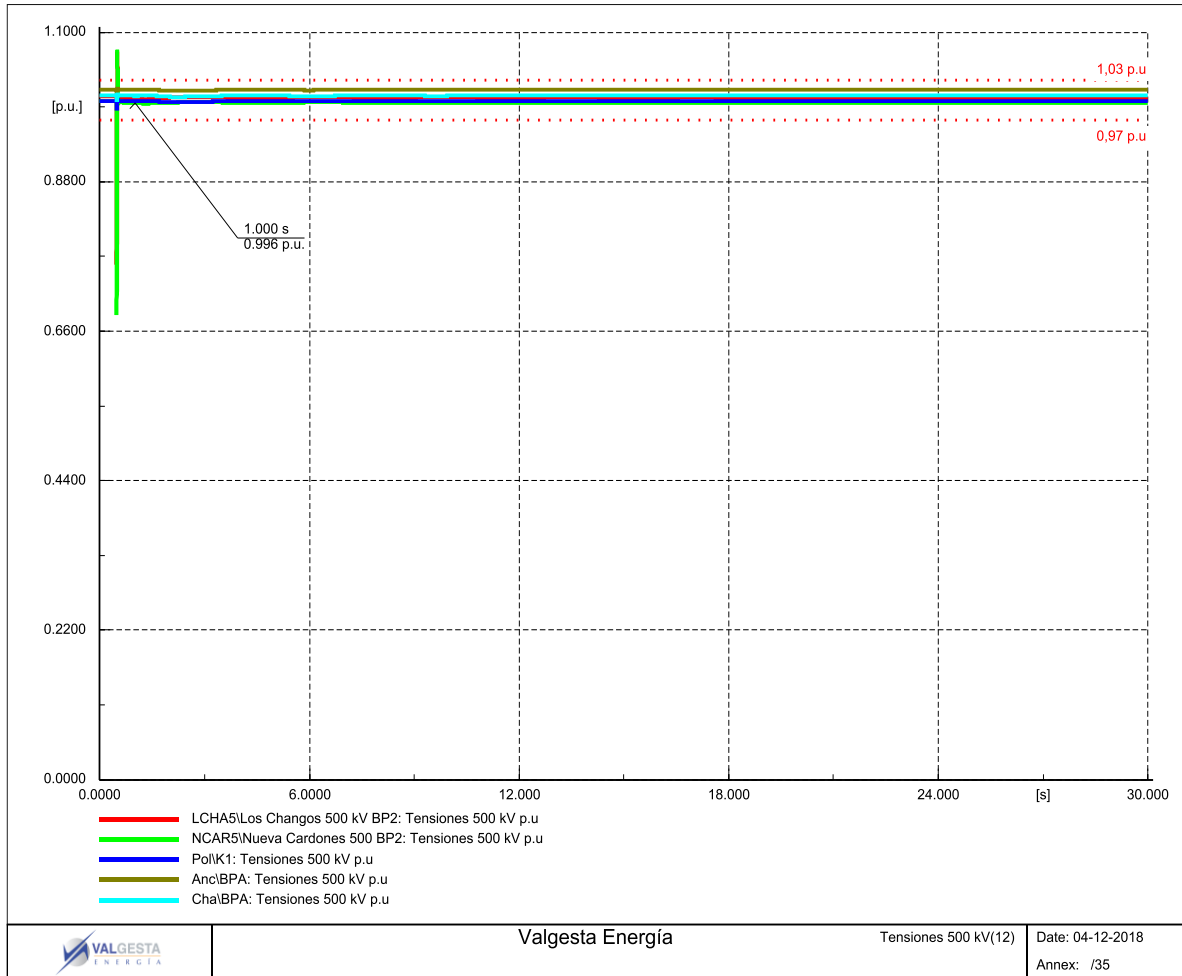
7.17 Caso base al año 2019 – 4 am: Falla bifásica y desconexión de la Línea 2 del tramo Cardones-Maitencillo 220 kV

