UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAISO-CHILE

FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN DE UN PROYECTO EÓLICO EN LAS CERCANÍAS DE LA S/E LOS LAGOS

HÉCTOR FERNANDO PAVEZ MANRÍQUEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: SR. RODRIGO ROZAS V.
SR. JOSE FLORES E.

SEPTIEMBRE 2020

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAISO-CHILE

FACTIBILIDAD TÉCNICA DE CONEXIÓN DE UN PROYECTO EÓLICO EN LAS CERCANÍAS DE LA S/E LOS LAGOS

HÉCTOR FERNANDO PAVEZ MANRÍQUEZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL

TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: SR. RODRIGO ROZAS V.
SR. JOSE FLORES E.

SEPTIEMBRE 2020

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución

Índice general

1. Capítulo 1: Marco Teórico 9
1.1. Marco regulatorio para la conexión de proyectos en Chile 13
1.2. Normativa asociada a la Conexión de Proyectos 14
1.2.1 Nueva Ley de Transmisión: Ley N°20.936 14
1.2.2 El proceso de planificación de la transmisión 16
1.2.3 Resolución Exenta 154/2017 17
1.2.4 Artículo 102° de la Ley 20.936/2016 17
1.2.5 Solicitud punto de conexión SASC y SUCT 20
1.2.6 Conexión de proyectos de generación mediante Tap-Off" 22
2. Capítulo 2: Antecedentes 24
2.1. Antecedentes de la zona de estudio 24
2.1.1 La subestación Los Lagos 24
2.2. El recurso primario de la zona 27
2.3. Características del sistema de transmission 29
2.3.1 Antecedentes Generales 29
2.3.2 Generación actual de la zona 29
2.3.3 Proyectos de generación declarados en construcción 31
2.3.4 Proyectos de Generación solicitando puntos de conexión al Coordinador Eléctrico 31
2.3.5 Proyectos Eólicos en calificación Ambiental 32
2.3.6 Capacidad y clasificación del Sistema de Transmisión 33
2.3.7 Proyectos de Transmisión Declarados en Construcción 34
2.3.8 Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 realizada por el Coordinador 35
2.3.9 Distribución actual de los flujos en la red bajo estudio 36
2.3.10 Costos Marginales cercanos a subestación Los Lagos 38
3. Capitulo 3: Análisis de las alternativas de conexión 39
3.1. Sistema Eléctrico proyectado al año 2023 39
3.2. Escanario considerado 40
3.3. Opciones de conexión 43
3.3.1 Opción N°1: Conexión en subestación Los Lagos 44
3.3.2 Opción 2: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli 47
3.3.3 Opción 3: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque 47

3.3.4 Opción 4: Seccionamiento ambas líneas 66 kV Los Lagos–Pullinque / Los Lagos-Panguipulli 48
3.3.5 Opción N°5: Seccionamiento línea 2x220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli 48
4. Capítulo 4: Conclusiones 49
Referencias 50
5. Anexos 52
Anexo A: Despacho actual de centrales generadoras 53
Anexo B: Flujo actual del Sistema de transmision 56
Anexo C: Diagrama Unilineal para simulación Digsilent 59
Anexo D: Despacho considerado para las centrales eléctricas. 64
Anexo E: Demanda de la zona 67
Anexo F: Opciones de conexión y flujos reales 70

Índice de tablas

Tabla 1: Desarrollo de Proyectos (Gx, Tx, Dx). 18
Tabla 2: Desarrollo de Proyectos (Gx, Tx, Dx). 20
Tabla 3: Generación actual de la zona. 30
Tabla 4: Proyectos declarados en construcción en la región de Los Ríos. 31
Tabla 5: Proyectos solicitando su aprobación de solución de conexión al Coordinador. 31
Tabla 6: Proyectos eólicos cercanos a subestación Los Lagos presentados a EIA. 32
Tabla 7: Capacidad de transmisión del sistema cercano a subestación Los Lagos. 33
Tabla 8: Proyectos de Transmisión Declarados en Construcción. 34
Tabla 9: Propuesta de Expansión de la Transmisión del Coordinador. 35
Tabla 10: Crecimiento de la demanda 2019-2025. 40
Tabla 11: Escenario generación considerado en zona de influencia. 41
Tabla 12: Escenario demanda considerado en zona de influencia. 41
Tabla 13: Opciones de conexión 43
Tabla 14: Flujos simulados para la conexión del PE en la S/E Los Lagos. 45

Índice de figuras

Figura 1.1: Esquema del proceso de planificación de la transmission. 15
Figura 1.2: Esquema del proceso de planificación de la transmisión. 16
Figura 1.3: Esquema del proceso de planificación de la transmission, jornada CNE Diciembre 2019. 18
Figura 1.4: Obras sujetas al Artículo 102° de la Ley 20.936/2016. 19
Figura 1.5: Flujo SASC. 21
Figura 1.6: Flujo SUCT. 22
Figura 2.1: Mapa ubicación subestación Los Lagos. 24
Figura 2.2: Ubicación proyectada paño subestación Los Lagos. 25
Figura 2.3: Diagrama Unilineal de la ubicación subestación Los Lagos. 26
Figura 2.4: Mapa recurso eólico cercano a subestación Los Lagos. 27
Figura 2.5: Curva recurso eólico subestación Los Lagos. 28
Figura 2.6: Utilización esperada línea 1x220 kV Cerros de Huichahue – Ciruelos. 36
Figura 2.7: Consumo de la subestación Los Lagos. 37
Figura 2.8: Costo marginal promedios mensuales de las barras Los Lagos y Pullinque 66kV. 38
Figura 3.1: Red bajo estudio proyectada al año 2023. 39
Figura 3.2: Ubicación geográfica propuesta para el parque eólico (-39.854138;-72.728702). 42
Figura 3.3:Análisis de opción 1: Conexión en S/E Los Lagos. 44
Figura 3.4: Diagrama unilineal zona de influencia sistema Araucanía 66 kV. 46
Figura 3.5: Flujos reales opción de conexión N°1. 47
Figura 5.1: Generación Central Valdivia. 53
Figura 5.2: Generación Central Antilhue. 53
Figura 5.3: Generación Central Calle-Calle. 53
Figura 5.4: Generación Central Pullinque. 54
Figura 5.5: Generación Central Pilmaiquen. 54
Figura 5.6: Generación Central Rucatayo. 54
Figura 5.7: Generación Parque Eólico Aurora. 55
Figura 5.8: Registro de Medidas (PRMTE) Paillaco-Los Lagos. 56
Figura 5.9: Registro de Medidas (PRMTE) Panguipulli-Los Lagos. 56
Figura 5.10: Registro de Medidas (PRMTE) Pullinque-Los Lagos. 56
Figura 5.11: Registro de Medidas (PRMTE) Pichirropulli-Los Lagos. 57

Figura 5.12: Registro de Medidas (PRMTE) Valdivia-Nueva Pichirropulli. 57
Figura 5.13: Registro de Medidas (PRMTE) Los Ciruelos-Nueva Pichirropulli..... 57
Figura 5.14: Registro de Medidas (PRMTE) Rahue-Nueva Pichirropulli. 58
Figura 5.15: Registro de Medidas (PRMTE) S/E Los Lagos. 58
Figura 5.16: Registro de Medidas (PRMTE) S/E Panguipulli. 58
Figura 5.17: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 66 kV lámina 1 de 2. 59
Figura 5.18: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 66 kV lámina 2 de 2. 60
Figura 5.19:Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 220 kV lámina 1 de 2. 61
Figura 5.20: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 220 kV lámina 2 de 2. 62
Figura 5.21: Diagrama unilineal zona de influencia sistema Araucanía 220 kV. 63
Figura 5.22: Despacho considerado para la central Valdivia. 64
Figura 5.23: Despacho considerado para la central Antilhue. 64
Figura 5.24: Despacho considerado para la central Calle Calle. 65
Figura 5.25: Despacho considerado para la central Pullinque. 65
Figura 5.26: Despacho considerado para la central Rucatayo. 66
Figura 5.27: Demanda en la S/E Paillaco. 67
Figura 5.28: Demanda en la S/E Pichirropulli. 67
Figura 5.29: Demanda en la S/E Panguipulli. 68
Figura 5.30: Demanda en la S/E Los Tambores. 68
Figura 5.31: Demanda en la S/E Pullinque. 69
Figura 5.32: Demanda en la S/E Los Lagos. 69
Figura 5.33: Opción 2 Inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos - Panguipulli. 70
Figura 5.34: Flujos reales opción de conexión N°2: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli. 71
Figura 5.35: Análisis de la opción 3 inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque. .. 72
Figura 5.36: Flujos reales opción de conexión N°3: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque. 73
Figura 5.37: Análisis de la opción 4 inviable: Seccionamiento ambos circuitos de la línea 2x66 kV Los Lagos–Pullinque–Panguipulli. 74
Figura 5.38: Flujos reales opción de conexión N°4: Seccionamiento de ambas lineas de 66 kV Los Lagos – Panguipulli, Los Lagos – Pullinque. 75
Figura 5.39: Análisis opción 5 Inviable: Seccionamiento línea 2x220kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli. 76
Figura 5.40: Flujos reales opción de conexión N°5: Seccionamiento línea 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli. 77

Dedicatoria

A Emilia Pavez, mi pequeña hija, mi gran amor.

A Kwan-yi mi esposa, quien siempre me ha empujado a realizar los mas grandes logros.

A Eliana Vera Moraga, a quien debo la vida.

Resumen

En la actualidad, la subestación Los Lagos (de tipo zonal), no se encuentran comunidades indígenas cercanas y la zona cuenta con un gran potencial eólico. A la fecha no ha tenido problemas de congestión y en las cercanías solo existen un par de centrales hidráulicas. Por despacho económico de carga, una central eólica tiene prioridad frente a una hidráulica (costo de agua distinto de cero, salvo un periodo de lluvia extrema y/o vertimiento). En este sentido, el dato clave es la demanda neta proyectada de la S/E con su alrededor y la capacidad máxima de transmisión. Se analizará distintos escenarios posibles de conexión en la S/E Los Lagos, construcción de un nuevo paño, seccionamiento en líneas u otras subestaciones aledañas, evaluando ventajas técnicas para cada caso, considerando los proyectos de generación declarados en construcción y los proyectos de generación que están solicitando puntos de conexión al Coordinador.

Considerando lo anterior, este trabajo busca estudiar la factibilidad técnica de la conexión de una central eólica en la cercanía de la subestación Los Lagos, considerando la normativa legal, la información pública disponible en las diferentes plataformas del Coordinador y la evaluación técnica de los flujos del Sistema Eléctrico aledaño.

El estudio determina que existe disponibilidad para una futura conexión, directamente en la subestación Los Lagos, existe una limitada capacidad de generación principalmente dado por la capacidad de transmisión del sistema aledaño. En este sentido, es posible que algún desarrollador interesado pueda solicitar la solución de conexión al Coordinador.

Abstract

At present, the Lagos substation (zonal type), there are no nearby indigenous communities and the area has great wind potential. To date, there have been no congestion problems and there are only a couple of hydroelectric plants nearby. For economic cargo dispatch, a wind power plant has priority over a hydraulic power plant (non-zero water cost, except for a period of extreme rain and / or dumping). In this sense, the key data is the projected net demand of the S / E with its surroundings and the maximum transmission capacity. Different possible connection scenarios will be analyzed in the Lagos Substation, construction of a new network, sectioning in lines or other neighboring substations, evaluating technical advantages for each case, considering the generation projects declared under construction and the generation projects that They are requesting connection points from the Coordinator.

Considering the above, this work seeks to study the technical feasibility of the connection of a wind power plant in the vicinity of the Los Lagos substation, considering the legal regulations, the public information available on the different platforms of the Coordinator and the technical evaluation of the flows of the Nearby Electrical System.

The study determines that there is availability for a future connection, directly at the Los Lagos substation, there is a limited generation capacity, mainly due to the transmission capacity of the neighboring system. In this sense, it is possible that an interested developer may request the connection solution from the Coordinator.

Introducción

Desde el año 2016 a la fecha se han estado realizando diferentes cambios en las leyes que rigen la operación y mercado eléctrico Chileno. En particular, la nueva Ley de Transmisión 20.936, publicada en julio del año 2016, establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico [1]. Uno de los grandes cambios que trajo consigo dicha ley, es definir y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión del país.

Al estar garantizado por ley el acceso abierto a los sistemas de transmisión, se comenzó a producir un aumento significativo en las inversiones del tipo generación y transmision de energía eléctrica, mejorando el desarrollo económico y social del país.

En junio de 2019 , el gobierno de Chile comenzó a gestionar un plan de descarbonización de la matriz eléctrica [2], logrando un importante acuerdo con las cuatro principales empresas dueñas de plantas térmicas de nuestro país: Aes Gener, Colbún, Enel y Engie. Dichas empresas se comprometieron a no iniciar ningún nuevo desarrollo de proyectos a carbón en el futuro.

La Generación eléctrica a Carbón constituye hoy la principal fuente de generación eléctrica de nuestro país con cerca de un 20% de la matriz energética [3]. En ese sentido, si se desea descarbonizar la matriz energética Chilena, es necesario contar con otras tecnologías que puedan satisfacer la demanda de energía.

Nuestra geografía cuenta con gran potencial para explotar Energías Renovables No Convencionales, en adelante (ERNC), las cuales contribuyen a contar con una matriz limpia, equilibrada y diversa. Dentro de ellas destaca el gran desarrollo de proyectos eólicos realizados en la última década. En el año 2007 se construyeron 11 aerogeneradores en la región de Coquimbo, los cuales eran capaz de producir 18.5 MW [4]. En la actualidad, la capacidad instalada aumentó con creces, sumando un total de 2.161 MW [5].

Capítulo 1: Marco Teórico

1.1. Marco regulatorio para la conexión de proyectos en Chile

En Chile, el Ministerio de Energía es el encargado de generar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico. Análogamente, la Comisión Nacional de Energía, en adelante "CNE", es el organismo técnico que establece la fijación de precios de cada segmento del sistema, dicta las normas ténicas, prepara las propuestas de reglamentos y proyectos de Ley y es el asesor del Gobierno a través del Minesterio de Energía.

El 04 de agosto de 1904, nace la Ley N°1665 [6], la cual fija las prescripciones para la concesion de permisos y para hacer las instalaciones eléctricas en Chile. En su articulo primero, establece la concesión de permisos para la instalación de empresas eléctricas destinadas al servicio del público. Corresponde al presidente de la republica la autorización para ocupar los bienes nacionales o fiscales con líneas eléctricas de cualquiera especie, y además, la vigilancia de las empresas y líneas eléctricas en lo que respecta a las condiciones de seguridad que deben ofrecer su instalación y funcionamiento.

El 18 de febrero de 1925, nace el Decreto Ley N°252 [7], la cual establece la regulación de concesiones provisionales y definitivas. Corresponde al presidente de la república otorgar las concesiones tanto para las centrales, estaciones y líneas eléctricas destinadas al servicio público, como para las de uso privado. En agosto de 1959, se publica el Decreto con Fuerza Ley N°4 Aprueba Ley General de Servicios Electricos, comprende las disposiciones de las concesiones para establecer, operar y explotar centrales térmicas, hidraulicas, subestaciones, líneas de transporte y distribución de energía eléctrica y corrientes débiles. En 1982 se creó el DFL N°1 del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos), que a diferencia del Decreto con Fuerza Ley N°4, contempla en su texto normas referentes no sólo a electricidad propiamente tal sino a telecomunicaciones. Además, se establece que el valor del peaje será determinado por la distancia entre el punto de generación al de consumo y la solicitud de conceciones se verán facilitadas para el uso de bienes nacionales de uso público o la imposición de servidumbres sobre terrenos privados.

El 10 de Septiembre de 1998 se publica la Ley General de Servicios Eléctricos [8], en adelante LGSE, en su articulo 77 establece el Acceso Abierto y las condiciones de aplicación para los segmentos de transmision de energia eléctrica: Troncal, Subtransmisión y Adicional. La aplicación de esta ley en el sector era objeto de constantes controversias e interpretaciones. En la práctica, un desarrollador buscaba un terreno y decidía donde conectar su proyecto, decidía en que sector de la

línea seccionar o realizar un Tap-Off para maximizar los beneficios de su propia instalación. Posteriormente realizaba los trámites con los antiguos CDEC y reservaba su punto de conexión. En este sentido si otro proyecto deseaba conectarse a dicha línea, existían ciertas trabas para poder conectarse al sistema.

Al depender el Acceso Abierto en la relación y voluntad de las partes en diferentes ámbitos técnicos y económicos, se observa en el sector una heterogeneidad de tratamientos, que van en contra de la garantía o derecho que se buscaba reguardar: el beneficio del país por sobre el bien de cada empresa desarrolladora.

1.2. Normativa asociada a la Conexión de Proyectos

1.2.1 Nueva Ley de Transmisión: Ley N°20.936

El 20 de Julio de 2016 se publica la ley 20.936 [1], titulada "Establece un Nuevo Sistema de Transmisióin Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional", la entrada en vigencia ocurre el 09 de febrero de 2017 con su última modificación. En relación con la conexión de proyectos, este documento define y garantiza el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión del país. Además, define el modo de conexión al sistema de transmisión utilizados: Nacional (ex troncal), Zonal (ex Subtransmisión) y Dedicados (ex Adicional).

"Artículo 79º – Definición de Acceso Abierto": Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este título. Los propietarios de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Coordinador para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

"Artículo 80º – Acceso Abierto en Sistemas de Transmisión Dedicados": Los propietarios de los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica disponible de transmisión, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado fehacientemente al momento de la solicitud de capacidad técnica. El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados

sin considerar las congestiones de transmisión debido a limitaciones de capacidad de otros tramos de transmisión, oyendo previamente a las partes. El uso de la capacidad de los sistemas dedicados deberá

ajustarse a los estándares de seguridad y calidad de servicio con los que fue diseñado el respectivo sistema en base a la información de diseño entregada por el propietario.

En paralelo con la publicación de la Ley 20.936, se actualizó las Normas Técnicas de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [9] y se crearon nuevos anexos técnicos que detallan y definen la procesos o información necesaria para el proceso de interconexión de instalaciones. En particular, el Anexo "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" es el documento que define las etapas del proceso de Interconexión, los requerimientos técnicos mínimos que solicitará el Coordinador y la información técnica necesaria que debe brindar cada desarrollador. La figura 1.1, muestra esquemáticamente:

Figura 1.1: Esquema del proceso de planificación de la transmission.

1.2.2 El proceso de planificación de la transmisión

La Ley 20.936 establece el proceso de planificación de la transmisión. Este se realiza todos los años, con la excepción de la planificación energética a largo plazo que realiza el Ministerio de Energía, esquematicamente las etapas del proceso de planificación de la transmisión se muestra en la figura 1.2.

Figura 1.2: Esquema del proceso de planificación de la transmisión.

1.2.3 Resolución Exenta 154/2017

La resolución excenta 154/2017 [10], establece los términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refiern los artículos 79° y 80° de la ley general de servicios eléctricos. Los puntos más importantes de este documento son:

- Artículo 8°. El coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión, o en aquellas que la comision apruebe en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del articulo 102° y previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto al sistema respectivo.

- Artículo 12°. Le corresponderá al Coordinador establecer los pagos, por concepto de costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería o derechos de usos de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme a lo que determine el reglamento.

- Artículo 13°. Los propietarios de las instalaciones de los sistemas de transmisión deberán dar las facilidades necesarias para que se ejecuten las obras que deban realizarse, accedan en tiempo y forma a subestaciones, patios, salas de control, y a todas aquellas instalaciones a las que deba ingresar o hacer uso para materializar la nueva conexión.

1.2.4 Artículo 102° de la Ley 20.936/2016

De acuerdo a la Ley General de Servicios Electricos N° 20.936, el proceso de planificación de la transmisión y la planificaión energética a largo plazo, ha llevado la problemática de no poder contar con la disponibilidad de lineas de transmisión aprobadas para construcción, utilizables para la distribución de energía de nuevos puntos de generación.

La planificaión energética a largo plazo (PELP), se desarrolla cada cinco años por el Ministerio de Energía, el proceso anual de planificación de la transmisión se muestra en la figura1.3.

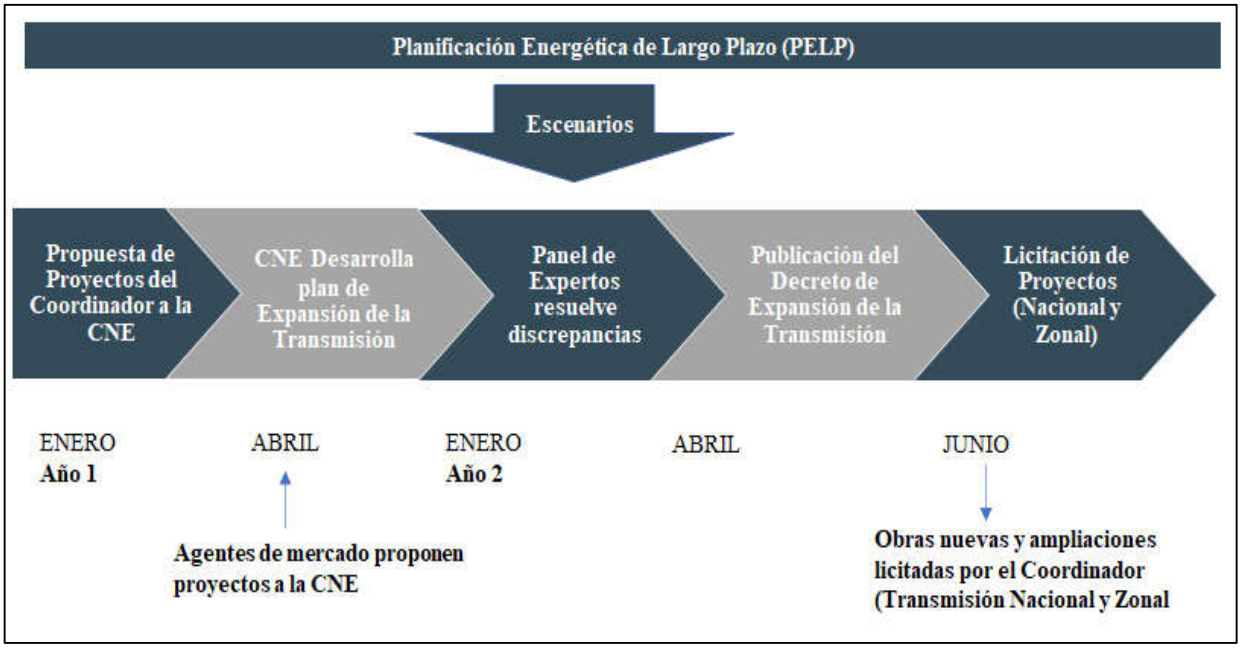

Figura 1.3: Esquema del proceso de planificación de la transmission, jornada CNE Diciembre 2019.

Se observa que el tiempo de demora entre la propuesta hasta adjudicación puede demorar hasta un año y medio, la tabla 1 muestra los tiempos que toma el preoceso de aprobación del proyecto.