Figura 149. Frecuencia del Sistema



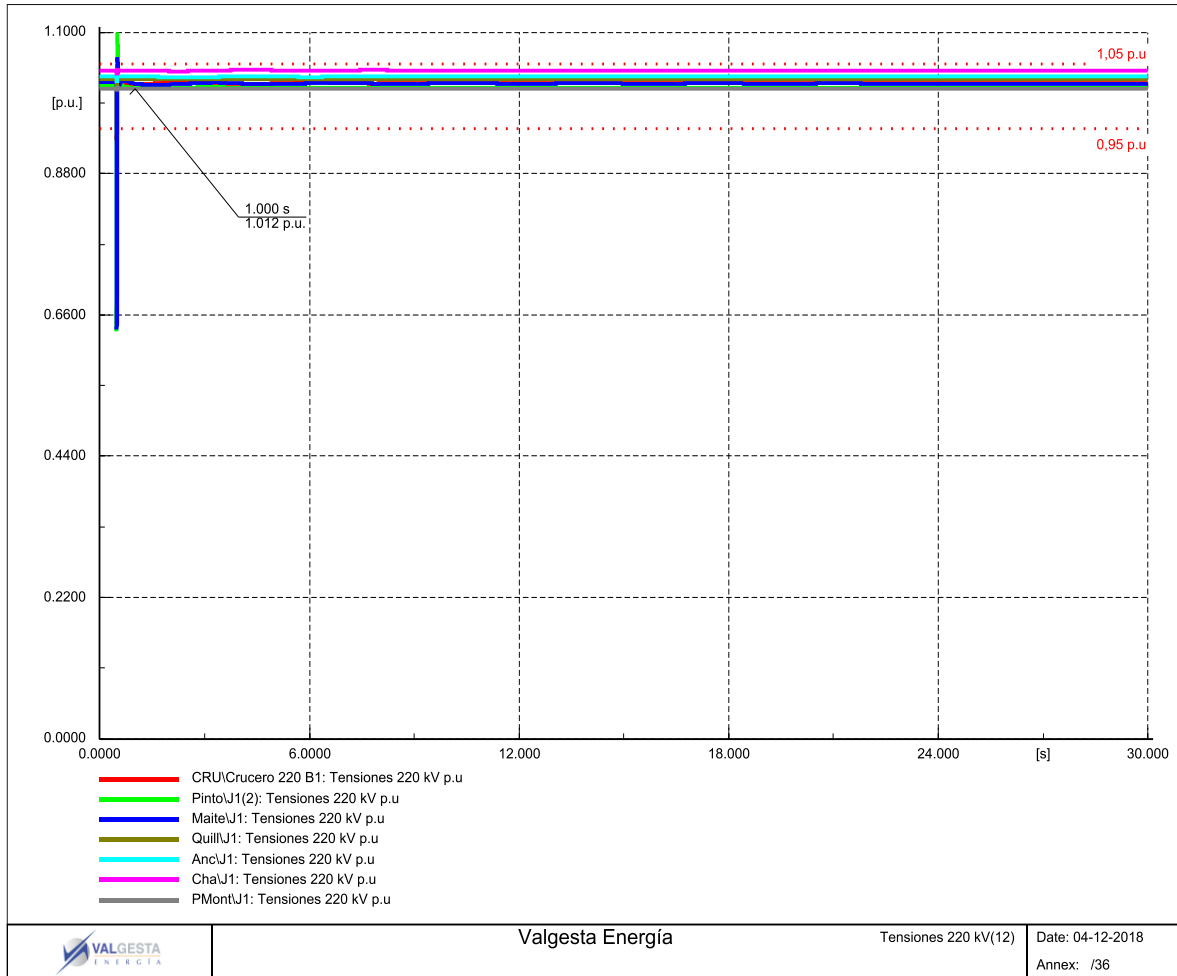
Fuente: Valgesta Energía

Figura 150. Tensiones en barras de 500 kV



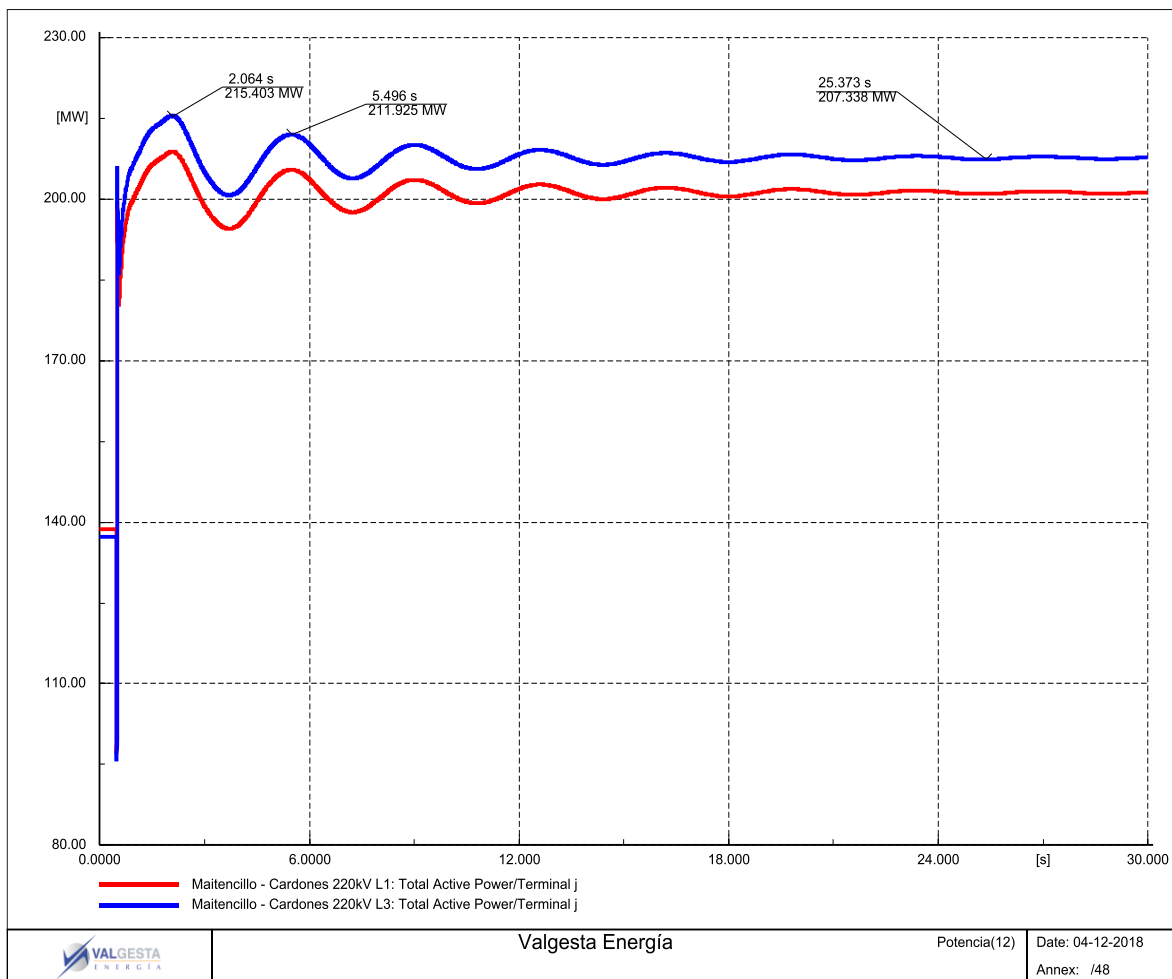
Fuente: Valgesta Energía

Figura 151. Tensiones en barras de 220 kV



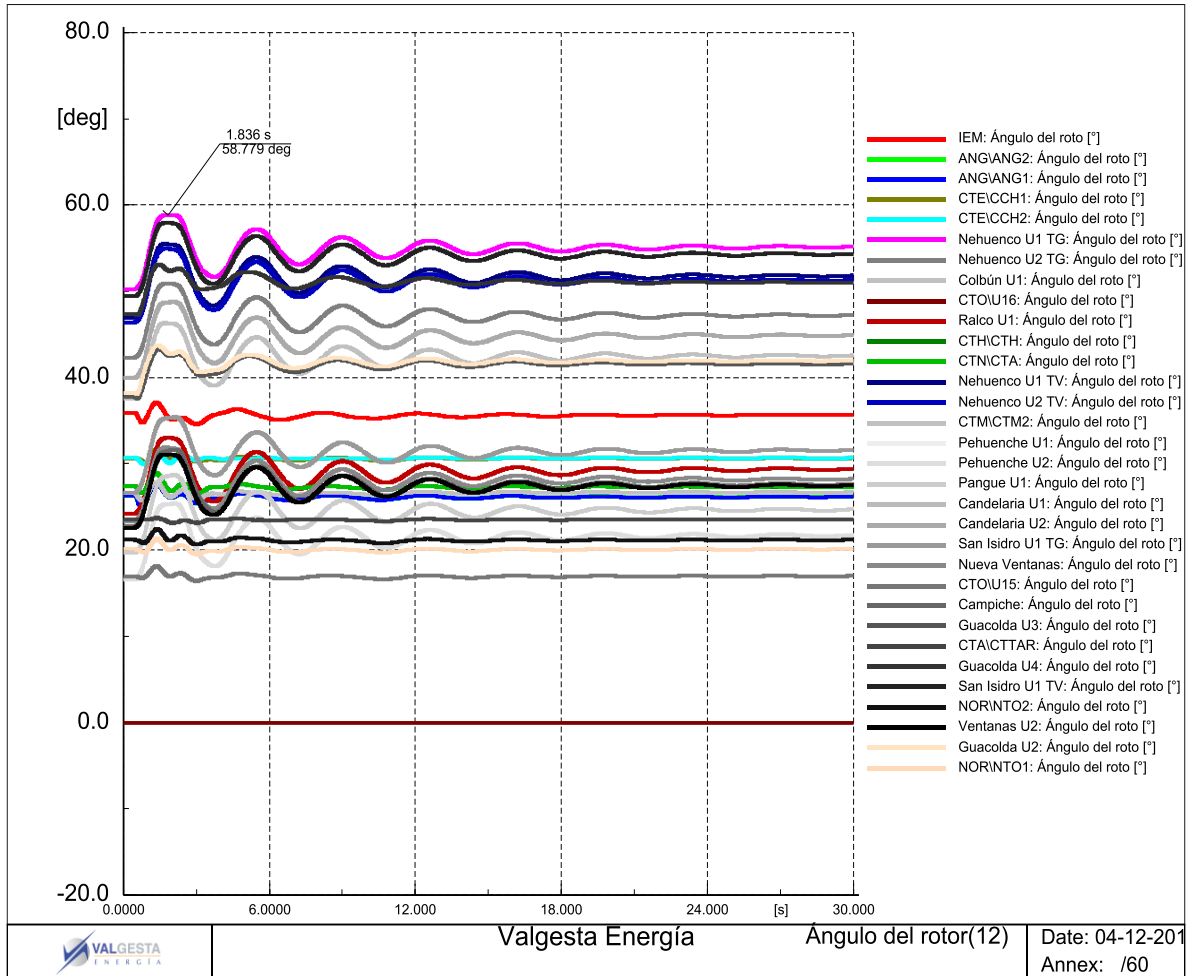
Fuente: Valgesta Energía

Figura 152. Flujos de potencia activa en tramo Cardones-Maitencillo L1 y L3 220 kV



Fuente: Valgesta Energía

Figura 153. Ángulos de Rotor



Fuente: Valgesta Energía