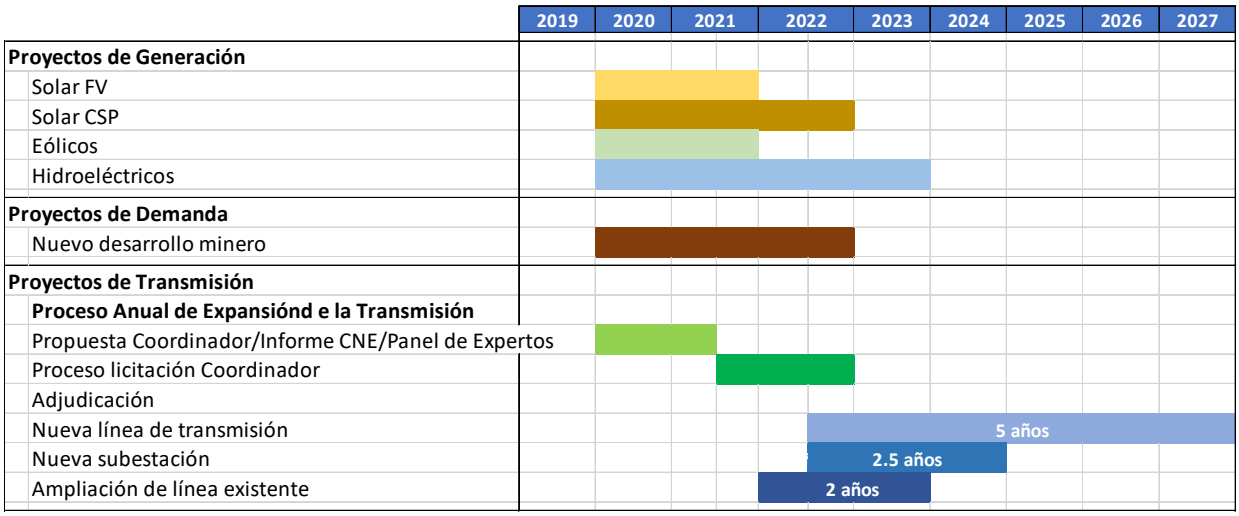

Tabla 1: Desarrollo de Proyectos (Gx, Tx, Dx).

El Artículo 102° permite viabilizar aquellos proyectos que, por diversas razones, no han sido canalizados a través del proceso anual de planificación de la transmisión. Permite a proyectos que justificadamente y que por alguna urgencia del sistema, por ejemplo, suminstrar a la demanda

requerida en tiempo y oportunidad, puesta en servicio requerida, etc. Para ello la figura 1.4 mustra esquemáticamente el proceso.

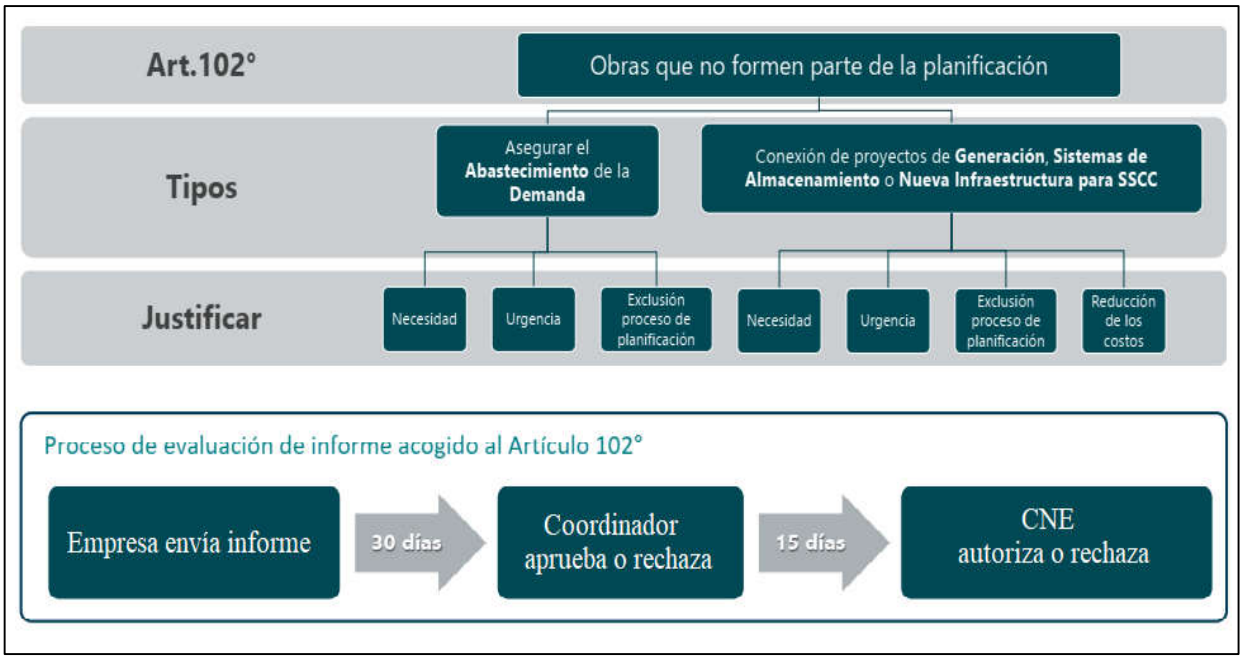

Figura 1.4: Obras sujetas al Artículo 102° de la Ley 20.936/2016.

De esta manera, un proyecto que no fue incluido en la planificación de largo plazo, pero que justifique la necesidad y urgencia de su construcción, puede ser desarrollado de igual forma siempre y cuando tenga sus permisos ambientales vigentes. Es importante que la empresa solicitante debe ser una empresa transmisora y puede ser una obra nueva o de ampliación.

La gestión de proyectos permite asegurar el abastecimiento de la demanda, viabilizar proyectos de generación, sistemas de almacenamiento o nueva infraestructura. La tabla 2 muestra como es posible adelantar proyectos de transmisión que por otra razón estarían aprobados al mediano plazo, coordinando su puesta en servicio junto con los de generación.

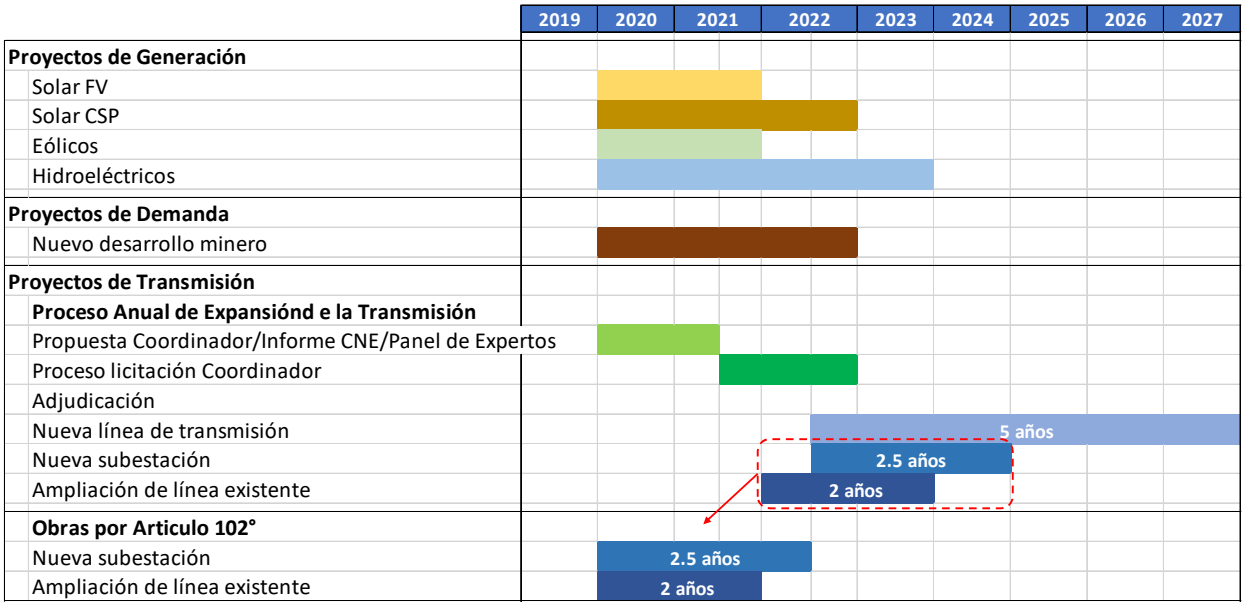

Tabla 2: Desarrollo de Proyectos (Gx, Tx, Dx).

1.2.5 Solicitud punto de conexión SASC y SUCT

Según los artículos 79° y 80° de las Ley 20.936, el segmento a cual pertenece la instalación de transmisión define qué tipo de solicitud enviar al Coordinador. Esto es:

Solicitud de aprobación de solución de conexión (SASC): Aplica solamente a las subestaciones nacionales y zonales. El dueño de la instalación debe permitir el acceso, siempre y cuando, existan espacios para nuevos paños en la subestación. No es necesario que las líneas de transmisión aledañas tengan la capacidad para transmitir la potencia del proyecto, por lo tanto, el riesgo de un posible recorte de generación es responsabilidad íntegramente del solicitante.

Entre los cambios establecidos en la Nueva Ley 2019 destaca la simplificación del pago de peajes por el uso de las líneas de transmisión del país. Actualmente se utiliza un sistema de estampillado, donde los clientes finales se hacen cargo del pago de peajes. En ese sentido, un proyecto de generación no debe pagar un peaje por el uso de instalaciones Nacionales ni Zonales.

La solicitud SASC solo aplica a subestaciones decretadas por el plan de expansión de la CNE, , ya sea nueva o ampliación de una existente. Por lo tanto, un nuevo proyecto de generación no puede seccionar una línea Nacional o Zonal donde el quiera. Una vez presentada la solicitud, el Coordinador revisa los antecedentes y comprueba que la conexión cumpla con la normativa vigente. En este

sentido, la figura 1.5 muestra el flujo del proceso de una solicitud SASC.

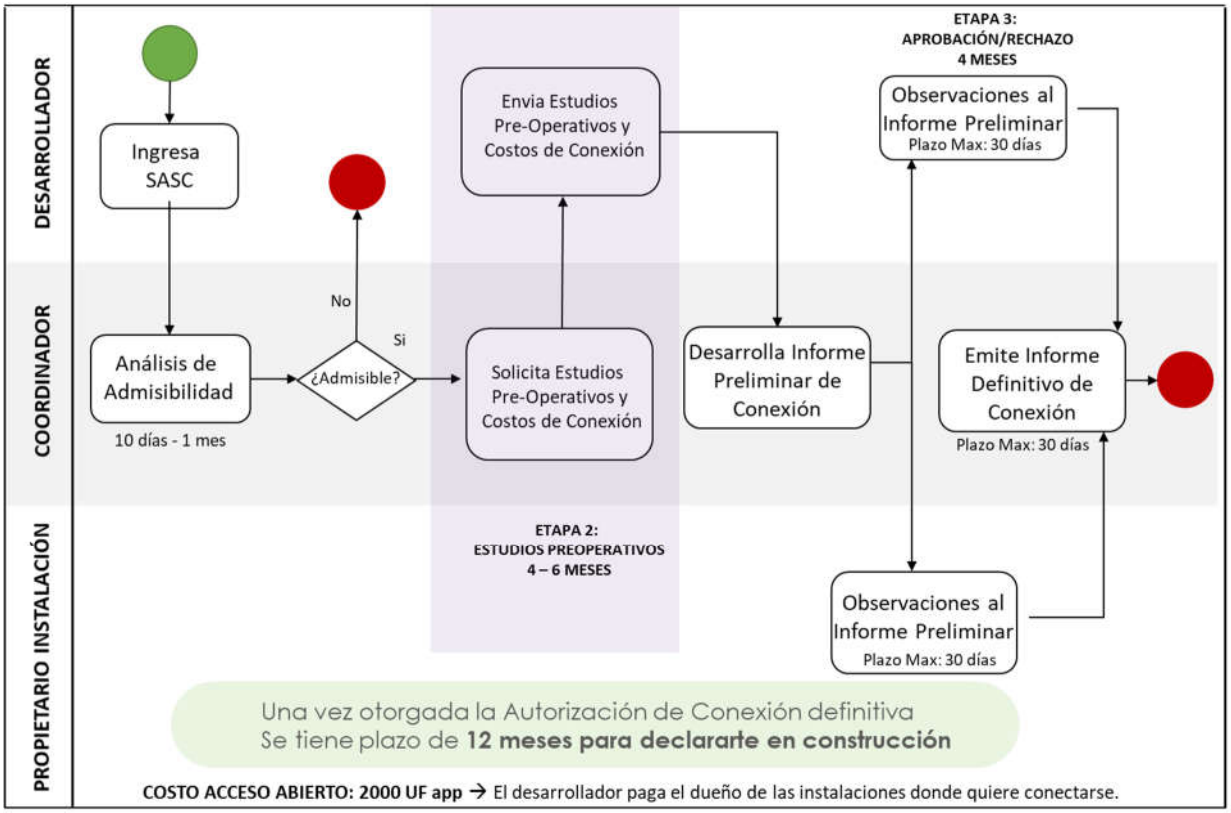

Figura 1.5: Flujo SASC.

Solicitud de uso de capacidad técnica (SUCT): Aplica a líneas y subestaciones del tipo Dedicadas. El dueño de la instalación debe permitir el acceso solo si existe capacidad disponible en su activo. Es posible conectar un nuevo proyecto de generación mediante la ampliación de una subestación existente o seccionando la línea de transmisión existente siempre y cuando exista capacidad disponible para poder inyectar energía. En ese sentido, el solicitante debe pagar una compensación (peajes), por su uso. Una vez presentada la solicitud, el Coordinador calcula la capacidad técnica del activo, revisa los antecedentes y comprueba que la conexión cumpla con la normativa vigente. La figura 1.6 muestra el flujo del proceso de una solicitud SUCT.

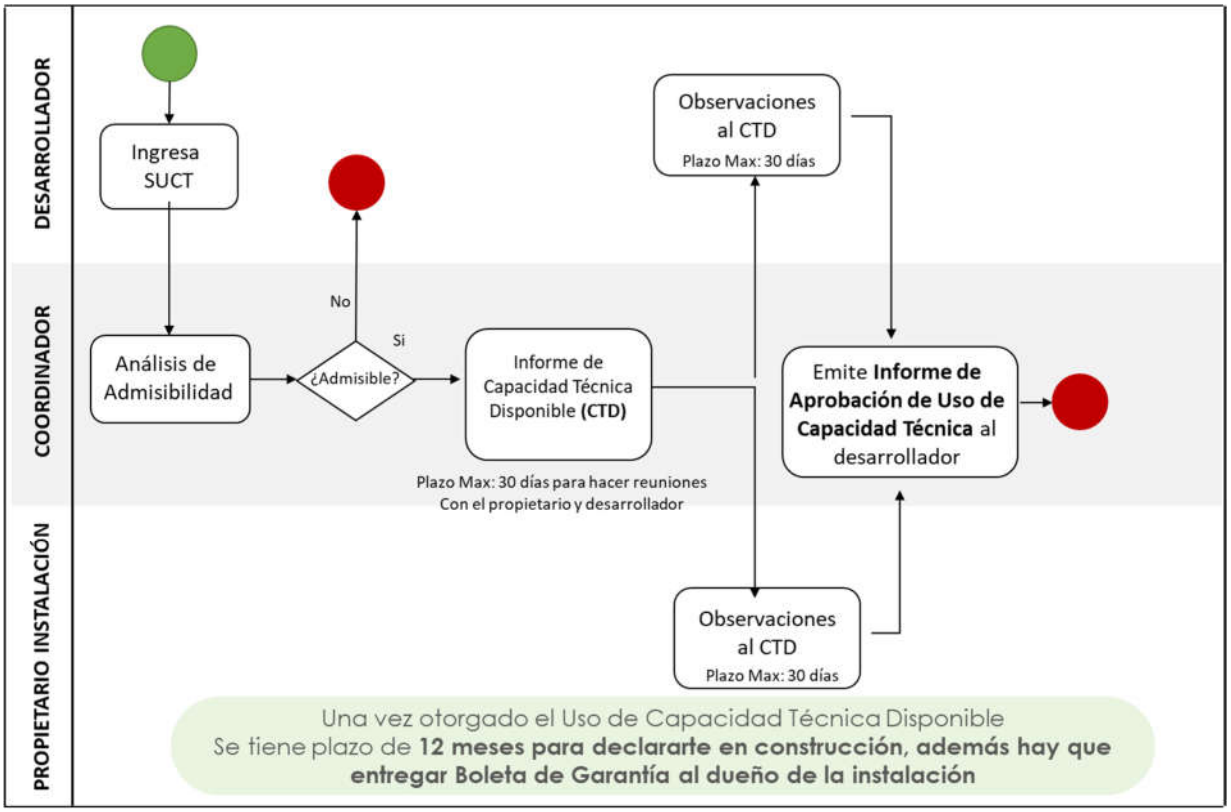

Figura 1.6: Flujo SUCT.

1.2.6 Conexión de proyectos de generación mediante Tap-Off"

Hace algunos años, la NTSyCS vigente de la época permitía la conexión de un nuevo proyecto de generación a través de un Tap-Off en las líneas existentes a todo nivel de tensión. A modo de ejemplo, la NTSyCS del año 2016 establecía lo siguiente:

"NTSyCS 2016. Articulo 3-24: Conexiones en derivación de líneas en una tensión superior a 200 kV"

La conexión de una instalación de inyección o retiro en derivación desde una línea de simple circuito o desde uno de los circuitos de una línea de dos o mas circuitos del sistema de transmisión de tensión mayor a 200 kV, por medio de un arranque de simple circuito de línea o transformación, deberá contar con un paño de interruptor físicamente ubicado contiguo a la franja de seguridad de la línea que asegure el despeje selectivo de las fallas que ocurran en las nuevas instalaciones, para lo cual se deberá adecuar los sistemas de protección del circuito a cual se conecta a un esquema de teleprotección de tres terminales que permitan mantener el tiempo de despeje de fallas en el circuito al cual se conecta el arranque dentro de los tiempos máximos permitidos en el articulo 5-45".

En la actualidad, la NTSyCS vigente eliminó dicho párrafo para los niveles de tensión superiores a 200 kV y solo establece la conexión en Tap-Off para un nivel menor de 200 kV.

Se deberá entender que solo se puede conectar un nuevo proyecto en Tap-off en una línea menor a 200 kV siempre y cuando se demuestre que el proyecto no afecta la estabilidad del sistema ni la calidad y seguridad del servicio. En la práctica, para resguardar la seguridad del sistema, el Coordinador Eléctrico no permite la conexión en Tap-Off en las instalaciones Nacionales y Zonales.

Capítulo 2: Antecedentes

2.1. Antecedentes de la zona de estudio

La subestación Los Lagos se ubica en la región de los Ríos, específicamente en la comuna de los Lagos. Geograficamente, en la zona oriente se encuentra cercano a un sistema de transmisión zonal en 66 [kV] el cual converge a la subestación Los Lagos y al poniente a una línea nacional de 220 [kV] doble circuito Los Ciruelos-Nueva Pichirropulli.

2.1.1 La subestación Los Lagos

La figura 2.1 muestra la ubicación georeferenciada de la subestación Los Lagos [11].

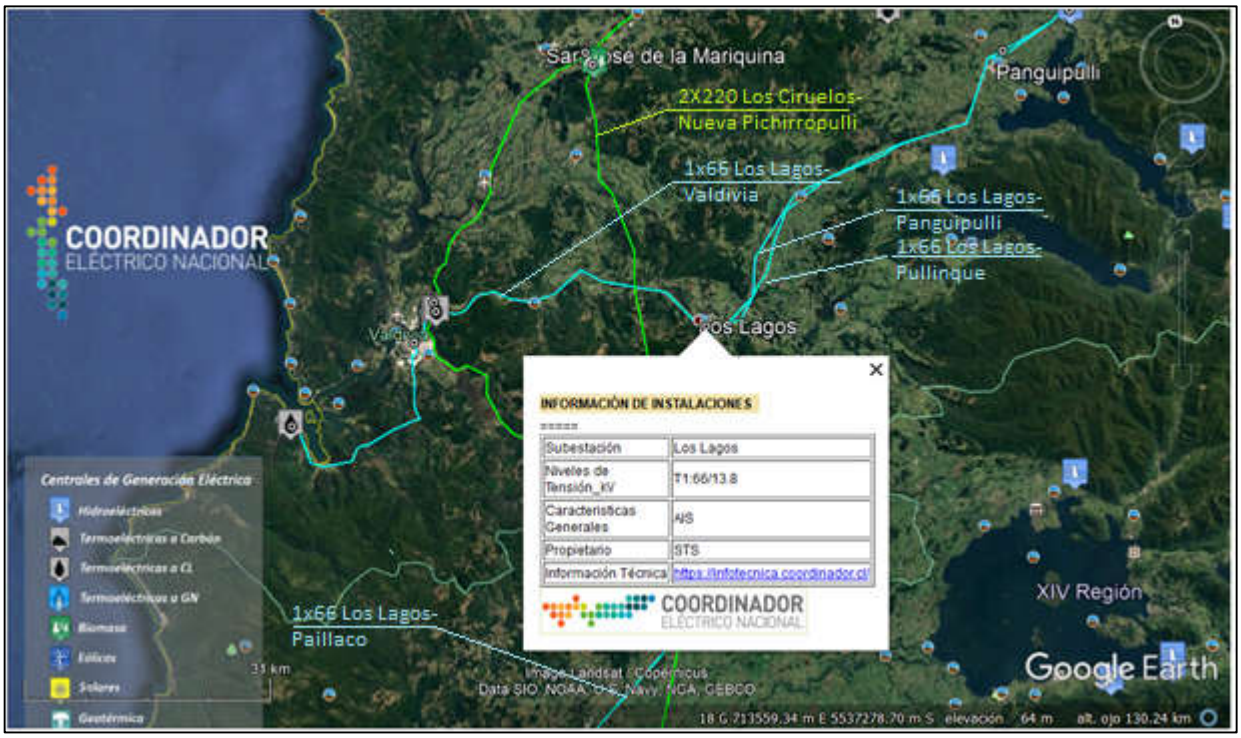

Figura 2.1: Mapa ubicación subestación Los Lagos.

La subestación Los Lagos es de propiedad del Sistema de Transmisión del Sur (STS). Está calificada como una instalación del tipo zonal. La Figura 2.2 presenta la ubicación proyectada del paño de la subestación Los Lagos. Se aprecia que dicha subestación no posee diagonales disponibles

para la conexión de nuevos proyectos de generación, sin embargo, existe terreno disponible para una posible ampliación de sus instalaciones

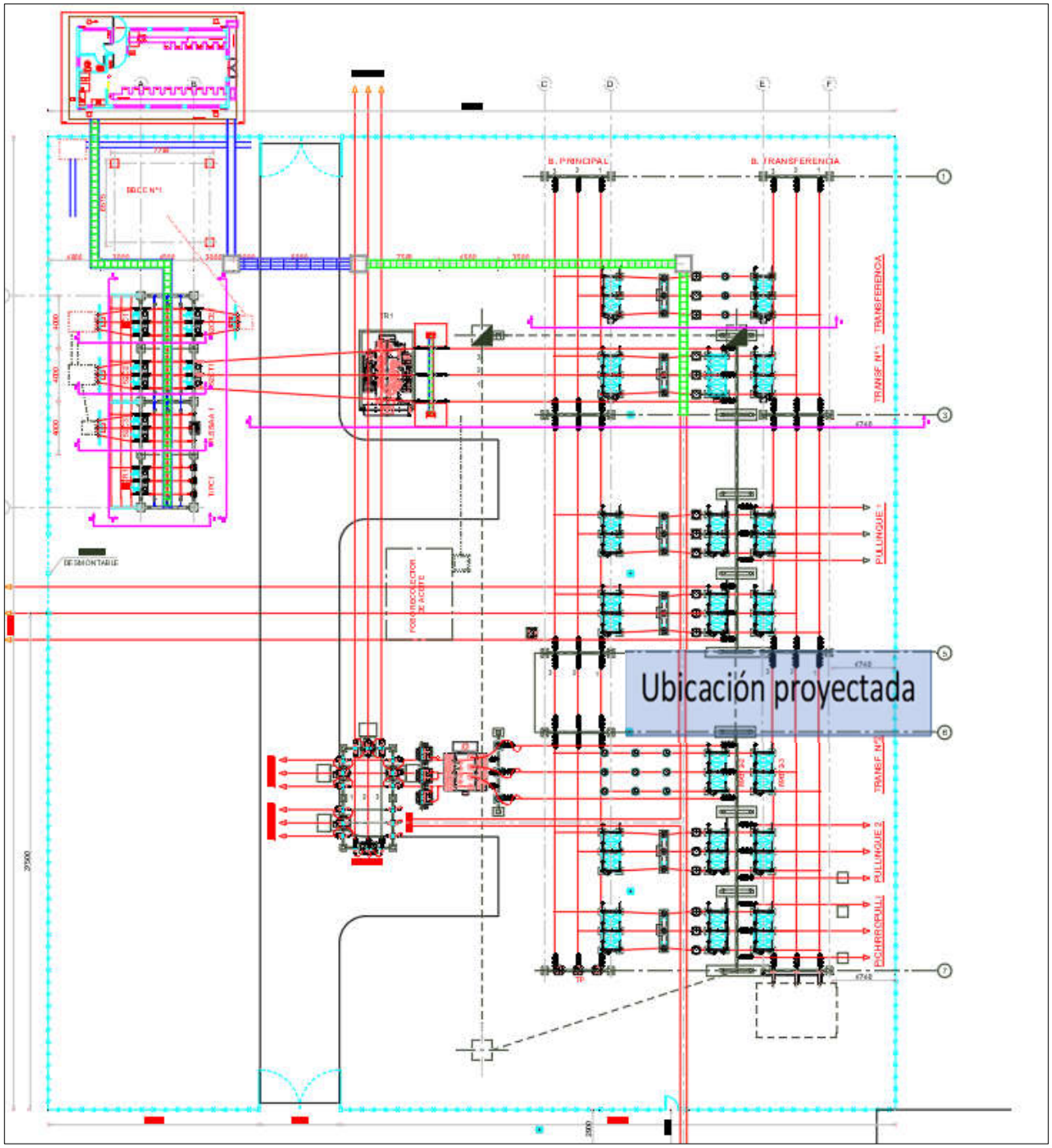

Figura 2.2: Ubicación proyectada paño subestación Los Lagos.

Esta interconectada al sistema a través de la línea 1x66 kV Los Lagos –Valdivia desde el poniente, 1x66 kV Los Lagos – Paillaco desde el sur y desde la S/E Pullinque y Panguipulli desde el Norte. Esta S/E está conformada por un patio de 66 kV en configuración barra simple más transferencia y uno de 13,2 kV en configuración barra simple, los cuales son conectados a través de un transformador AT/MT de 16 MVA. Considerando lo anterior, el diagrama unilineal de las cercanías de la S/E se presenta en figura 2.3.

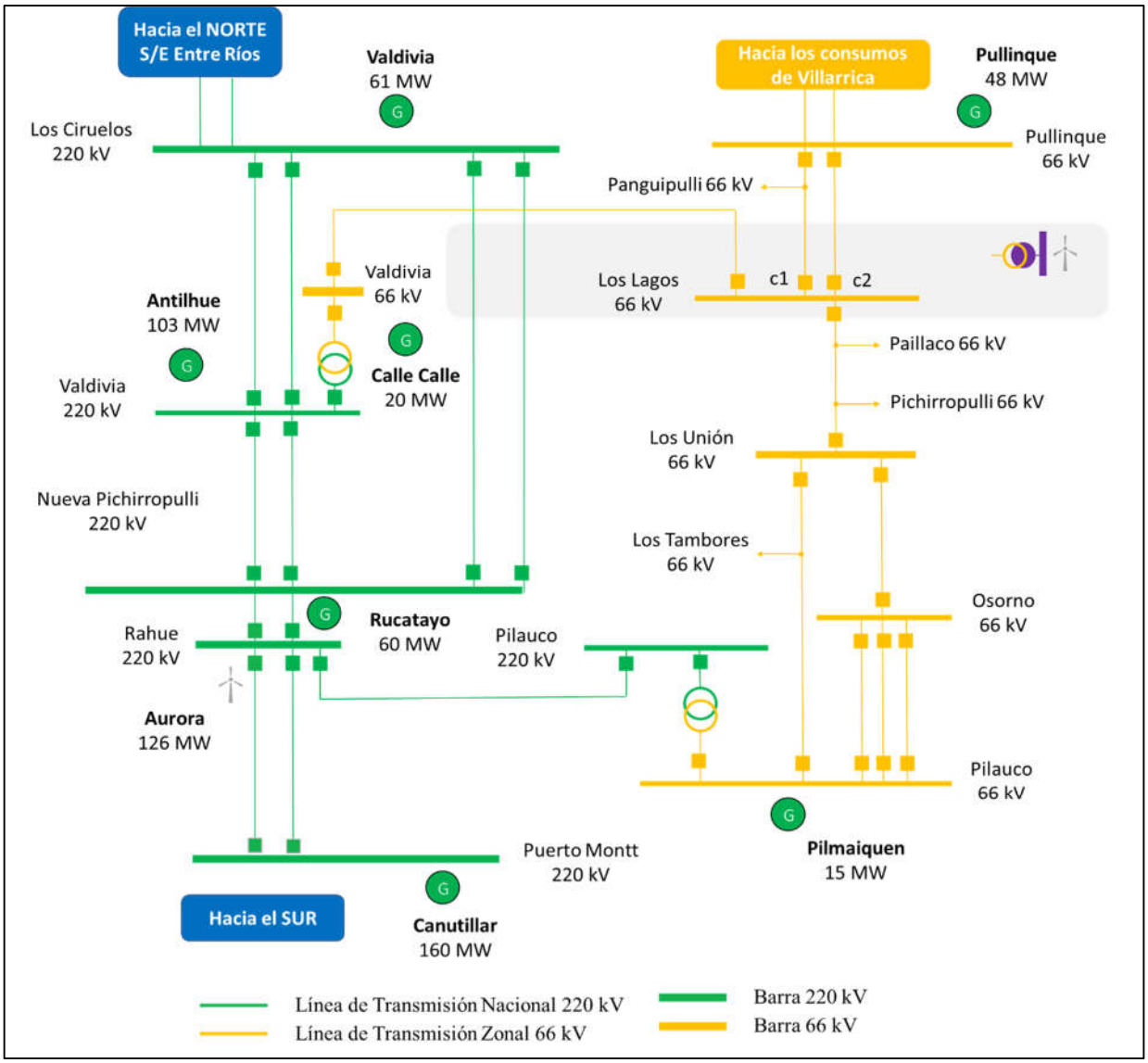

Figura 2.3: Diagrama Unilineal de la ubicación subestación Los Lagos.

El sector ubicado en las cercanías de la subestación Los Lagos está inmerso en un sistema en 66 kVque se encuentra prácticamente enmallado. Hacia el oeste se conecta con el corredor Los Ciruelos

– Nueva Pichirropulli 220 kV, el cual a su vez enlaza con la gran carretera en 500 kV. El sistema de 66 kV se conecta con la S/E Pullinque, en la cual se encuentran los consumos asociados a la S/E Villarrica, S/E Pucón y otros consumos asociados a la región de la Araucanía y al sur con la S/E La Unión.

2.2. El recurso primario de la zona

En la zona existe un gran recurso eólico. De acuerdo a datos obtenidos por la herramienta "Explorador de energía eólica" [12], en las cercanías de la S/E Los Lagos se encuentran velocidades de viento entre 6 a 9 m/s. En ese sentido, en la figura 2.4 se muestra el recurso de las cercanías de la S/E Los Lagos.

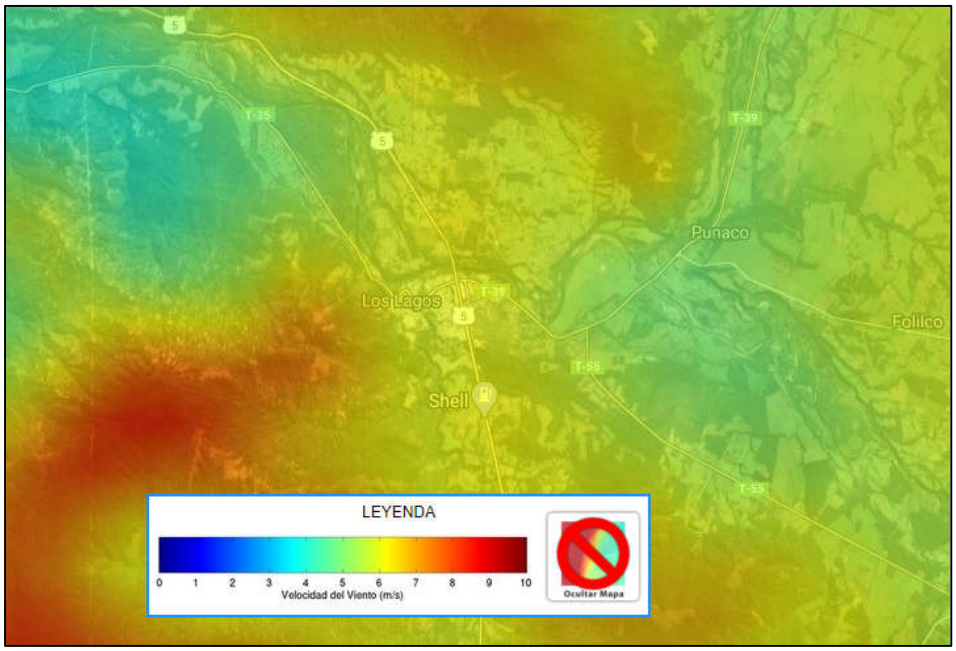

Figura 2.4: Mapa recurso eólico cercano a subestación Los Lagos.

Mediante la misma herramienta, es posible obtener las velocidades del viento en un punto cercano de la S/E Los Lagos. Dichos datos se pueden observar en la figura 2.5

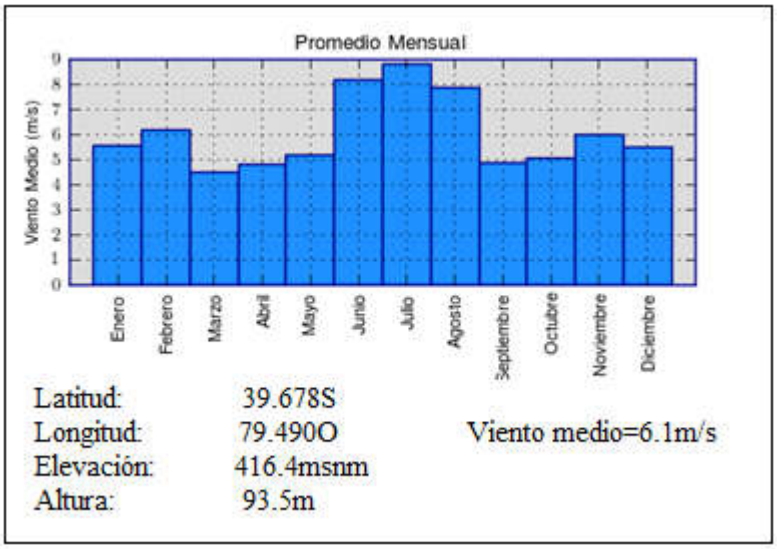

Figura 2.5: Curva recurso eólico subestación Los Lagos.

Es importante destacar que el diseño y emplazamiento de un parque eólico debe considerar los impactos ambientales como transito de aves en peligro de exrtinción, el impacto visual que generan los molinos, el espacio disponible en planicies de terreno, dirección de los molinos, temperaturas y capacidad de generación máxima, requiere de un estudio acabado de la zona para definir la altura del eje, el tamaño del rotor y otras especificaciones técnicas que no son el alcance de la presente memoria.

El sector de emplazamiento puede ser cualquiera cercano a la subestación Los Lagos, sin embargo, el sector mas viable a elección debe estar en una zona que tenga las condiciones idóneas para la generación de energía eólica, con una comunidad cerca que pueda consumir dicha energía. Al norte se encuentra un pequeño sector con predios agrícolas y luego un cordon montañoso que cuenta con un promedio de viento entre 5 a 7 m/s; al sur existe disponibilidad de terrenos entre cordones montañosos, entre las servidumbres de carreteras y líneas de transmisión de energía eléctrica, cuenta con un promedio de viento entre 5 a 7 m/s; al este existe disponibilidad de terrenos planos principalmente agrícolas y ganaderos, cuenta con un promedio de viento entre 6 a 8 m/s y al oeste existe disponibilidad de terrenos principalmente sobre cordones montañosos, que cuenta con un promedio de viento entre 7 a 10 m/s.

2.3. Características del sistema de transmission

2.3.1 Antecedentes Generales

Para el análisis del sistema de transmisión ubicado en las cercanías de la S/E Los Lagos, se ha utilizado la información pública proveniente desde las páginas web de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, en particular:

- Decretos de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Información de infraestructura existente en la plataforma Infotécnica del Coordiandor.
- Proyectos nuevos de generación que han sido informados al Coordinador y se encuentran ya sea en procesos de estudios de pre-operatividad o a la espera de admisibilidad de solución de conexión, a modo de referencia en el nodo de transmisión.

2.3.2 Generación actual de la zona

La Tabla 3 indica las principales características de las centrales que entregan su energía actualmente en la zona bajo estudio. En particular, se hace mención a la potencia máxima real de cada una de ellas en el período comprendido entre Octubre de 2019 y mayo de 2020. El detalle de la generación se presenta en en Anexo A.

N°	Central	Tipo	Punto de Conexión	Potencia Máxima Instalda [MW]	Potencia Mínima Instalda [MW]	Potencia Máxima real a la fecha [MW]	Comentarios
1	Valdivia	Térmica	S/E Los Ciruelos	61	0	61	El despacho de la central ocurre durante prácticamente todo el día. En las horas punta llega a 61 MW y en el valle a 15 MW
2	Antilhue	Diésel	S/E Antilhue 220 kV	102	1,6	90	El despacho solo se utiliza cuando existe un déficit de generación de los parques renovables.
3	Calle Calle	Térmica	S/E Valdivia 66 kV	13	0,8	7	El despacho solo se utiliza cuando existe un déficit de generación de los parques renovables.
4	Pullinque	Hidroeléctrica pasada	S/E Pullinque 66 kV	-	0	45	El despacho es máximo en meses de verano y mínimo en los meses de invierno
5	Rucatayo	Hidroeléctrica pasada	S/E Rucatayo 220 kV	60	14,6	50	El despacho es máximo en meses de verano y mínimo en los meses de invierno
6	Pilmaiquén	Hidroeléctrica pasada	S/E Pilmaiquén 66 kV	40,8	0	40	El despacho es máximo en meses de verano y mínimo en los meses de invierno
7	Aurora Eólico	Eólico	Tap Off* Rahue – Puerto Montt 220 kV	129	No informada	67	El parque se encuentra en pruebas de puesta en servicio, por esa razón la generación real es tan baja con respecto al instalado.

Tabla 3: Generación actual de la zona.

Observación: El parque eólico Aurora no fue despachado desde enero a abril del año 2020 por una falla interna en sus instalaciones.

2.3.3 Proyectos de generación declarados en construcción

De acuerdo con la Resolución Exenta Nº 64, publicada el 28 de Mayo de 2020, los siguientes proyectos fueron declarados en construcción por la CNE en la region de Los Ríos, ver la Tabla 4.

N°	Proyecto	Propietario	Fecha estimada de interconexión	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Ubicación	Punto de conexión
1	San Pedro	Colbún S.A.	mar-24	Hidro-Pasada	170	Región de los ríos	S/E Los Ciruelos
2	Ampliación central PMGD Hidroriñinahue	Los Portones S.A.	abr-20	PMGD Hidro - Pasada	1	Región de los ríos	Alimentador Futahuente 23 kV S/E Chirre
3	Hidromocho	Hidromocho S.A	may-20	Hidro-Pasada	15	Región de los ríos	S/E Licán 110 kV

Tabla 4: Proyectos declarados en construcción en la región de Los Ríos.

2.3.4 Proyectos de Generación solicitando puntos de conexión al Coordinador Eléctrico

En la zona bajo estudio, el siguiente proyecto está solicitando su aprobación de solución de conexión (SASC), dicho parque eólico se encuentra en calificación ambiental desde el 8 de mayo de 2018, ver tabla 5.

N°	Proyecto	Propietario	Tipo de tecnología	Potencia neta [MW]	Punto de Conexión	Fecha de Conexión
1	Camán	Mainstream	Eólica	164	S/E Cerros de Huichaue 220 kV	Diciembre 2021

Tabla 5: Proyectos solicitando su aprobación de solución de conexión al Coordinador.

2.3.5 Proyectos Eólicos en calificación Ambiental

A continuación, en la tabla 6 se muestra los proyectos eólicos en calificación por el Servicio de Evaluación Ambiental mas cercanos a la subestación Los Lagos.

N°	Nombre	Tipo	Región	Tipología	Titular	Inversión (MMU$)	Potencia Instalada [MW]	Fecha Presentación Fecha de Ingreso(*)	Estado
1	PARQUE EÓLICO OVEJERA SUR	EIA	XIV	c	Parque Eólico Ovejera Sur SpA	280	258	18-03-2020	En Calificación
2	PARQUE EOLICO EL ALEMAN 2	DIA	XIV	c	PARQUE EOLICO EL ALEMAN SpA	20,6	4,5	18-02-2020	Desistido
3	PARQUE EÓLICO LA LUMA	DIA	XIV	c	Proyectos Peñaflor SpA	34,4	22,5	17-01-2020	Desistido

Tabla 6: Proyectos eólicos cercanos a subestación Los Lagos presentados a EIA.

2.3.6 Capacidad y clasificación del Sistema de Transmisión

Las capacidades máximas cercano a subestación Los Lagos se presentan en la Tabla 7:

N°	Linea de transmisión/Transformador	Calificación	Imax [kA]	Smax [MVA]	Pmax [MW] @FP=0.93 ind.
1	Los Lagos-Pullinque 66kV C2	Zonal	0,24	28	26
2	Los Lagos-Panguipulli 66kV C1	Zonal	0,24	28	26
3	Los Lagos-Pullinque 66kV C1	Zonal	0,24	28	26
4	Valdivia-Los Lagos 66kV	Zonal	0,24	28	26
5	Los Lagos-Paillaco 66kV	Zonal	0,21	24	23
6	Paillaco-Pichirropulli 66kV	Zonal	0,21	24	23
7	Pichurropulli- La Unión 66kV	Zonal	0,21	24	23
8	Osorno-La Unión 66kV	Zonal	0,24	28	26
9	Osorno-Pilauco 66kV C1	Zonal	0,34	39	36
10	Osorno-Pilauco 66kV C2	Zonal	0,34	39	36
11	Osorno-Pilauco 66kV C3	Zonal	0,34	39	36
12	La Union-Los Tambores 66kV C1	Zonal	0,25	29	27
13	Los Tambores-Pilauco 66kV C1	Zonal	0,25	29	27
14	Pilauco 220/66/23kV 120 MVA	Zonal	-	120	111
15	Valdivia 220/69/13,8kV 60 MVA	Zonal	-	60	56
16	Pilauco 220kV-Rahue 220 kV	Zonal	0,75	285	265
17	Nueva Pichirropulli-Rahue 220 kV C1	Nacional	0,506	193	180
18	Nueva Pichirropulli-Rahue 220 kV C2	Nacional	0,506	193	180
19	Valdivia-Nueva Pichirropulli 220 kV C1	Nacional	0,381	145	135
20	Valdivia-Nueva Pichirropulli 220 kV C2	Nacional	0,381	145	135
21	Ciruelos-Nueva Pichirropulli 220 kV C1	Nacional	0,928	354	329
22	Ciruelos-Nueva Pichirropulli 220 kV C2	Nacional	0,928	354	329

Tabla 7: Capacidad de transmisión del sistema cercano a subestación Los Lagos.

2.3.7 Proyectos de Transmisión Declarados en Construcción

De acuerdo con la Resolución Exenta Nº 171 de la CNE, publicada el 28 de Mayo de 2020, los siguientes proyectos fueron declarados en construcción, ver tabla 8:

N°	Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Fecha de entrada de operación según Decreto	Responsable
1	Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV. La capacidad de transmisión de cada línea es 1500 MVA	20T/2015	jul-21	Transelec Holding Rentas Ltda.
2	Nueva S/E Seccionadora Cerros de Huichahue 220 kV	422/2017	ago-20	Eletrans S.A.
3	Nueva línea 2x66 kV Llollelhue - La Unión	320/2017	ago-20	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
4	Proyecto La Misión (S/E Remehue)	320/2017	may-20	Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Tabla 8: Proyectos de Transmisión Declarados en Construcción.

Nueva línea 2x66 kV Llollelhue – La Unión: El proyecto consiste en la construcción de una nueva línea de transmisión 2x66 kV entre las subestaciones Llollelhue y La Unión de aproximadamente 24 km de longitud y una capacidad máxima de 2x70 MVA. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

Proyecto La Misión: El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación denominada Remehue, en 66 kV, que seccione la línea 2x66 kV Osorno – La Unión en la zona norponiente de Rahue, en configuración barra principal más transferencia; la construcción de una nueva subestación denominada La Misión, ubicada en la ciudad de Osorno; y la construcción de una nueva línea 2x66 kV Remehue – La Misión, de aproximadamente 7,5 km de longitud. El proyecto incluye la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV de capacidad máxima 30 MVA en la S/E La Misión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

2.3.8 Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 realizada por el Coordinador

El Coordinador publicó el 22 de enero de 2020 su propuesta de expansión de la transmisión. Las obras nuevas y/o de ampliación que recomienda el Coordinador para el sistema se presentan en la siguiente Tabla 9:

N°	Obra de transmisión	Capacidad [MVA]	Fecha PES	Construcción	Segmento	Plazo Constructivo	Comentario
1	Ampliación en S/E Tineo	-	feb-22	Inmediata	Nacional	12 meses	Permite conexión de proyecto eólico Aurora
2	Ampliación en S/E Los Lagos	16	Feb-23	inmediata	zonal	18 meses	Evita sobrecarga de transformadores en S/E Los Lagos
3	Nueva S/E Nueva Valdivia	-	sept-20	-	Nacional	-	abastece las subestaciones primarias de distribución en la zona
4	Nueva S/E Cerros de Huichahue	-	sept-20	-	Nacional	-	abastece las subestaciones primarias de distribución en la zona

Tabla 9: Propuesta de Expansión de la Transmisión del Coordinador.

De acuerdo a lo informado por el Coordinador, dentro de los próximos cinco años el transformador de la subestación Los Lagos se verá sometido a una carga aproximada al 85% de su capacidad, principalmente en los meses de verano dada la población flotante en la zona. Por lo tanto, el Coordinador recomienda la incorporación de un nuevo transformador de 16 [MVA] para abastecer la demanda estimada al 2039.

Se aprecia que la propuesta no considera una nueva subestación que seccione el corredor Los Lagos – Pullinque 2x66 kV o Los Lagos Valdivia 2x66 kV.

Otro punto importante de la propuesta, es el cálculo por parte del Coordinador de la utilización esperada del sistema de transmisión nacional. En ese sentido, la figura 2.6 se estima que el flujo esperado de la línea Nacional Cerros de Huichahue – Ciruelos 2x220 kV llegue a un máximo a 200 MW, lo que implica que a lo menos existen 400 MW de capacidad disponible.

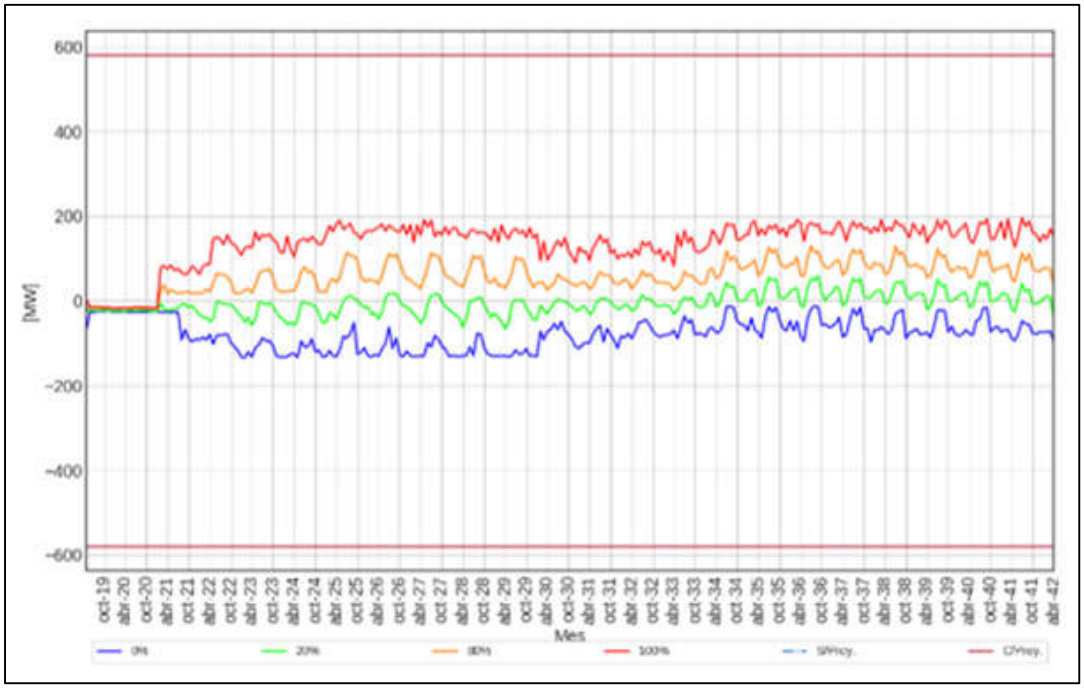

Figura 2.6: Utilización esperada línea 1x220 kV Cerros de Huichahue – Ciruelos.

2.3.9 Distribución actual de los flujos en la red bajo estudio

A partir de la plataforma Medidas del Coordinador Eléctrico Nacional [13] es posible obtener el detalle horario de los flujos que circula por las líneas aledañas a la subestación Los Lagos. En ese sentido, las gráficas se presentan en el ANEXO B. Considerando lo anterior, se aprecia lo siguiente:

Corredor 220 kV Rahue – N. Pichirropulli – Valdivia – Los Ciruelos: El flujo se dirige desde el sur (S/E Rahue) hacia el norte (S/E Los Ciruelos).

Línea Nueva Pichirropulli - Los Ciruelos 2x220 kV: tiene una capacidad disponible del orden de 200 MW.

Línea Rahue – Nueva Pichirropulli 2x220 kV: se encuentran prácticamente copada.

Línea Nueva Pichirropulli – Valdivia 2x220 kV: tiene una capacidad disponible del orden de 50 MW.

Sistema de 66 kV Los Lagos – Pullinque – Valdivia: Los flujos provenientes desde las subestaciones Valdivia, Panguipulli y Pullinque se dirigen hacia la S/E Los Lagos. Parte de él sigue hacia el sur hacia el Tap Off Paillaco 66 kV.

Líneas Pullinque – Los Lagos 66 kV y Panguipulli – Los Lagos 66 kV solo circulan del orden de 8 MW hacia la S/E Los Lagos. Por lo tanto, prácticamente existe toda la capacidad disponible (26 MW).

Consumo de la S/E Los Lagos, el promedio en verano es del orden de 5 MW y en inverno de 4 MW medidos según el Registro de Medidas (PRMTE) del Coordinador (ver Anexo B). Considerando el punto anterior, todo el consumo de dicha subestación es abastecido desde la S/E Valdivia. La figura 2.7 muestra el consumo de la subestación Los Lagos.

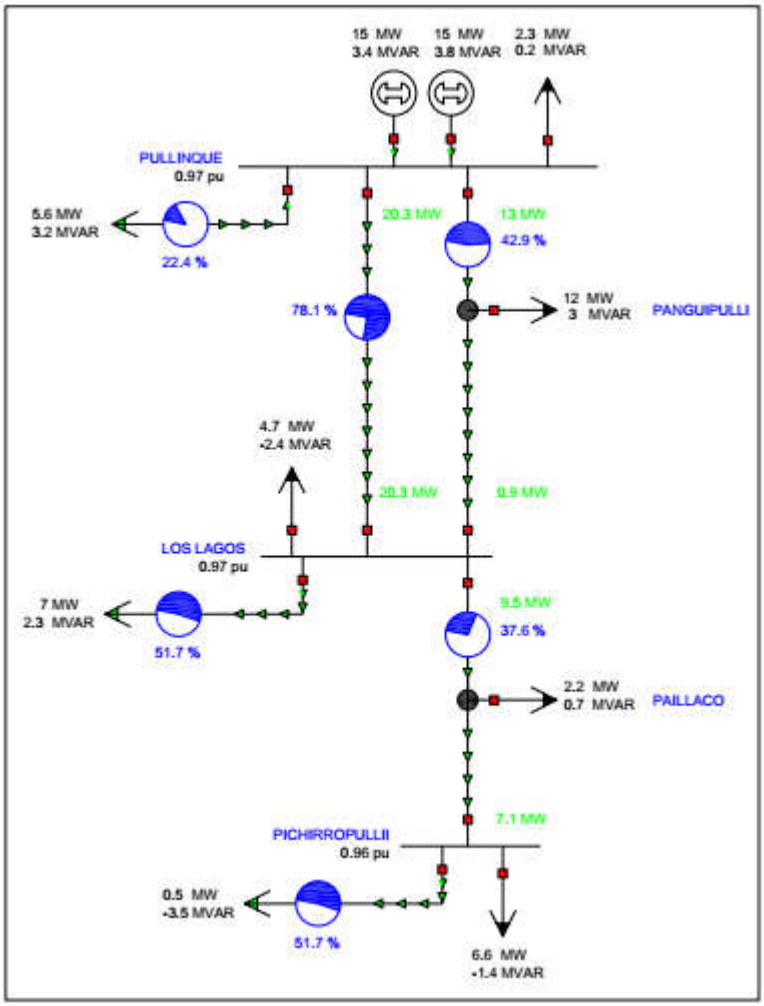

Figura 2.7: Consumo de la subestación Los Lagos.

2.3.10 Costos Marginales cercanos a subestación Los Lagos

La Figura 2.8 muestra los costos marginales (CMg) promedios mensuales de las barras Los Lagos y Pullinque 66 kV. Se aprecia que los valores entre dichas barras son prácticamente iguales.

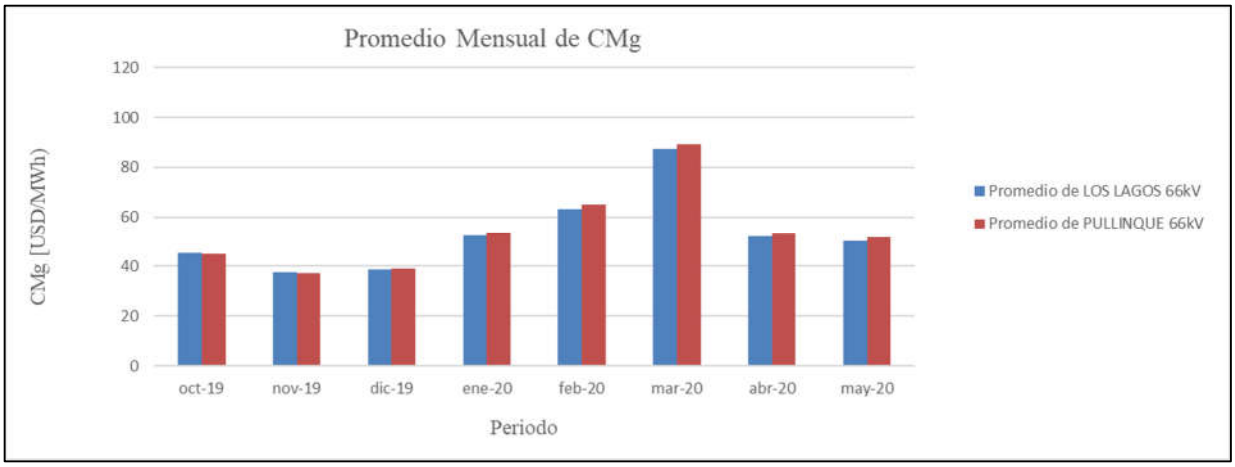

Figura 2.8: Costo marginal promedios mensuales de las barras Los Lagos y Pullinque 66kV.

Capitulo 3: Análisis de las alternativas de conexión

3.1. Sistema Eléctrico proyectado al año 2023

Considerando la información entregada en el capitulo 2, la figura 3.1 presenta la red bajo estudio proyectada al año 2023, la franja gris corresponde a las posibles zona donde se puede conectar el paque eólico.

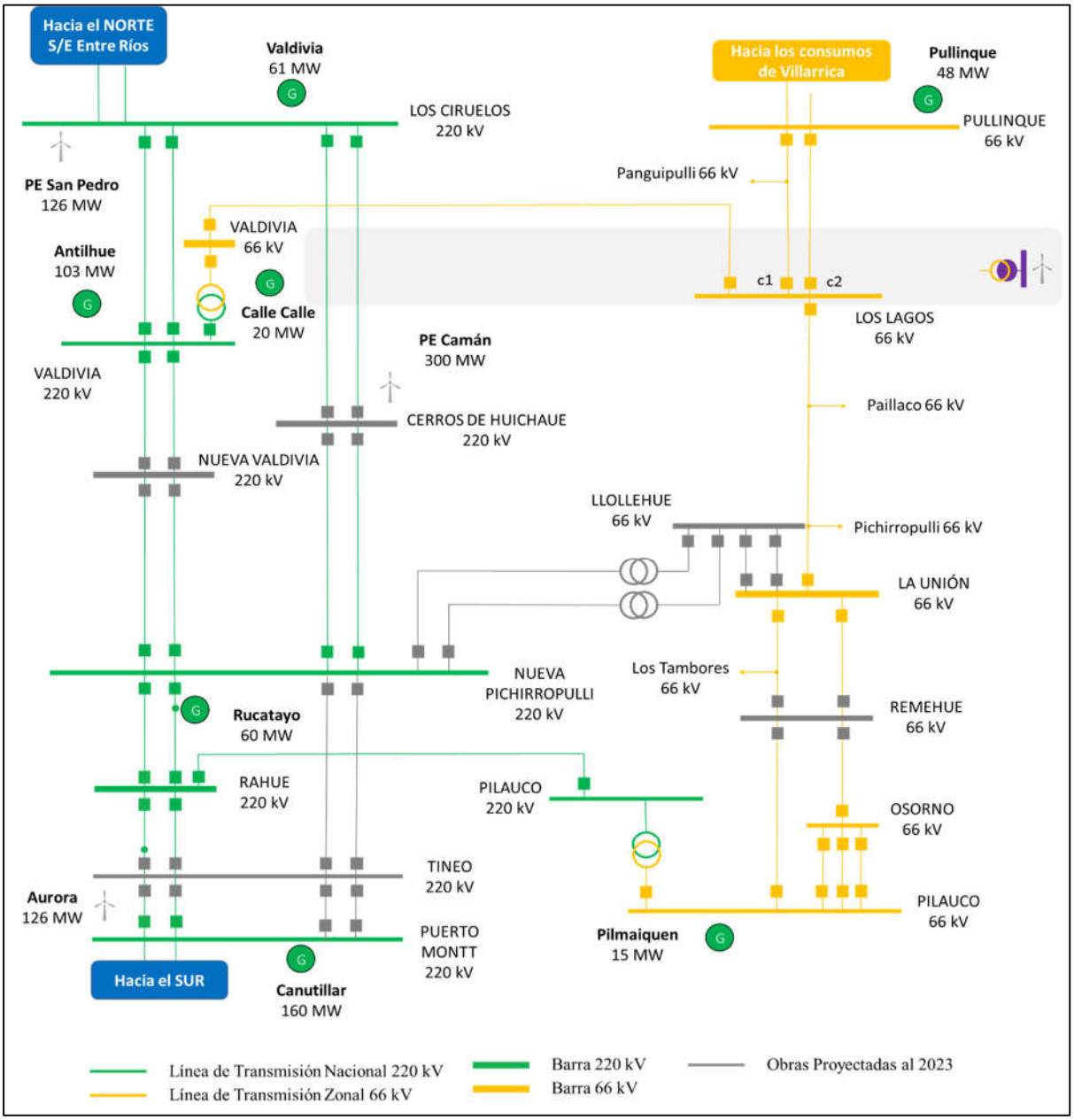

Figura 3.1: Red bajo estudio proyectada al año 2023.

Las nuevas obras de transmisión declaradas en construcción hace que la zona bajo estudio quede totalmente enmallada.

3.2. Escanario considerado

La zona bajo análisis es prácticamente en su totalidad del tipo cliente regulado. Estos se ubican al interior del anillo en 66 kV. De acuerdo con el informe propuesta de expansión de la transmisión publicada el 22 de enero de 2020 realizado por el Coordinador, la demanda de energía eléctrica de las regiones de los Ríos y los Lagos se muestra en la Tabla 10:

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Crecimiento %	5.15	4.8	4.75	4.95	4.6	4.7	4.45

Tabla 10: Crecimiento de la demanda 2019-2025.

El despacho económico de generación lo realiza el Coordinador Eléctrico Nacional de acuerdo con las centrales más baratas disponibles que permiten abastecer la demanda del sistema de forma segura. En ese sentido, las centrales ERNC presentes en la zona (hidráulicas de pasada y eólicas) tienen prioridad de despacho frente a una térmica.

En vista que se desea determinar las posibles congestiones en las líneas de transmisión aledañas al proyecto eólico bajo estudio, las cuales podrían limitar la viabilidad del proyecto, se procederá a simular la zona bajo estudio mediante el software digsilent considerando el siguiente escenario de generación y de demanda del sistema:

1. Escenario de Generación: se considerará un escenario simplificado de generación, el cual se realiza en base a la generación real que han producido los parques a la fecha:

   - Centrales térmicas que operan menos del 5% del año: Se considera despacho nulo. Este es el caso de las centrales Antilhue, y Calle Calle.

   - Centrales térmicas que operan más del 5% del año. Se considerará a máxima capacidad. Es el caso de la central Valdivia.

- Centrales hidráulicas de pasada: Se considerará el nivel de generación de época de deshielo (noviembre – enero). Por esa razón, la generación de las centrales Pullinque y Rucatayo se despachan a 30 MW.

N°	Central	Tipo	Potencia Máxima Instalda [MW]	Escenario considerado [MW]	% de utilización
1	Valdivia	Térmica	61	59	97%
2	Antilhue	Diésel	102	0	0%
3	Calle Calle	Térmica	13	0	0%
4	Pullinque	Hidroeléctrica pasada	48	30	63%
5	Rucatayo	Hidroeléctrica pasada	60	30	50%

Tabla 11: Escenario generación considerado en zona de influencia.

2. Escenario para la demanda: se considerará la demanda mínima de la zona. En ese sentido, se considerará la demanda mínima real obtenida en cada barra del sistema. Cabe señalar que dicha información se obtuvo de los medidores de energía del coordinador eléctrico nacional.

N°	Cargas	Consumos Reales [MW]	Escenario considerado [MW]
1	Paillaco	2,2	2,2
2	Pichirropulli	6,6	6,6
3	Panguipulli	12,1	12,1
4	Los Tambores	8,8	8,8
5	Pullinque	2,4	2,4
6	S/E Los Lagos	9,5	9,5
7	S/E Panguipilli	12	12

Tabla 12: Escenario demanda considerado en zona de influencia.

Dada la geografía de la zona, el parque eólico no puede estar inmerso en la ciudad de Los Lagos por motivos medioambientales, la pequeña depresión intermedia entre cordones montañosos al oeste y al sur requiere de una alta inversión en la construcción. En este sentido, la figura 3.2 muestra el emplazamiento propuesto del parque, emplazado al sector este de la subestación Los Lagos, con

planicies agrícolas, caminos de acceso públicos liberados, con características técnicas de viento aptas para la generación de energía eléctrica, un nivel de tensión de 66 [kV] y capacidad de despacho de potencia.

Figura 3.2: Ubicación geográfica propuesta para el parque eólico (-39.854138;-72.728702).

3.3. Opciones de conexión

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 1 del presente estudio, un proyecto de generación puede conectarse en diferentes puntos del sistema. A continuación, en la tabla 13 se presentan cinco distintas opciones de conexión con su respectivo comentario frente a la viabilidad técnica desde el punto de vista normativo.

Opción	Conexión	Comentario Normativo
1	Directa en la S/E Los Lagos	Opción de conexión viable. La S/E Los Lagos es del tipo zonal y actualmente posee paños disponibles para una futura conexión.
2	Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli	Opción de conexión inviable. El tramo de línea es zonal. De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 1, un nuevo proyecto de generación no puede seccionar una línea del tipo zonal.
3	Seccionamiento línea 1x 66 kV Los Lagos - Pullinque	Opción de conexión inviable. El tramo de línea es zonal. De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 1, un nuevo proyecto de generación no puede seccionar una línea del tipo zonal.
4	Seccionamiento de ambos circuitos de la línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli y Los Lagos Pullinque.	Opción de conexión inviable. El tramo de línea es zonal. De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 1, un nuevo proyecto de generación no puede seccionar una línea del tipo zonal.
5	Seccionamiento de la línea 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	Opción de conexión Inviable. El tramo de línea es nacional. De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 1, un nuevo proyecto de generación no puede seccionar una línea del tipo zonal.

Tabla 13: Opciones de conexión

Considerando lo anterior, a continuación solo se analizarán futuras restricciones de transmisión aledaño al proyecto, mediante digsilent, para la única opción viable de conexión: “Conexión directa en la S/E Los Lagos”. Los flujos obtenidos en las opciones inviables se muestran en Anexo F.

3.3.1 Opción N°1: Conexión en subestación Los Lagos

Las características del proyecto eólico considera una ubicación aproximente a 8 km al norte de la S/E Los Lagos, el terreno disponible tiene capacidad de desarrollo de hasta 80 MW. La figura 3.3 presenta un esquema de conexión del proyecto directamente en la S/E Los Lagos".

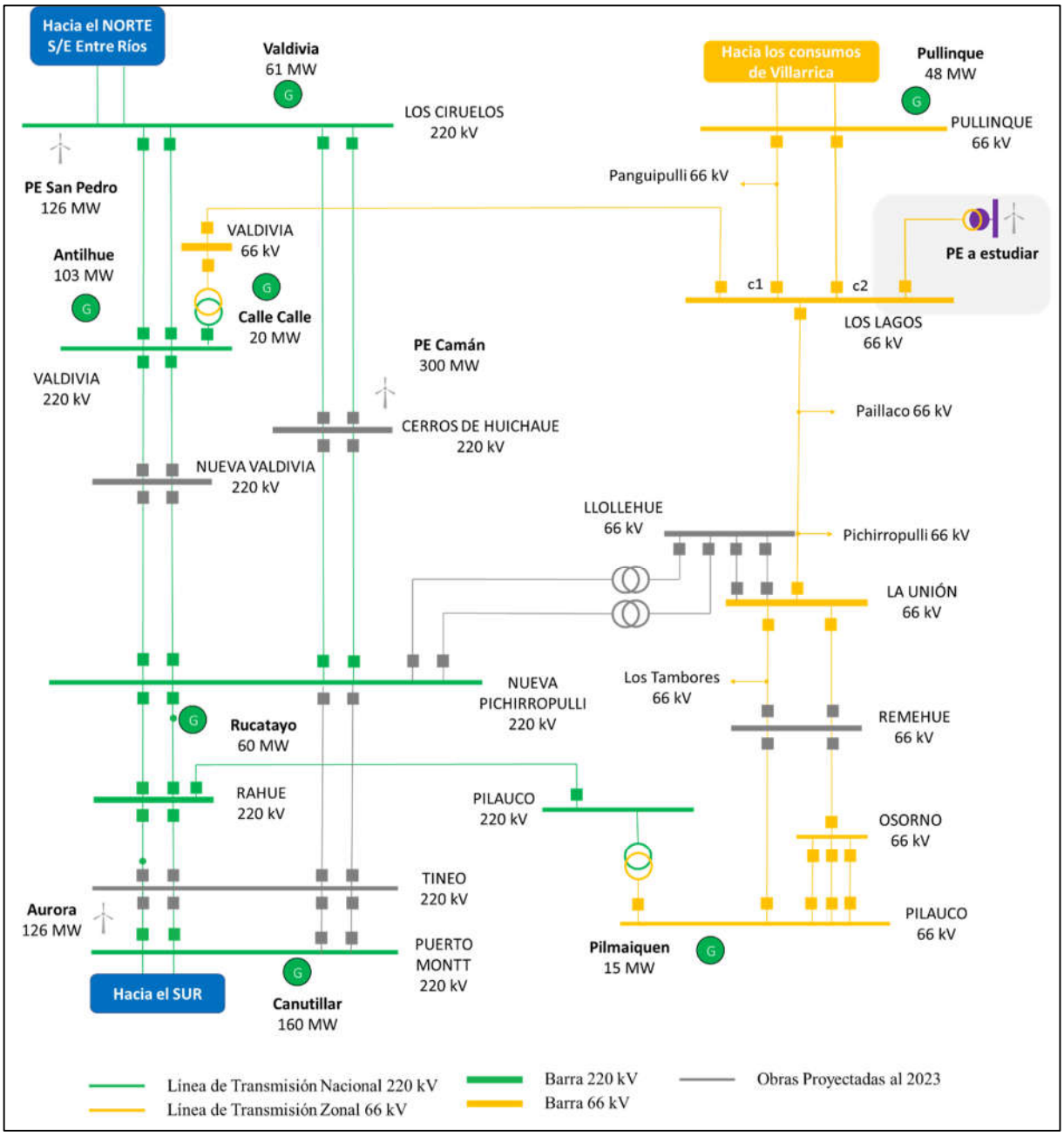

Figura 3.3:Análisis de opción 1: Conexión en S/E Los Lagos.

De acuerdo a la Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2020 realizada por el Coordinador [14] , la inclusión futura de la subestación Llollehue 66[kV] provocará que los consumos aguas abajo de la subestación Los Lagos (Paillaco 66 [kV], Pichirropulli 66 [kV], La Unión 66[kV] y Osorno 66[kV]) sean abastecidos desde el sistema de 220 [kV], por otra parte, considera la futura ampliación de la subestación Los Lagos mediante transformador de 16 [MVA] en Febrero de 2023. Los flujos actuales se muestran en el anexo F.

En la zona, la baja capacidad de transmisión del sistema de 66 kV limitará la futura inyección del parque. De manera estimativa antes de simular obtendremos una aproximación teórica del resultado esperado. De esta manera, si el parque se conectara directamente en la S/E Los Lagos tendría una potencia máxima de:

$$P_{máx}(PE)^1 = [Capacidad\ línea\ (1x66\ kV\ Los\ Lagos - Valdivia) + Consumo\ S/E\ Panguipulli + Consumo\ S/E\ Los\ Lagos\ + Capacidad\ línea\ (1x66\ kV\ Los\ Lagos - Pullinque)]$$

$$P_{máx}(PE) = 26{,}0 + 12{,}0 + \ 4{,}0 + 26{,}0 = 68{,}0\ MW$$

Para corroborar lo anterior, se procederá a modelar, en Digsilent, los nuevos proyectos que se conectarán en la zona, las nuevas ampliaciones y/o nuevas subestaciones definidas por la CNE para el año 2023. En ese sentido, la Figura 19 muestra un diagrama esquemático de la zona bajo estudio en 66 kV y la siguiente Tabla 14 el flujo simulado de las principales líneas de interés según scenario considerado en 3.2.

N°	Linea de transmisión/Transformador	Calificación	Imax permitido [kA]	[%] Cargabilidad de línea considerando un despacho de 58,8MW del parque eólico bajo estudio
1	Los Lagos-Pullinque 66kV C2	zonal	0,24	19,6
2	Los Lagos-Panguipulli 66kV C1	zonal	0,24	21,7
3	Los Lagos-Pullinque 66kV C1	zonal	0,24	14,7
4	Valdivia-Los Lagos 66kV	zonal	0,24	46,1
5	Los Lagos-Paillaco 66kV	zonal	0,21	100

Tabla 14: Flujos simulados para la conexión del PE en la S/E Los Lagos.

En la figura 3.5 se aprecia, que el "cuello de botellas" del sistema corresponde a la línea Los Lagos – Paillaco 1x66 kV. En ese sentido, el flujo máximo que podría despachar el parque eólico bajo estudio es de 58,8 MW.

Cabe señalar, que en el Anexo C se presenta el esquema completo en Digsilent, en el Anexo D el despacho de las principales máquinas del sistema y en el Anexo E la demanda de la zona. Para la capacidad máxima de las líneas de 66 kV se consideró un FP = 0.93 ind., demanda alta de un día laboral y despacho máximo de las centrales eólicas de la zona.

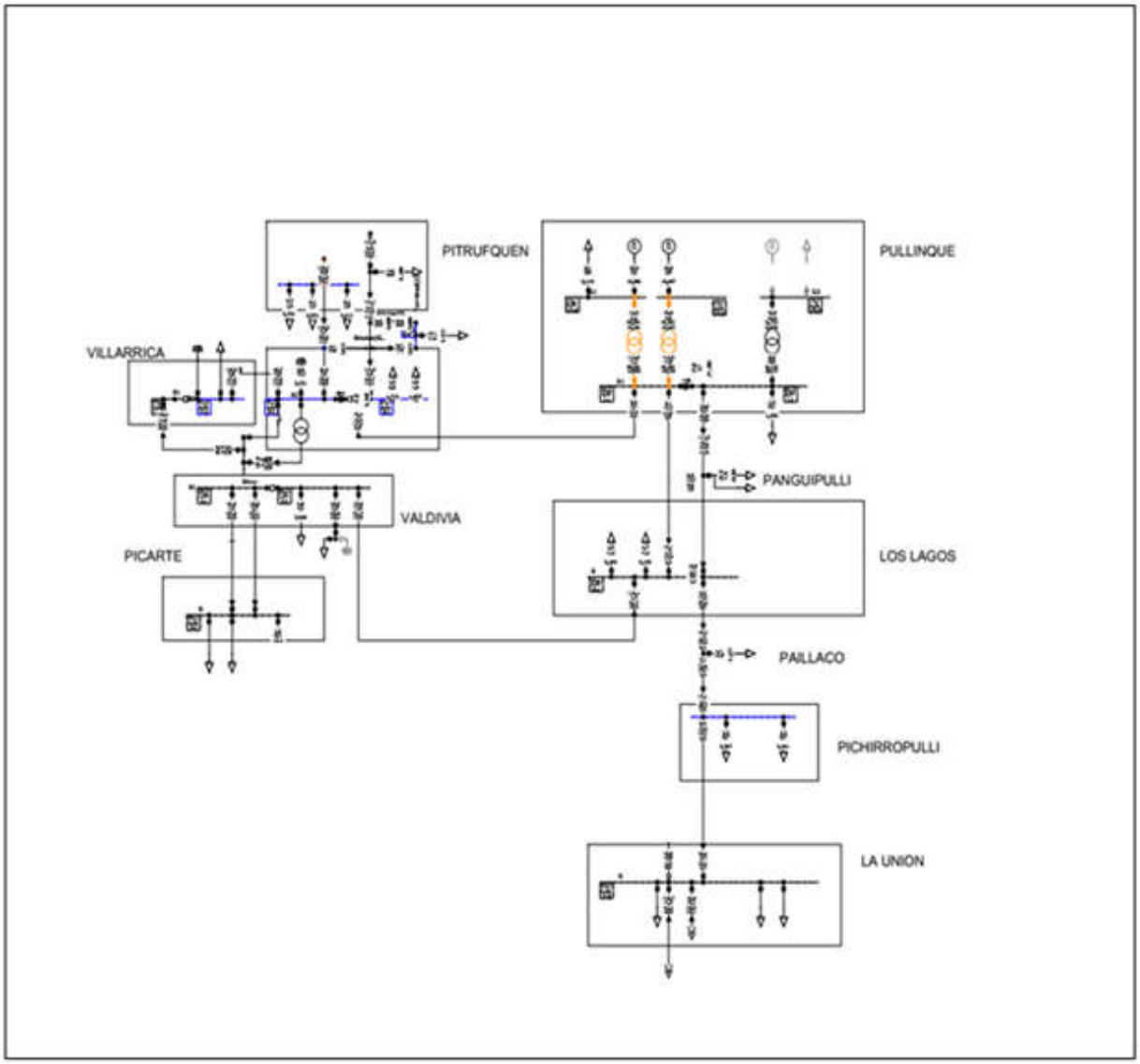

Figura 3.4: Diagrama unilineal zona de influencia sistema Araucanía 66 kV.

Considerando que dicha subestación es del tipo Zonal, la CNE solo expande las barras cuando existen problemas para satisfacer la demanda local. En vista que la demanda local no tiene problemas de suminsitro, por más que la empresa desarrolladora proponga la obra de expansión a la CNE, dicho

ente no lo considerará. Por esa razón, se recomienda que la empresa que desarrolle este proyecto realice la conexión mediante la inclusión del Artículo 102 de la ley 20936.

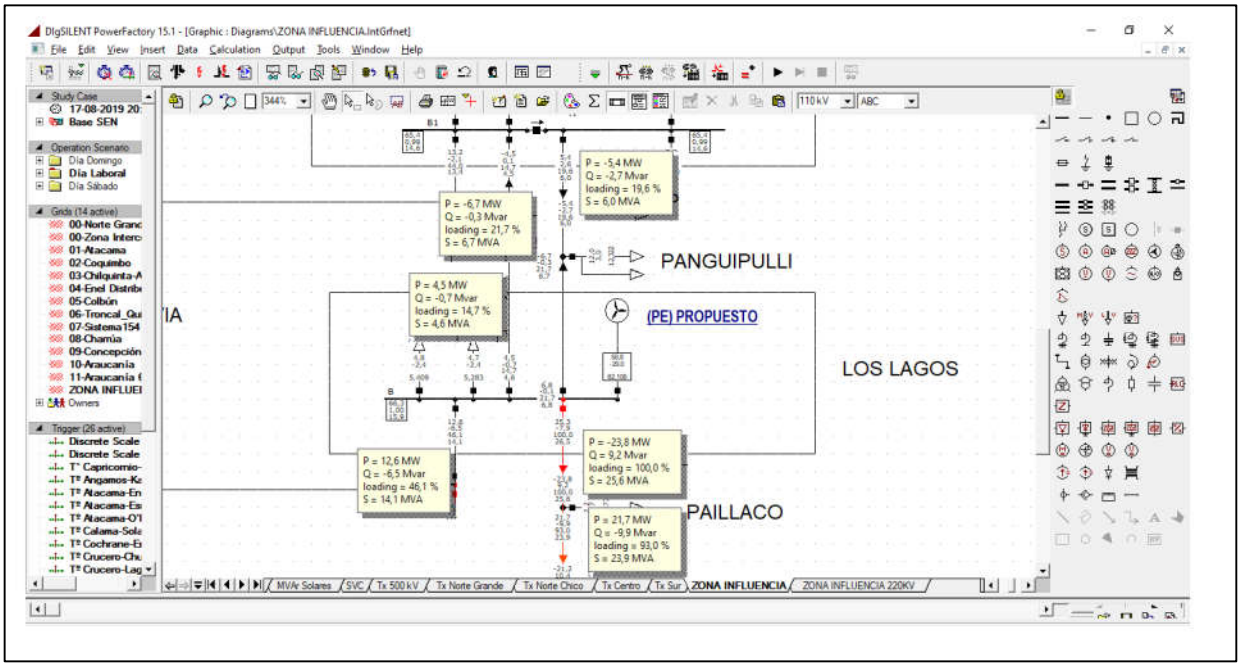

Figura 3.5: Flujos reales opción de conexión N°1.

3.3.2 Opción 2: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli

La opción 2: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli, no es viable. De acuerdo a lo descrito en el artículo 8, Resolución Exenta 154/2017 descrita en el capitulo N°1. El coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión. Considerando que dicho seccionamiento no se encuentra en el plan de expansión de la CNE, la opción 2 no es viable.

3.3.3 Opción 3: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque

Considerando el mismo argumento del inciso anterior, la opción 3: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque, no es viable.

3.3.4 Opción 4: Seccionamiento ambas líneas 66 kV Los Lagos–Pullinque / Los Lagos-Panguipulli

Considerando el argumento de los incisos anterior, la opción 4 tampoco es viable porque el seccionamiento no está definido en los planes de expansión CNE vigentes.

3.3.5 Opción N°5: Seccionamiento línea 2x220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli

La opción N°5: Seccionamiento línea 2x220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli no es viable. Esto porque no esta definido el seccionamiento en los planes de expansión CNE vigentes.

Capítulo 4: Conclusiones

En el presente estudio se analizó la factibilidad técnica de conexión de un proyecto eólico en las cercanías de la S/E Los Lagos. Para ello, en primer lugar se analizó el marco normativo que debe cumplir un proyecto para su conexión, las herramientas para excepción de los tiempos exigidos en el proceso anual de planificación de la transmisión. Posteriormente, se analizaron los antecedentes técnicos del sistema de transmisión actual, de las propuestas de expansión de la zona y futuros proyectos que se conectarán en la zona de estudio. Finalmente, se analizaron cinco alternativas de conexión. En ese sentido, se concluye lo siguiente:

- De acuerdo con el plano de planta de la subestación Los Lagos, obtenido desde la plataforma infotécnica, es posible visualizar un paño disponible para una futura conexión de un proyecto de generación.

- Normativamente, un proyecto de generación que esté inmerso en un sistema de transmisión del tipo Nacional o Zonal, debe llegar a algún paño disponible de alguna subestación construida o decreta por la CNE en los diferentes decretos de expansión de instalaciones. En ese sentido, la única opción viable es conectar el proyecto directamente en la S/E Los Lagos.

- Se modeló el sistema relevante mediante el software Digsilent Power Factory. Allí se pudo corroborar que la baja capacidad de transmisión de la zona permite a lo más el desarrollo de un proyecto de 58,8 MW conectado a la S/E Los Lagos.

- Considerando que existe un paño disponible en la S/E Los Lagos, una recomendación para futura empresa desarrolladora del proyecto, podría presentar la Solicitud de Autorización de la Solución de Conexión (SASC) al Coordinador para poder reservar el paño de conexión.

Referencias

[1] LEY CHILE, “Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional” [en línea] Santiago, Chile, <https:www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695> [Santiago, 11 de julio de 2016].

[2] MINISTERIO DE ENERGÍA, “Mesa de trabajo sobre el retiro y/o reconversión de unidades a carbón” [en línea] Santiago, Chile, <https://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion> [Santiago, 4 de junio de 2019].

[3] CNE ENERGÍA ABIERTA, “Capacidad total instalada” [en línea] Santiago, Chile <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/> [Publicado, marzo de 2020].

[4] REVISTA ELECTRICIDAD, “Creciendo como un vendaval, Incentivos del gobierno han posibilitado el crecimiento de las ERNC en el país. Y la energía eólica es la punta de lanza” [en línea] Santiago, Chile <https://www.revistaei.cl/reportajes/creciendo-como-un-vendaval/> [Publicado, 10 de febrero de 2011].

[5] REVISTA ELECTRICIDAD, “Capacidad instalada de energías renovables en Chile llega al 48,7% en el sistema eléctrico” [en línea] Santiago, Chile <https://www.revistaei.cl/2020/03/24/capacidad-instalada-de-energias-renovables-en-chile-llega-al-487-en-el-sistema-electrico/> [Publicado, 24 de marzo de 2020].

[6] LEY CHILE, “Fija las prescripciones para la concesion de permisos para hacer las instalaciones eléctricas en la República” [en línea] Santiago, Chile < https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=22829&idVersion=1925-02-18> [Santiago, 04 de agosto de 1904].

[7] LEY CHILE, “Decreto Ley N°252” [en línea] Santiago, Chile < https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=191958&idVersion=1931-05-30> [Santiago, 18 de Febrero de 1925].

[8] LEY CHILE, “Fija reglamento de la ley general de servicios eléctricos” Santiago, Chile < https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=124102> [Santiago, 10 de Septiembre de 1998].

[9] CDEC, “Norma Técnica de seguridad y Calidad de Servicio” Santiago, Chile < cdec2.cdec-sing.cl › cdec.pck_pag_web_pub.get_file> [Publicado, Enero de 2016].

[10] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, “Res. Ext. N° 64” Santiago, Chile < https://www.cne.cl/?s=res+64> [Santiago, 28 de Febrero de 2020].

[11] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL, “Ver mapa SIC” < https://sic.coordinador.cl/sobre-sic/sic/> [Santiago, Marzo de 2020].

[12] MINISTERIO DE ENERGIA UNIVERSIDAD DE CHILE, “Explorador de energía eólica, Santiago, Chile < http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/> [año 2020].

[13] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL, “Registro de Medidas (PRMTE)” < https://medidas.coordinador.cl/registro/> [Santiago, Mayo de 2020].

[14] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL, “Propuesta de expansión de la transmisión 2020” < https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/expansion-de-transmision/ano-2020/> [Santiago, 22 de Enero 2020].

Anexos

Anexo A: Despacho actual de centrales generadoras

Los graficos se obtienen de la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional, “Generacion real del sistema”, se debe indicar la central.

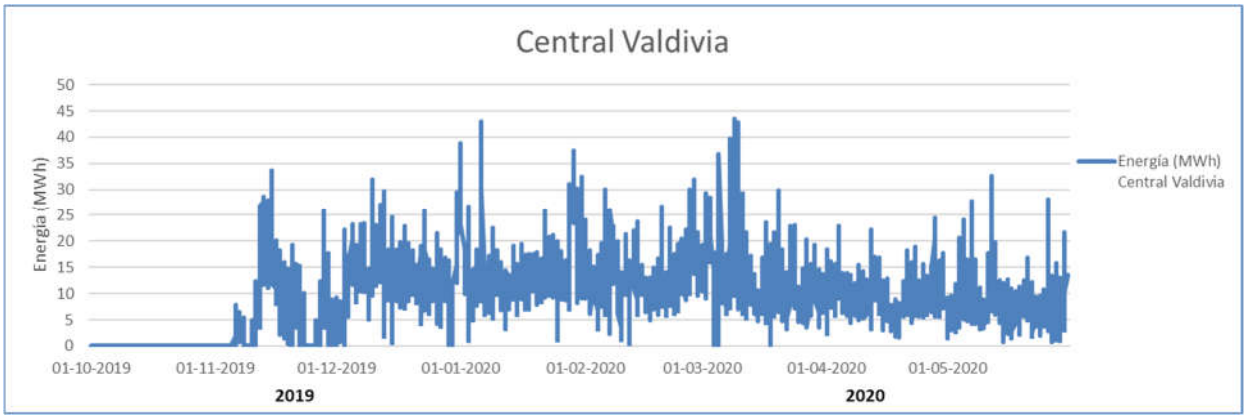

Figura 5.1: Generación Central Valdivia.

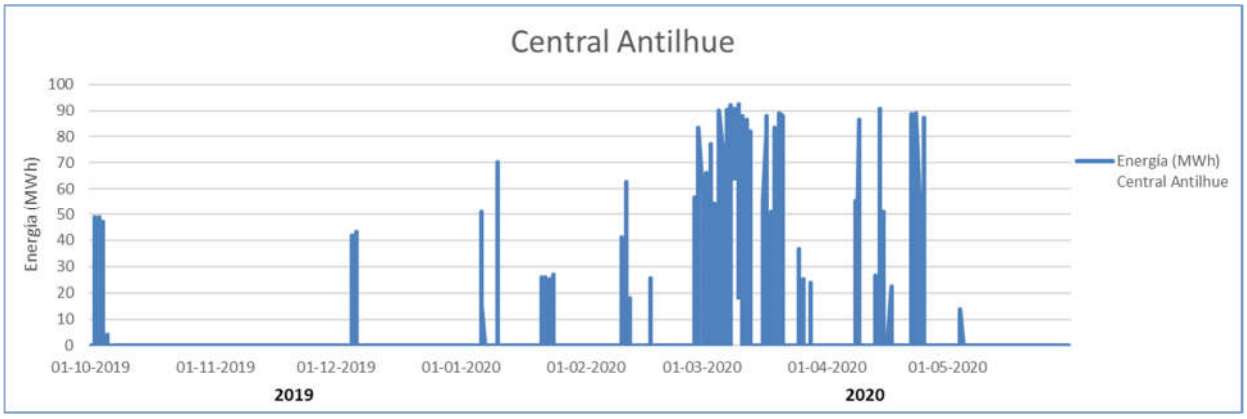

Figura 5.2: Generación Central Antilhue.

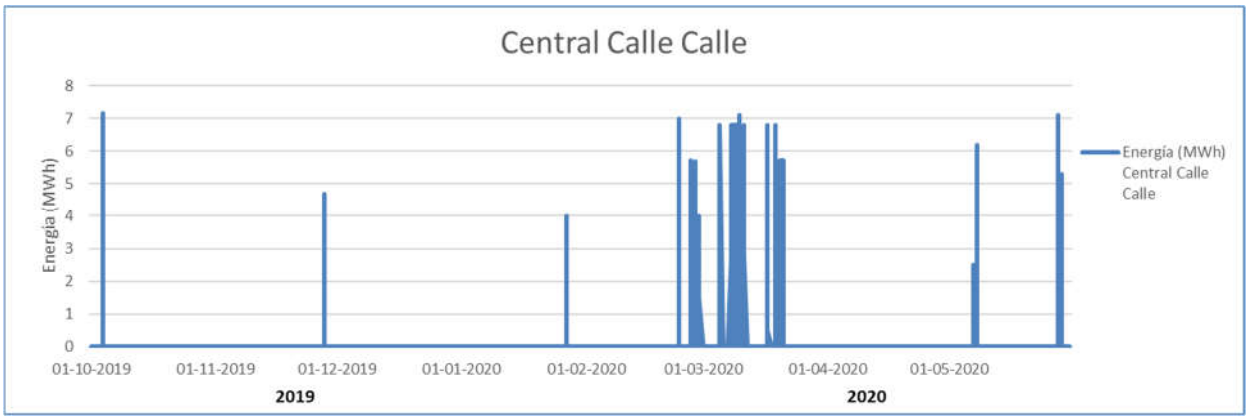

Figura 5.3: Generación Central Calle-Calle.

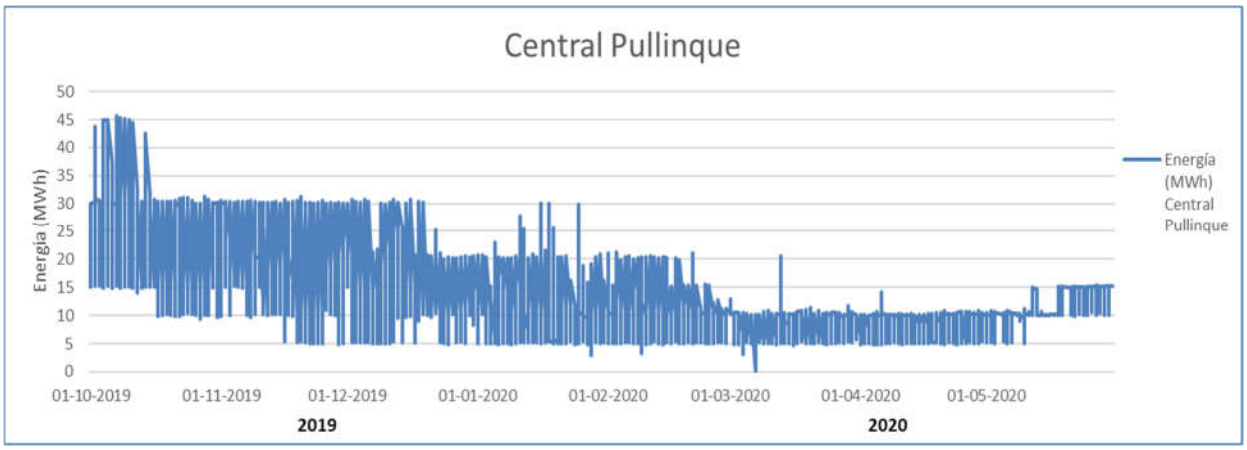

Figura 5.4: Generación Central Pullinque.

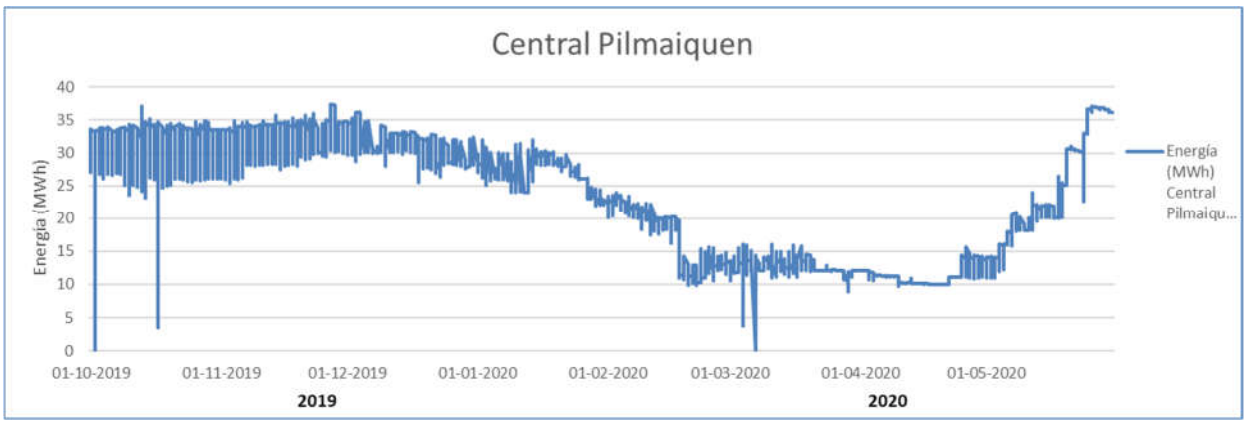

Figura 5.5: Generación Central Pilmaiquen.

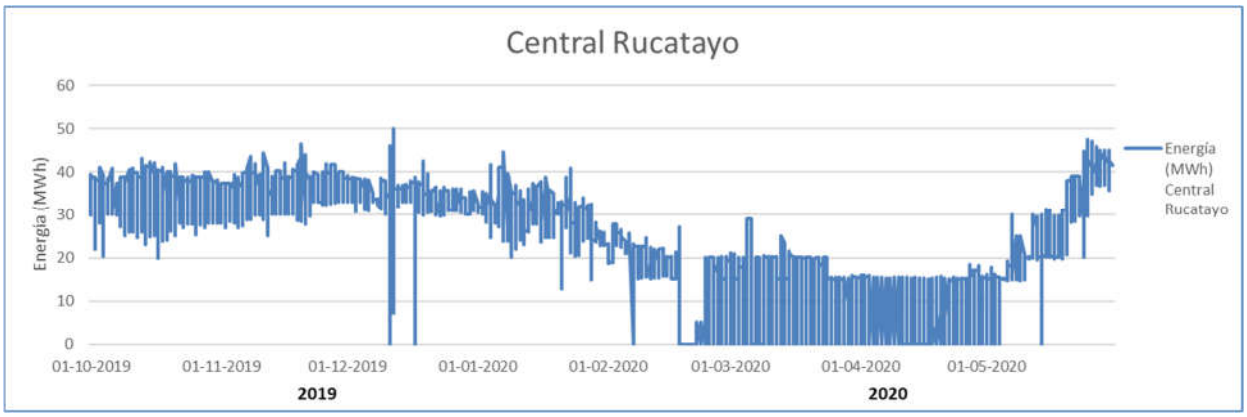

Figura 5.6: Generación Central Rucatayo.

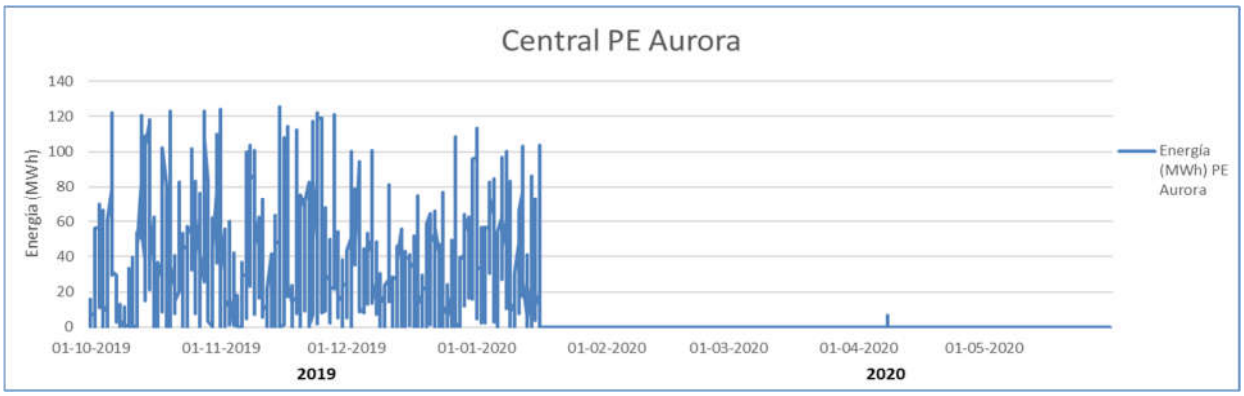

Figura 5.7: Generación Parque Eólico Aurora.

En la Resolución Exenta N° 521 del año 2017, se declaró en construcción el parque eólico Aurora, el cual es propiedad de AELA. Dicho proyecto se encuentra ubicado a aproximadamente 6 kilómetros de la futura subestación Tineo, y actualmente se encuentra energizado realizando sus pruebas de marcha blanca desde el 05 de enero de 2020. La empresa propietaria solicitó mediante carta 168-2015 "Interconexión del Parque Eólico Aurora" confirmar la conexión provisoria del parque eólico Aurora.

El respectivo CDEC respondió mediante carta D.P.D N° 0003/2016, indicando al incumbente que podrá conectarse provisoriamente en derivación a la línea Rahue – Puerto Montt 220 kV, estableciendo que una vez que entre en operación la S/E Tineo el parque eólico tendrá 24 meses para conectarse de forma definitiva en dicha subestación, tal como lo indicaba la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente a esa fecha.

Anexo B: Flujo actual del Sistema de transmision

Los graficos se obtienen de la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional, sistema de medidas coordinador "Registro de medidas (PRMTE)", para lo cual es necesario saber la barra y el nombre del interruptor en el cual se quiere obtener los consumos.

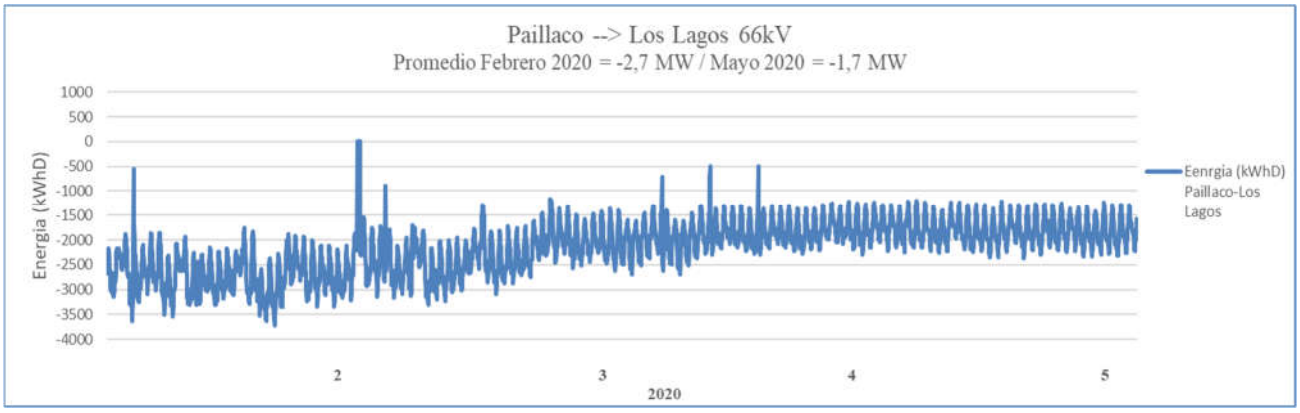

Figura 5.8: Registro de Medidas (PRMTE) Paillaco-Los Lagos.

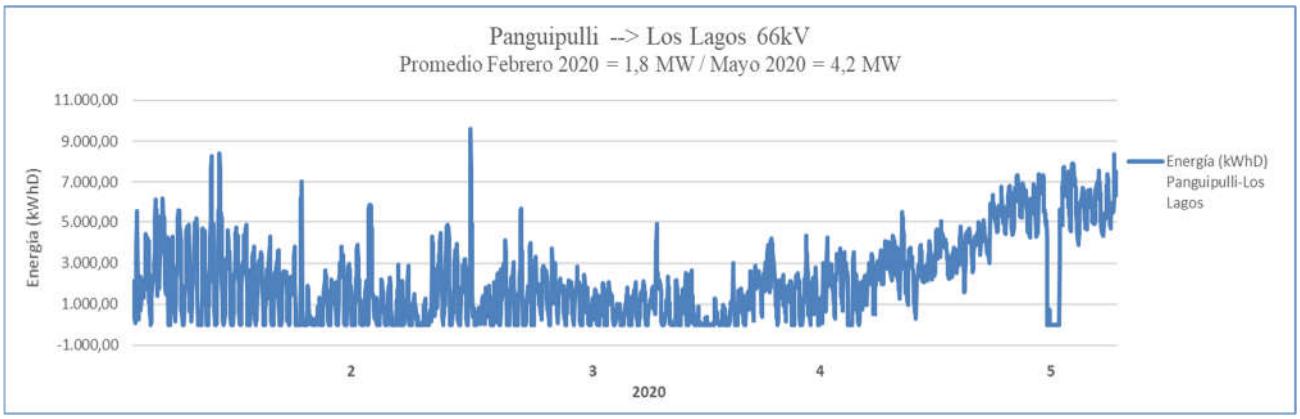

Figura 5.9: Registro de Medidas (PRMTE) Panguipulli-Los Lagos.

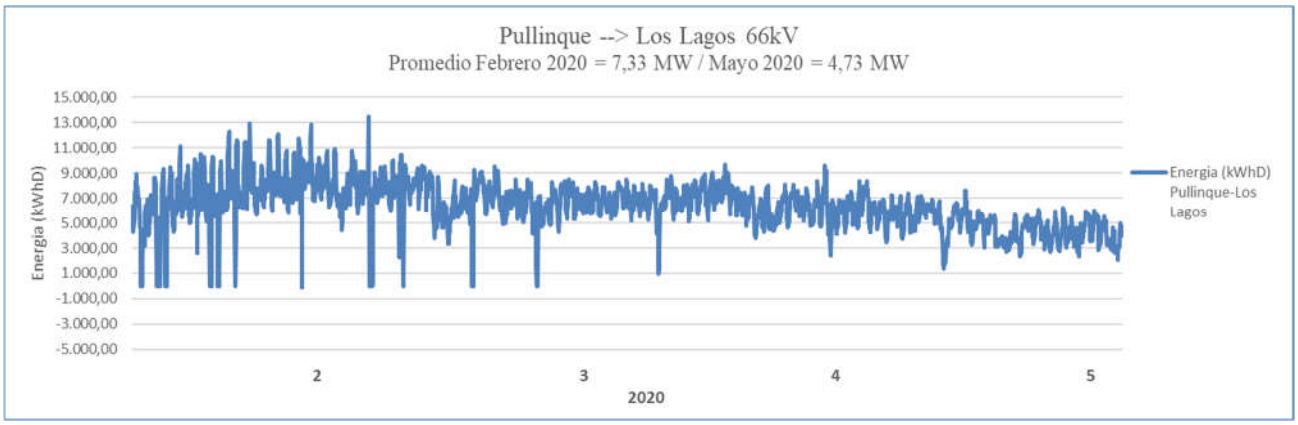

Figura 5.10: Registro de Medidas (PRMTE) Pullinque-Los Lagos.

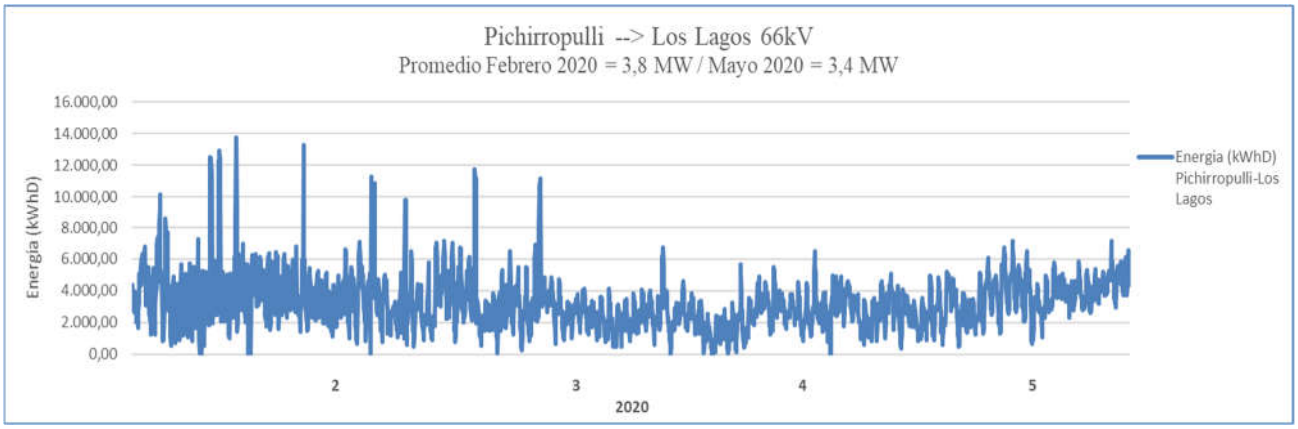

Figura 5.11: Registro de Medidas (PRMTE) Pichirropulli-Los Lagos.

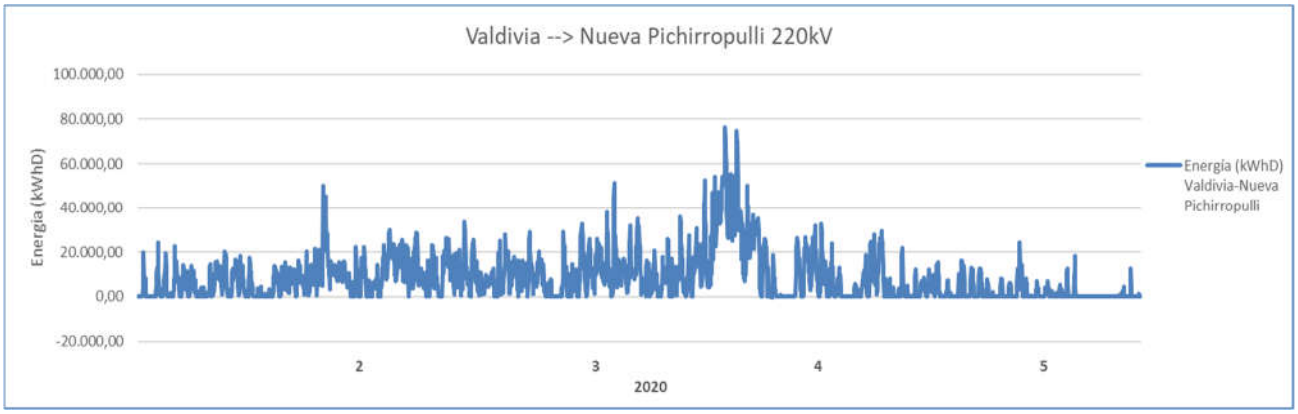

Figura 5.12: Registro de Medidas (PRMTE) Valdivia-Nueva Pichirropulli.

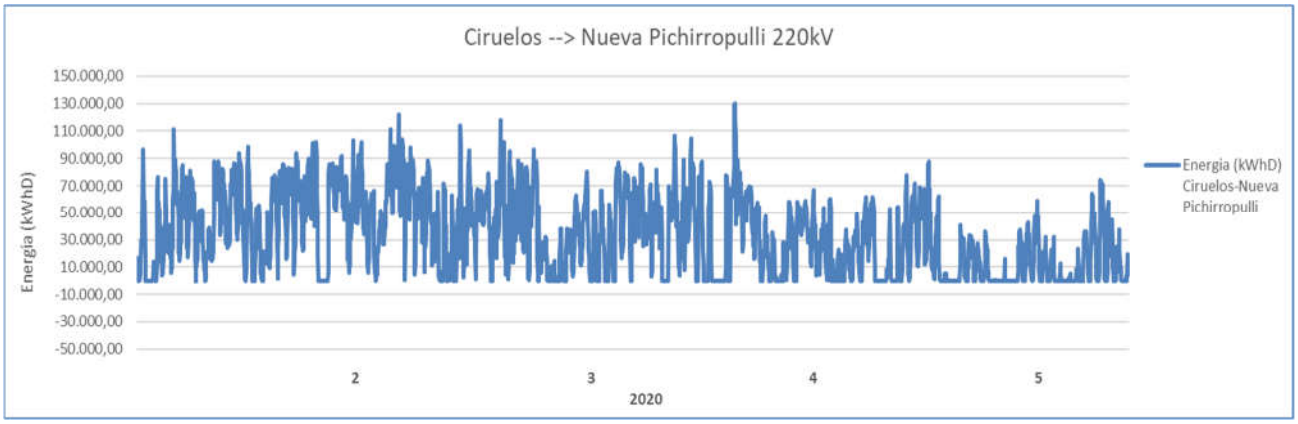

Figura 5.13: Registro de Medidas (PRMTE) Los Ciruelos-Nueva Pichirropulli.

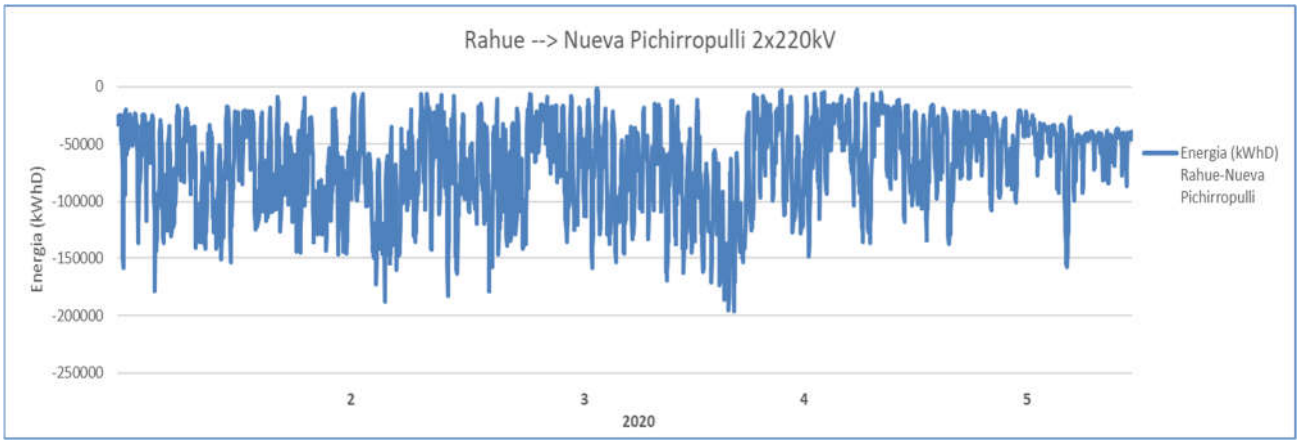

Figura 5.14: Registro de Medidas (PRMTE) Rahue-Nueva Pichirropulli.

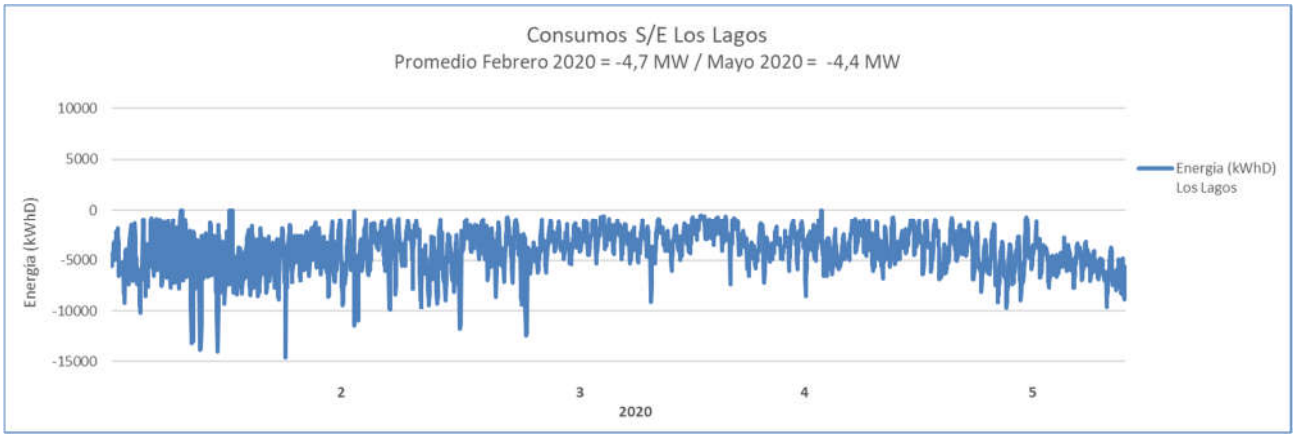

Figura 5.15: Registro de Medidas (PRMTE) S/E Los Lagos.

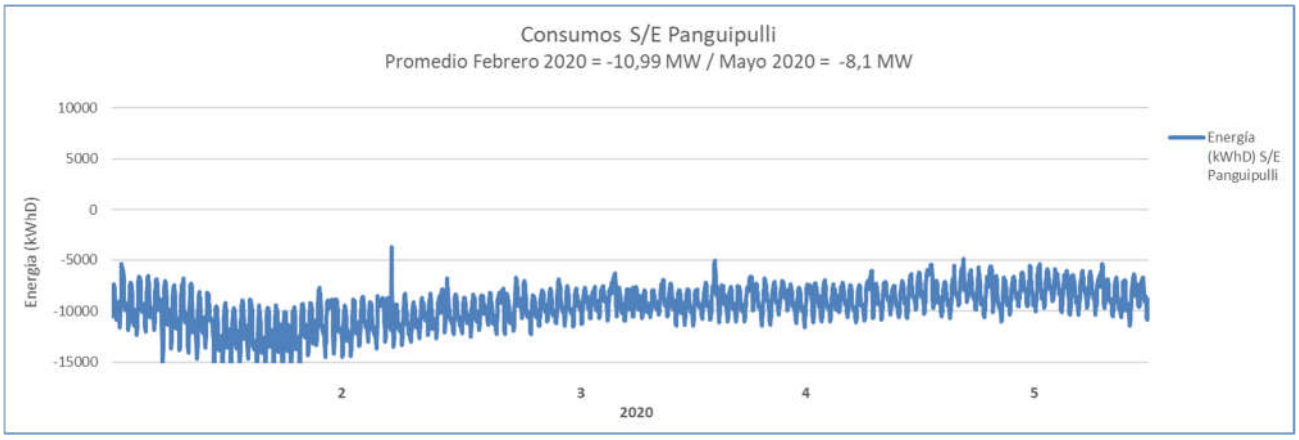

Figura 5.16: Registro de Medidas (PRMTE) S/E Panguipulli.

Anexo C: Diagrama Unilineal para simulación Digsilent

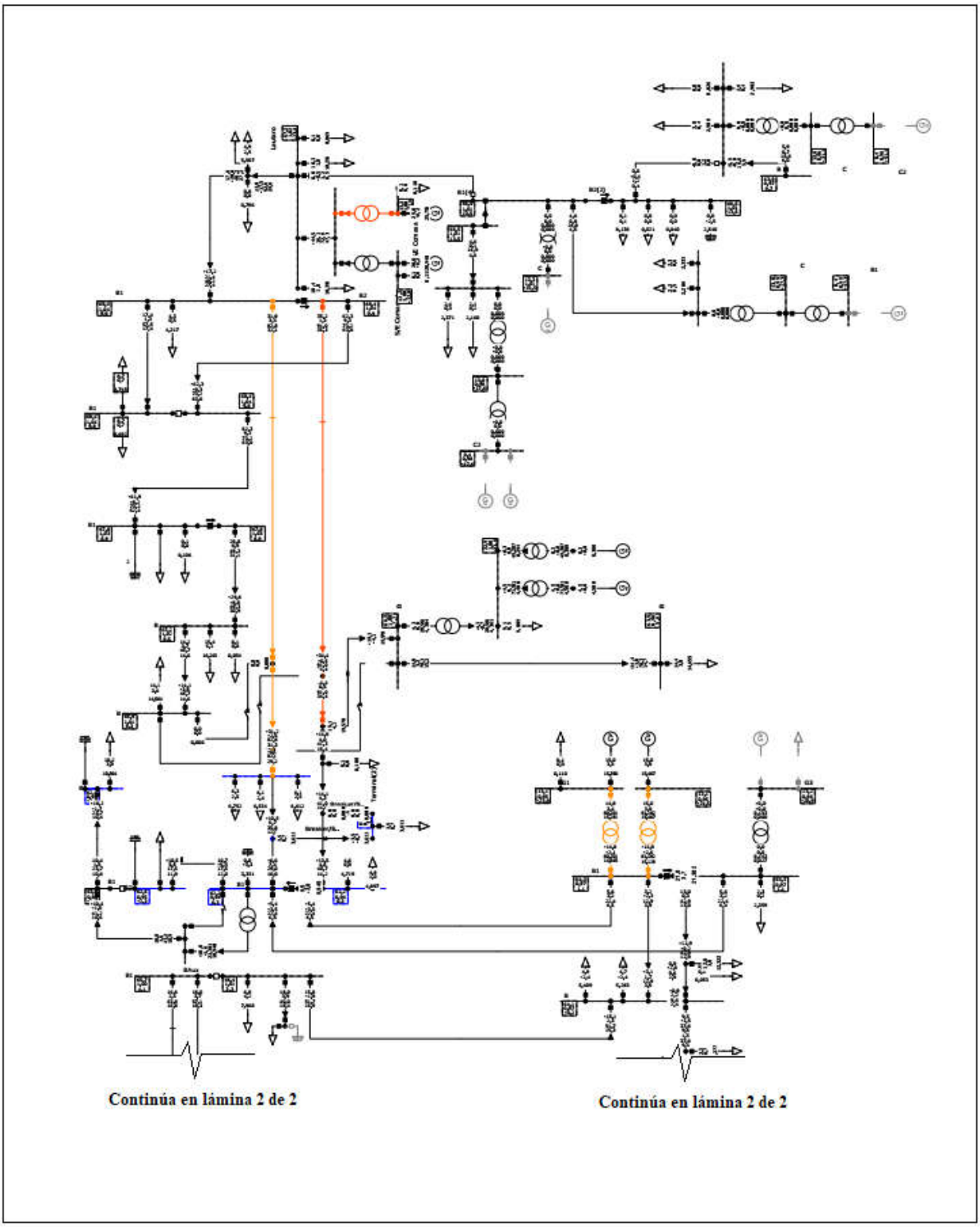

Figura 5.17: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 66 kV lámina 1 de 2.

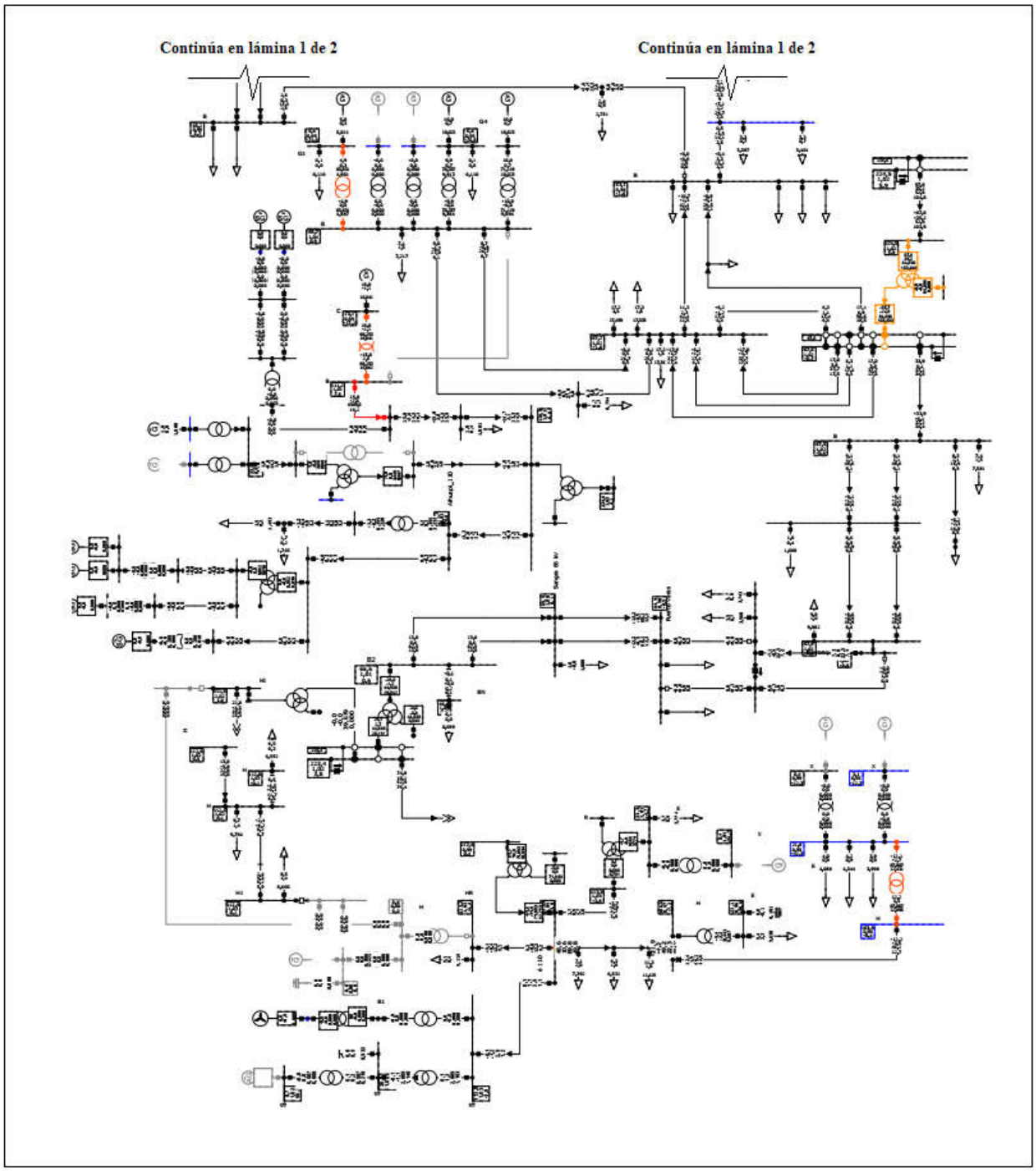

Figura 5.18: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 66 kV lámina 2 de 2.

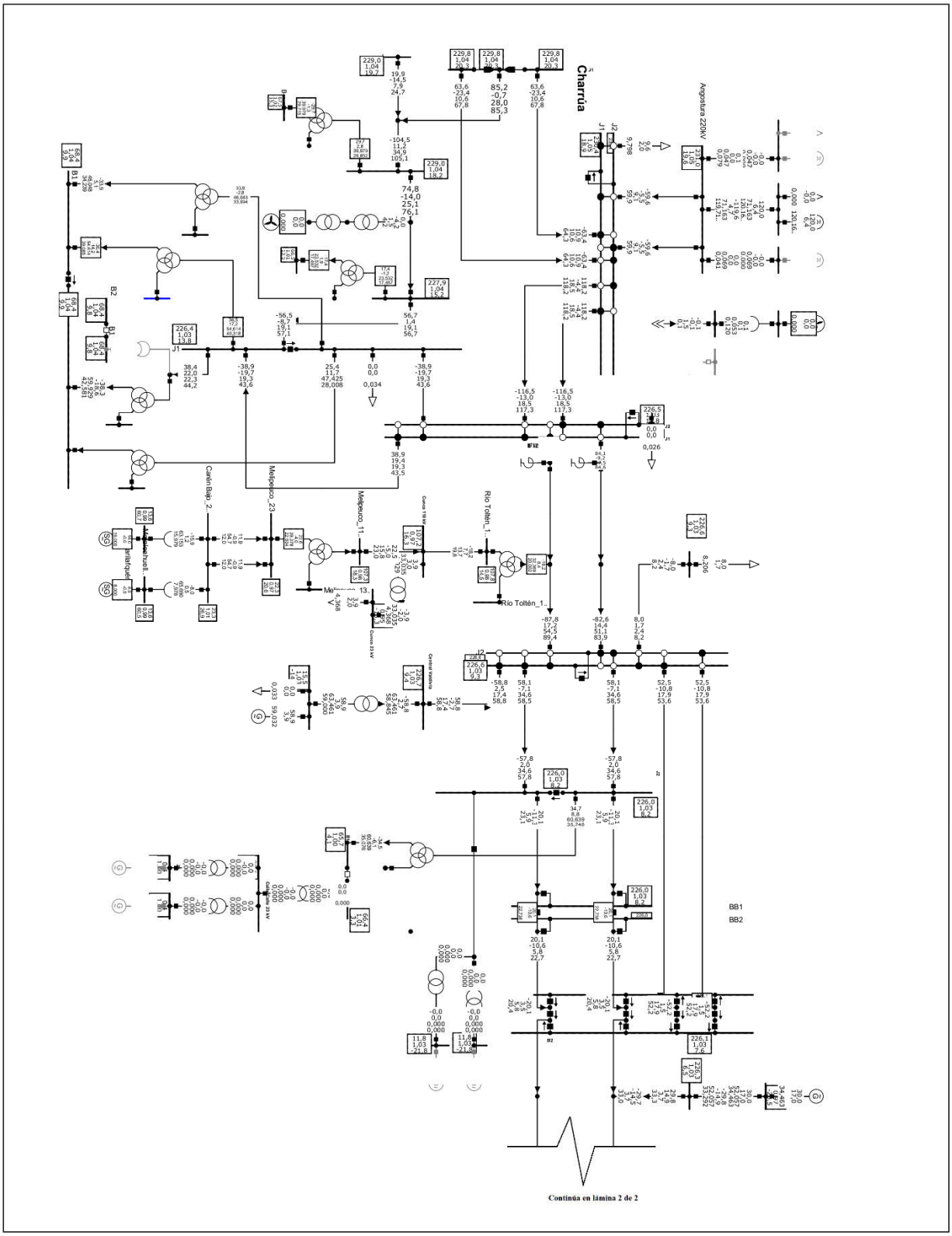

Figura 5.19:Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 220 kV lámina 1 de 2.

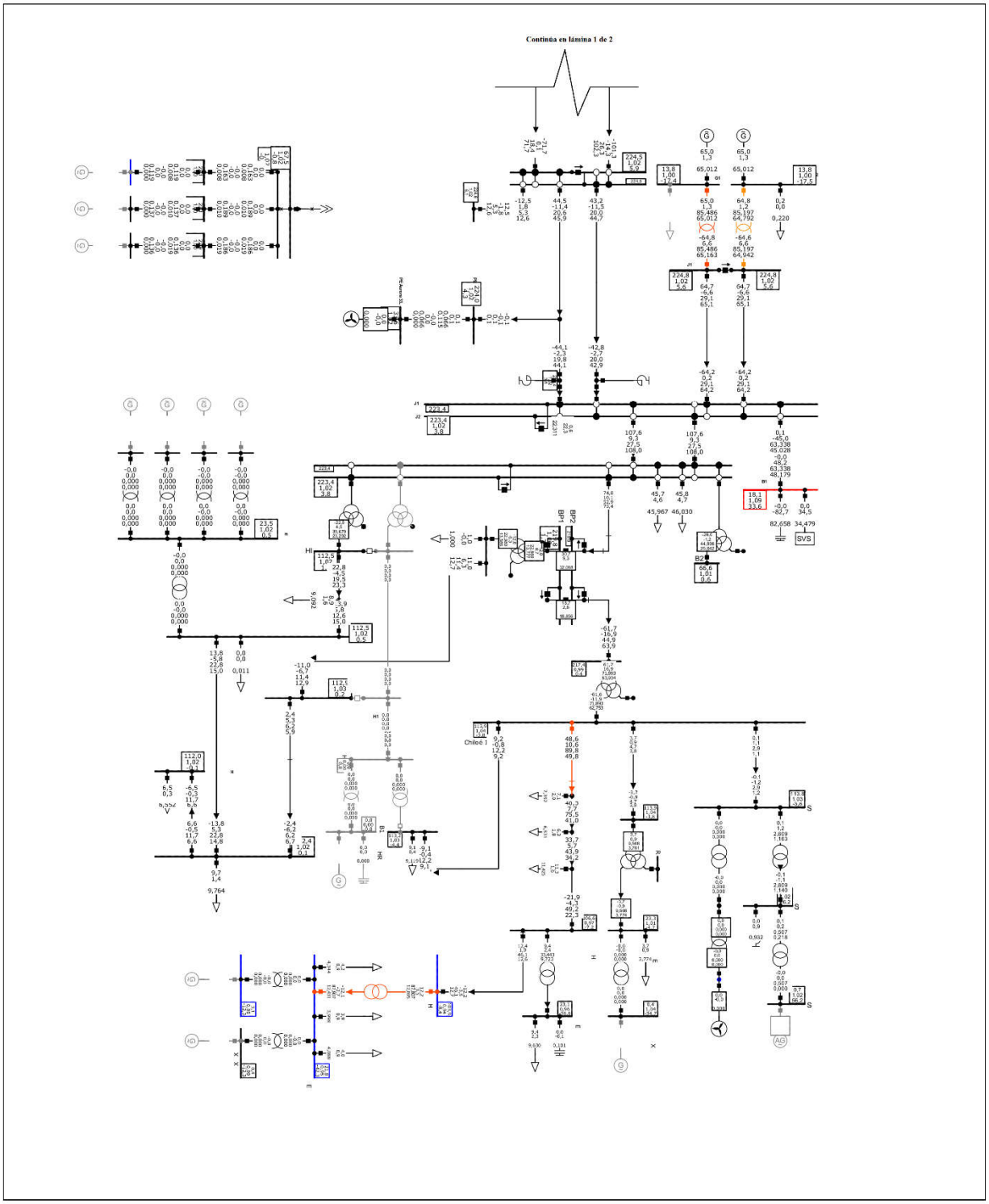

Figura 5.20: Diagrama unilineal digsilent sistema Araucanía 220 kV lámina 2 de 2.

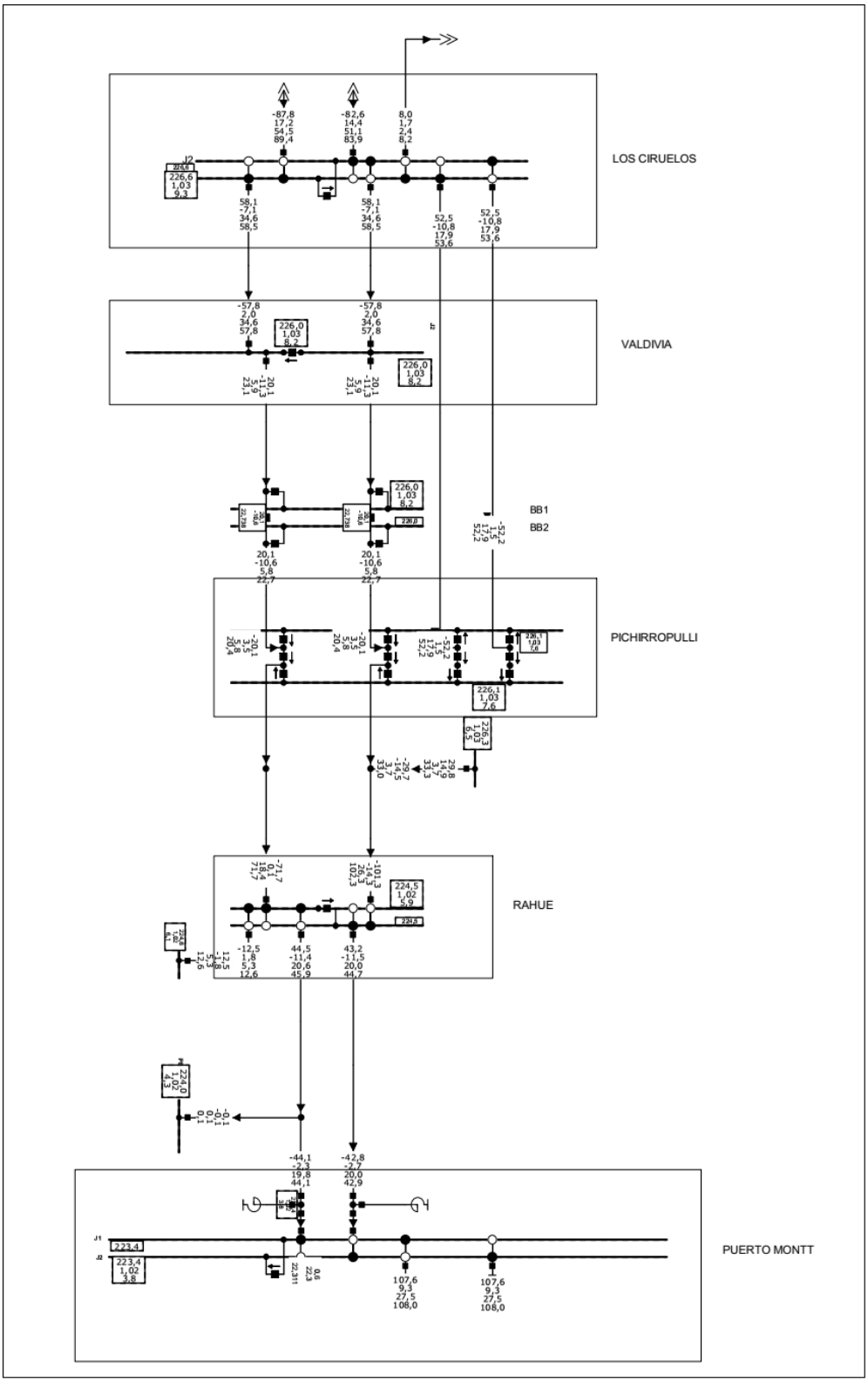

Figura 5.21: Diagrama unilineal zona de influencia sistema Araucanía 220 kV.

Anexo D: Despacho considerado para las centrales eléctricas.

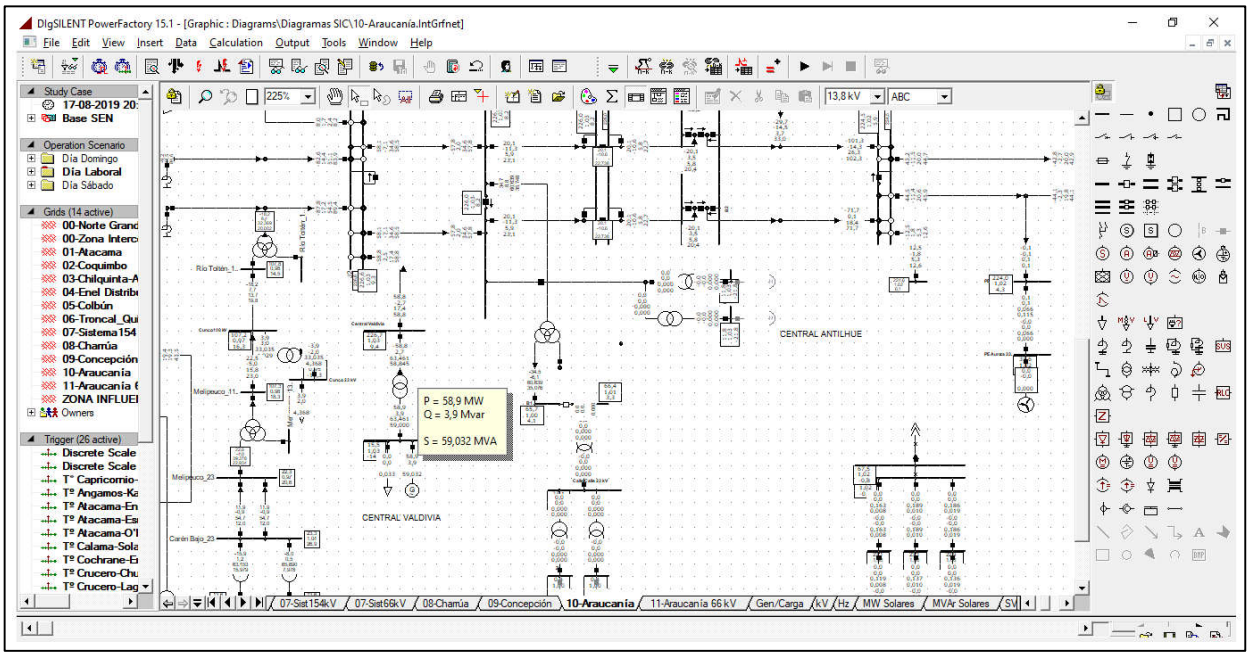

Figura 5.22: Despacho considerado para la central Valdivia.

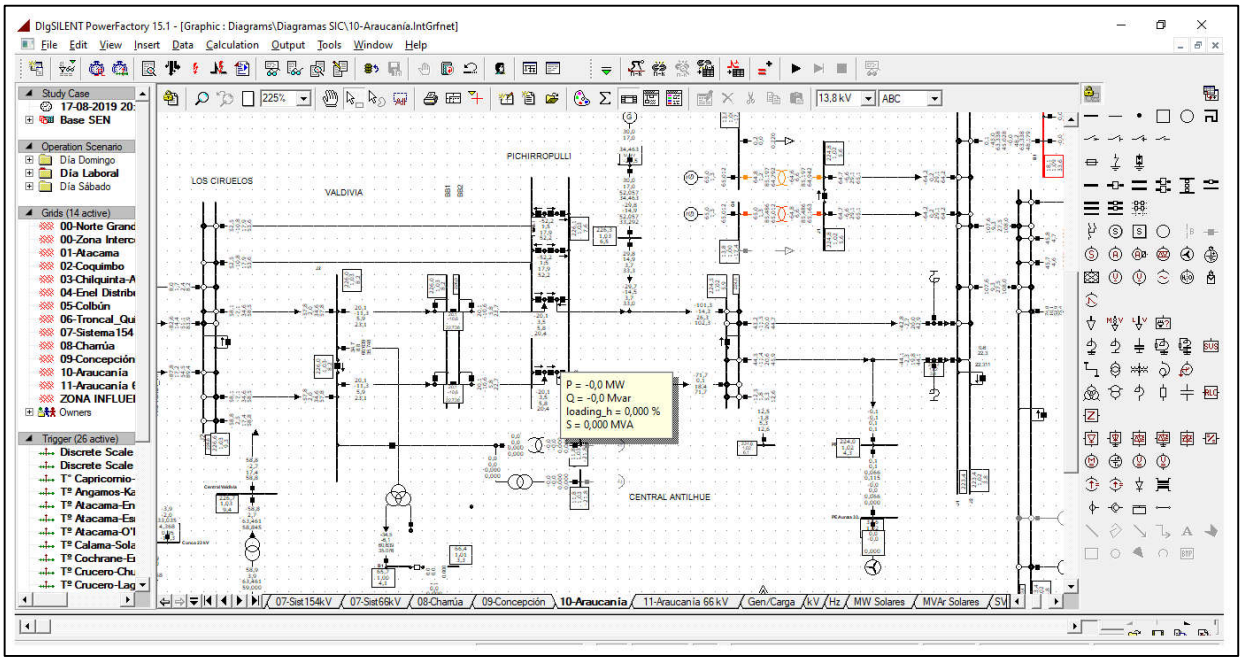

Figura 5.23: Despacho considerado para la central Antilhue.

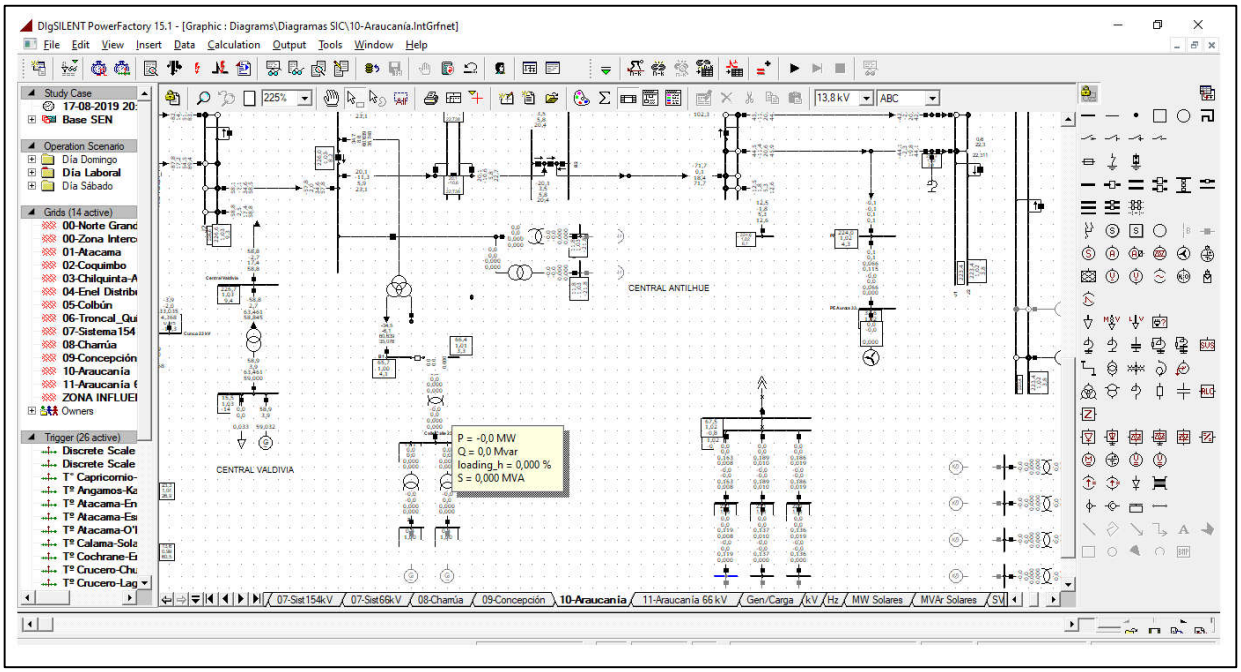

Figura 5.24: Despacho considerado para la central Calle Calle.

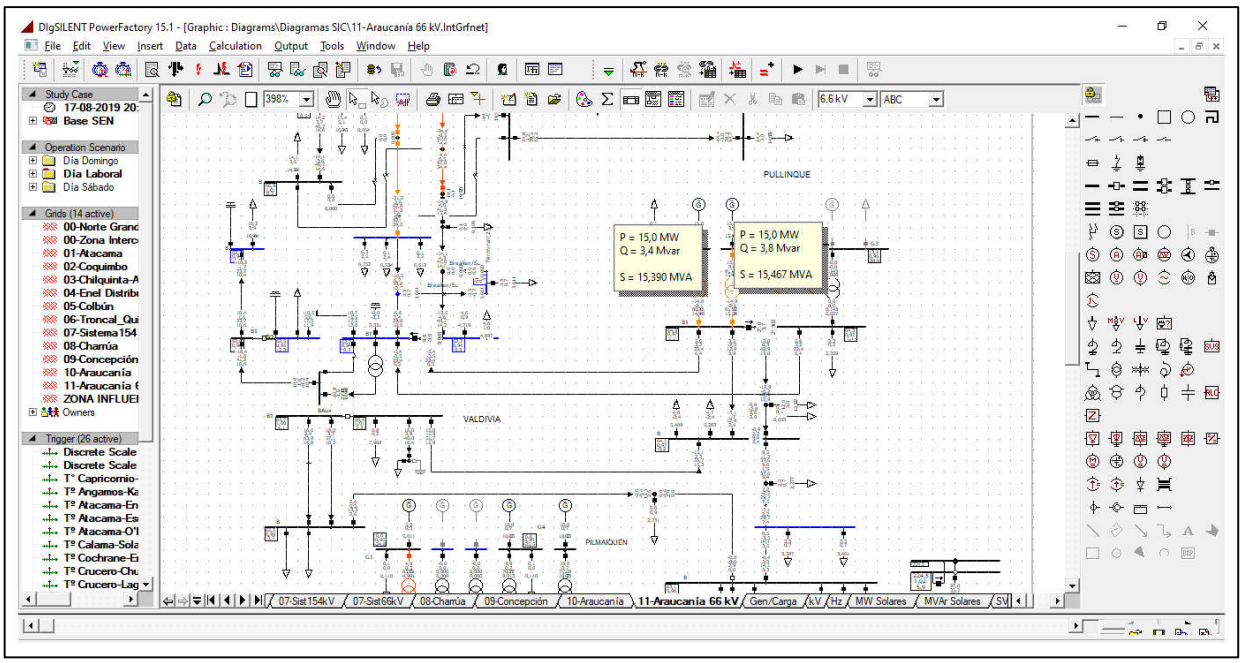

Figura 5.25: Despacho considerado para la central Pullinque.

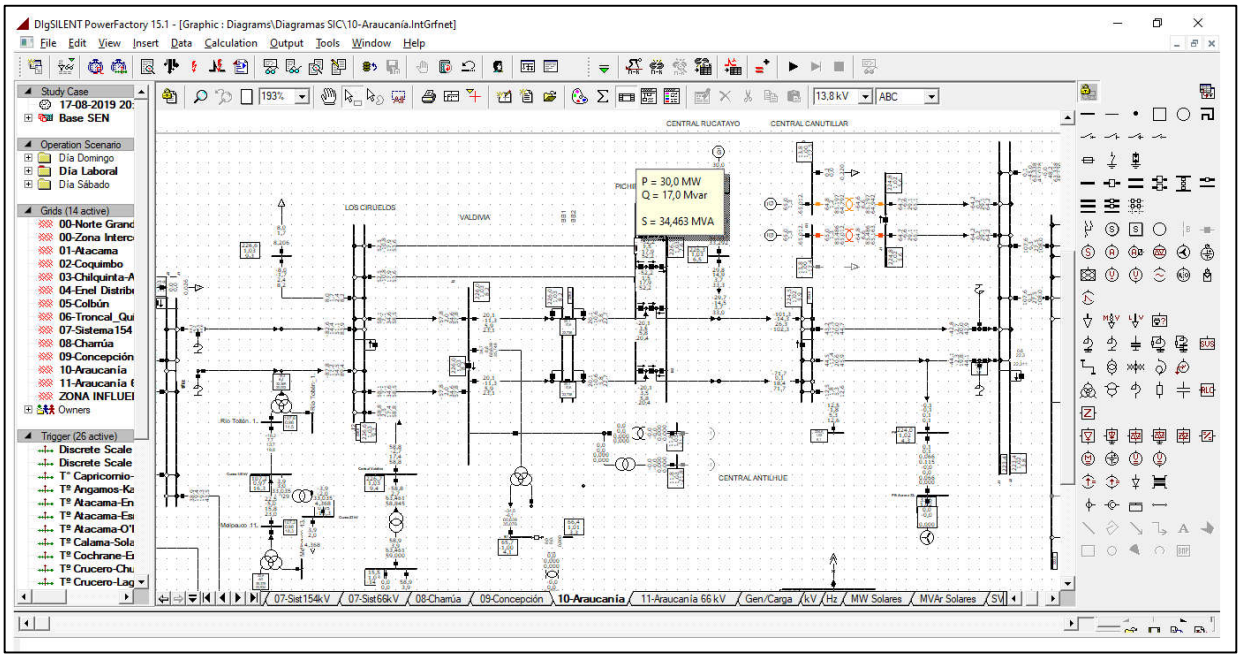

Figura 5.26: Despacho considerado para la central Rucatayo.

Anexo E: Demanda de la zona

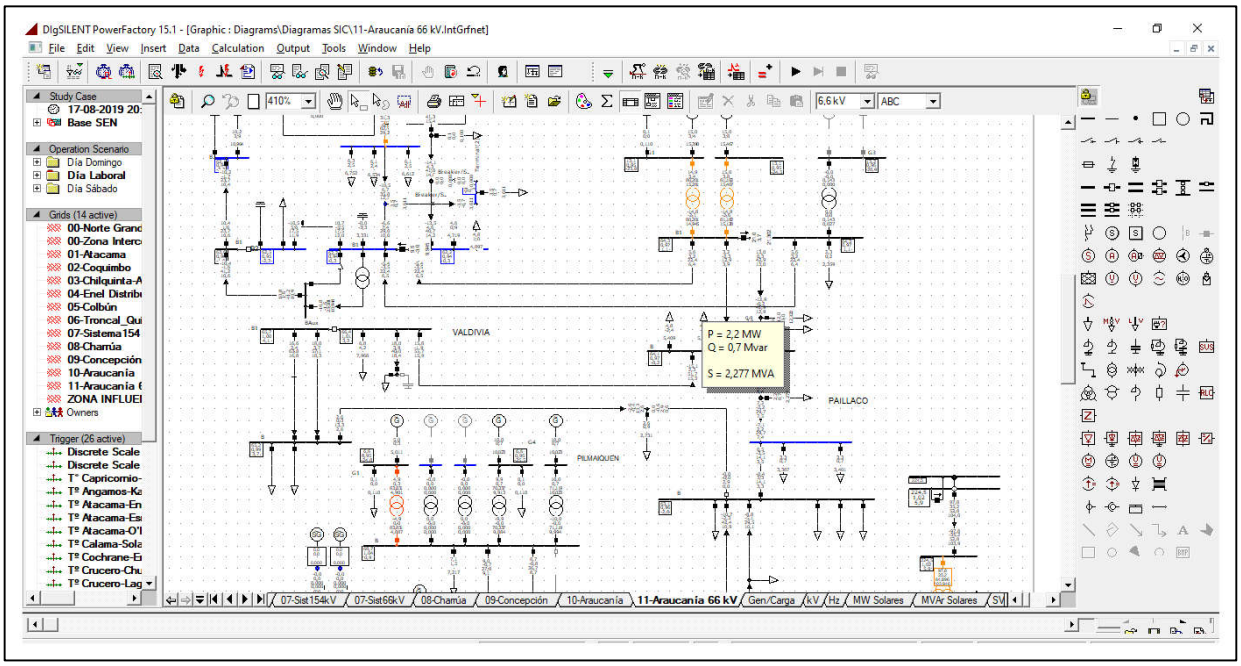

Figura 5.27: Demanda en la S/E Paillaco.

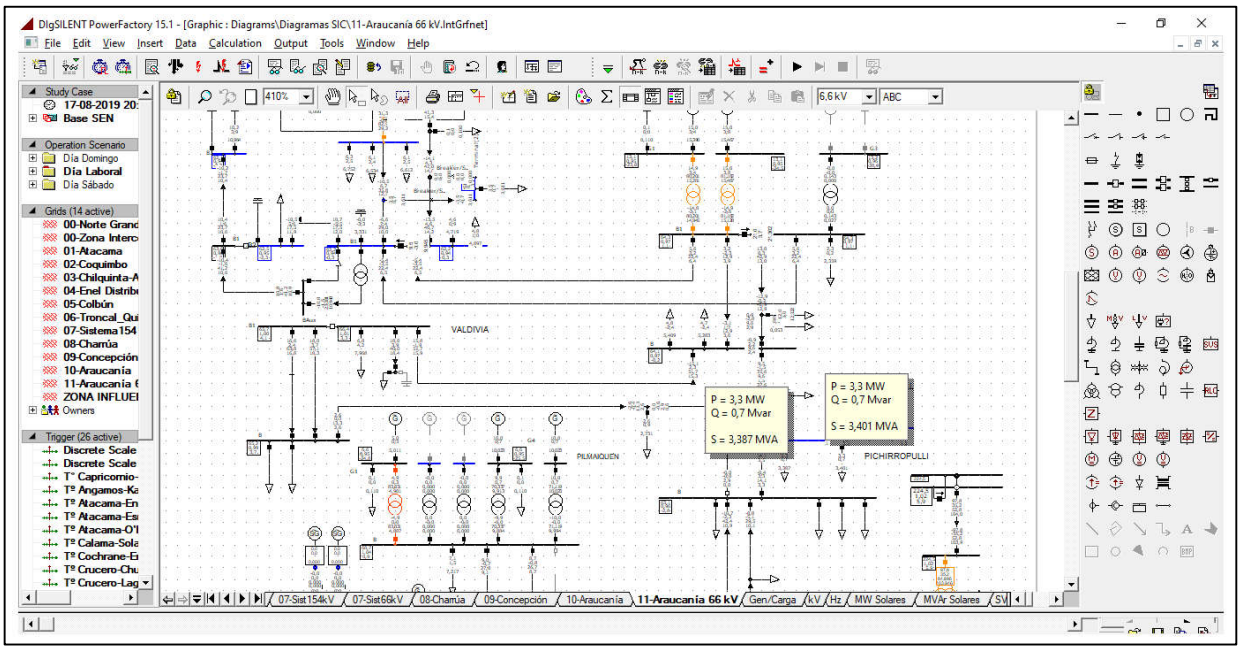

Figura 5.28: Demanda en la S/E Pichirropulli.

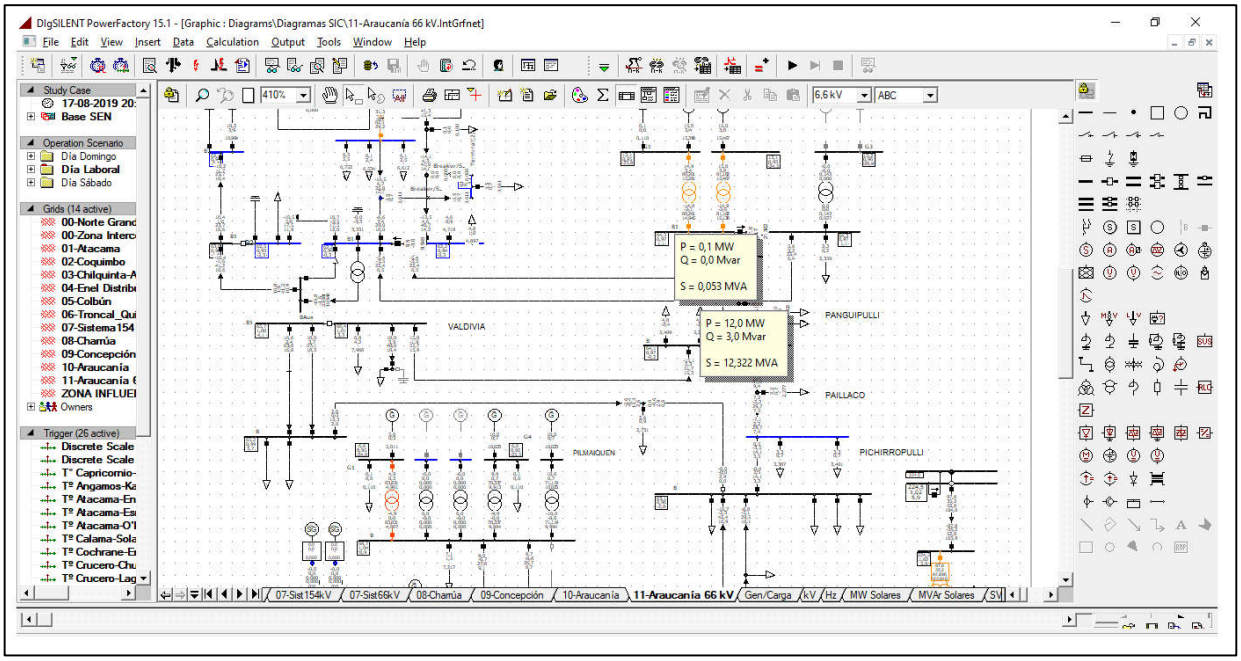

Figura 5.29: Demanda en la S/E Panguipulli.

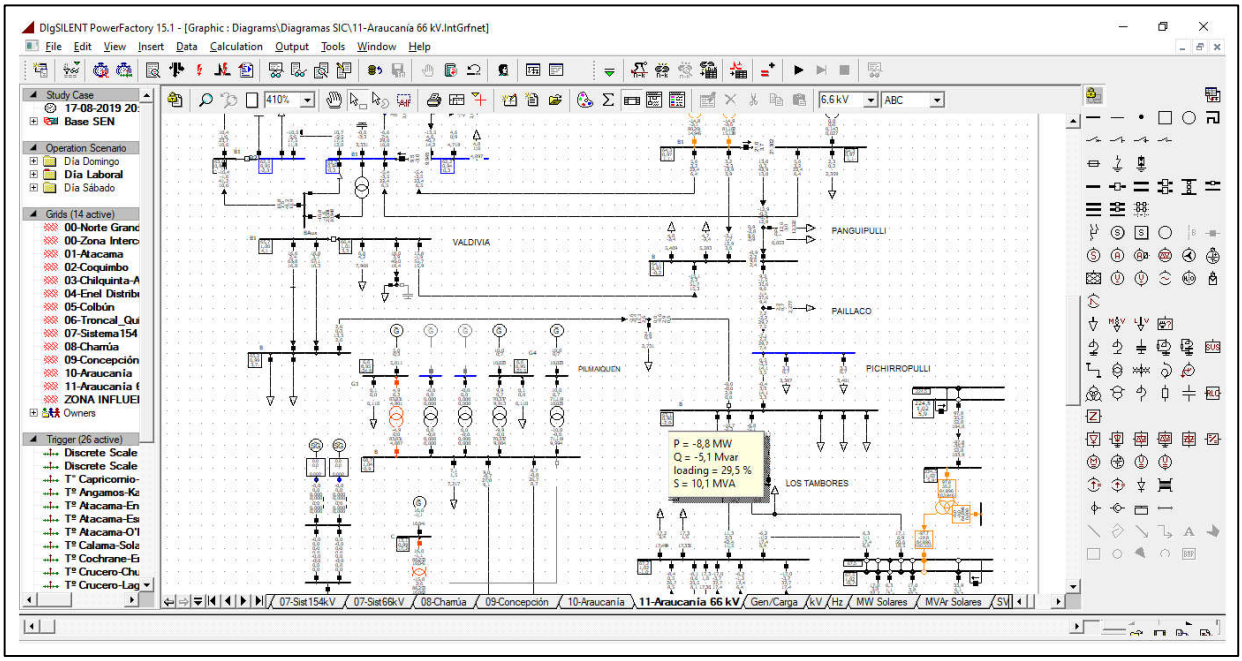

Figura 5.30: Demanda en la S/E Los Tambores.

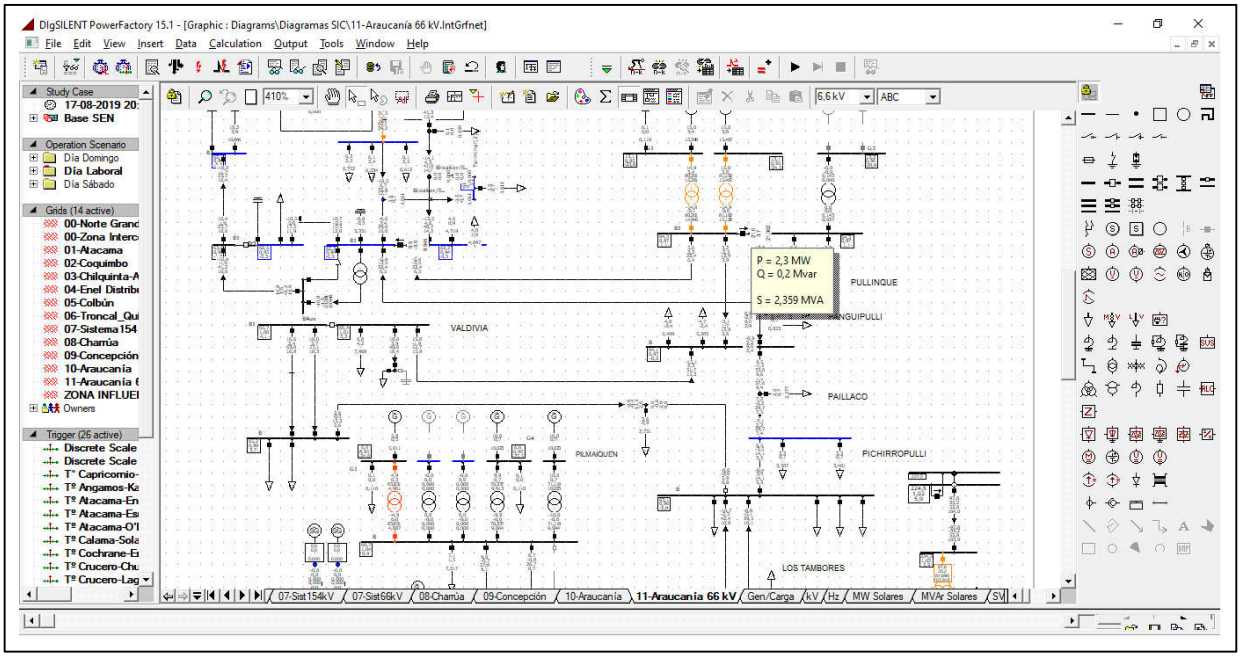

Figura 5.31: Demanda en la S/E Pullinque.

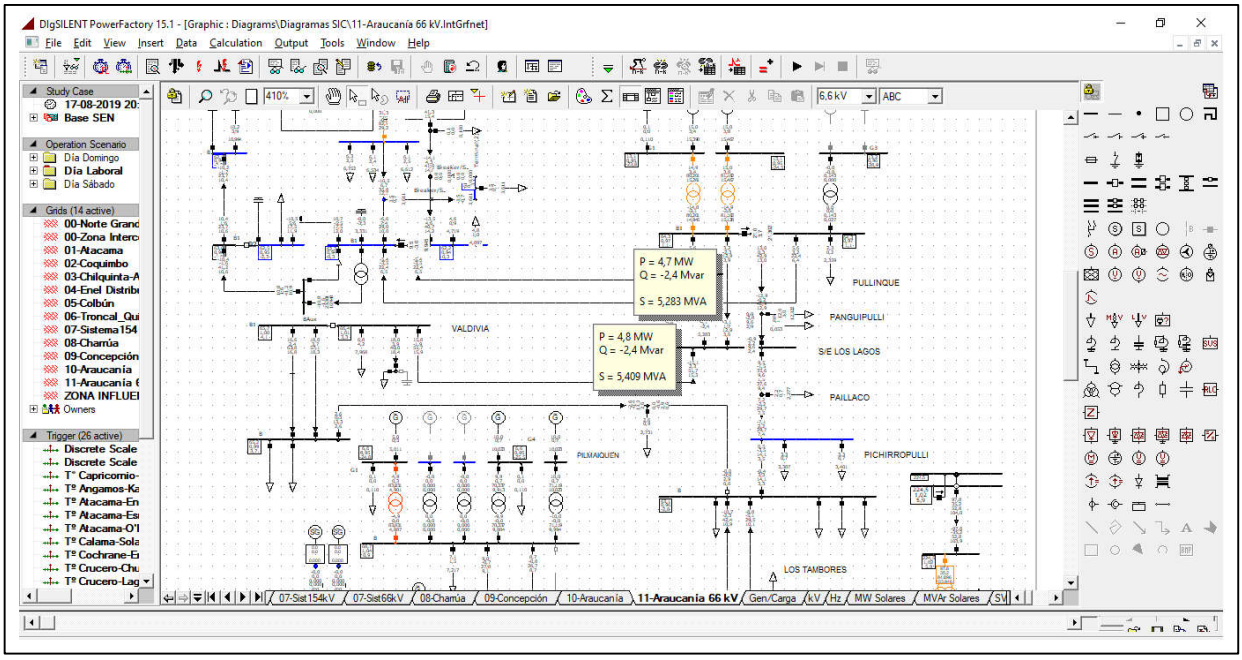

Figura 5.32: Demanda en la S/E Los Lagos.

Anexo F: Opciones de conexión y flujos reales.

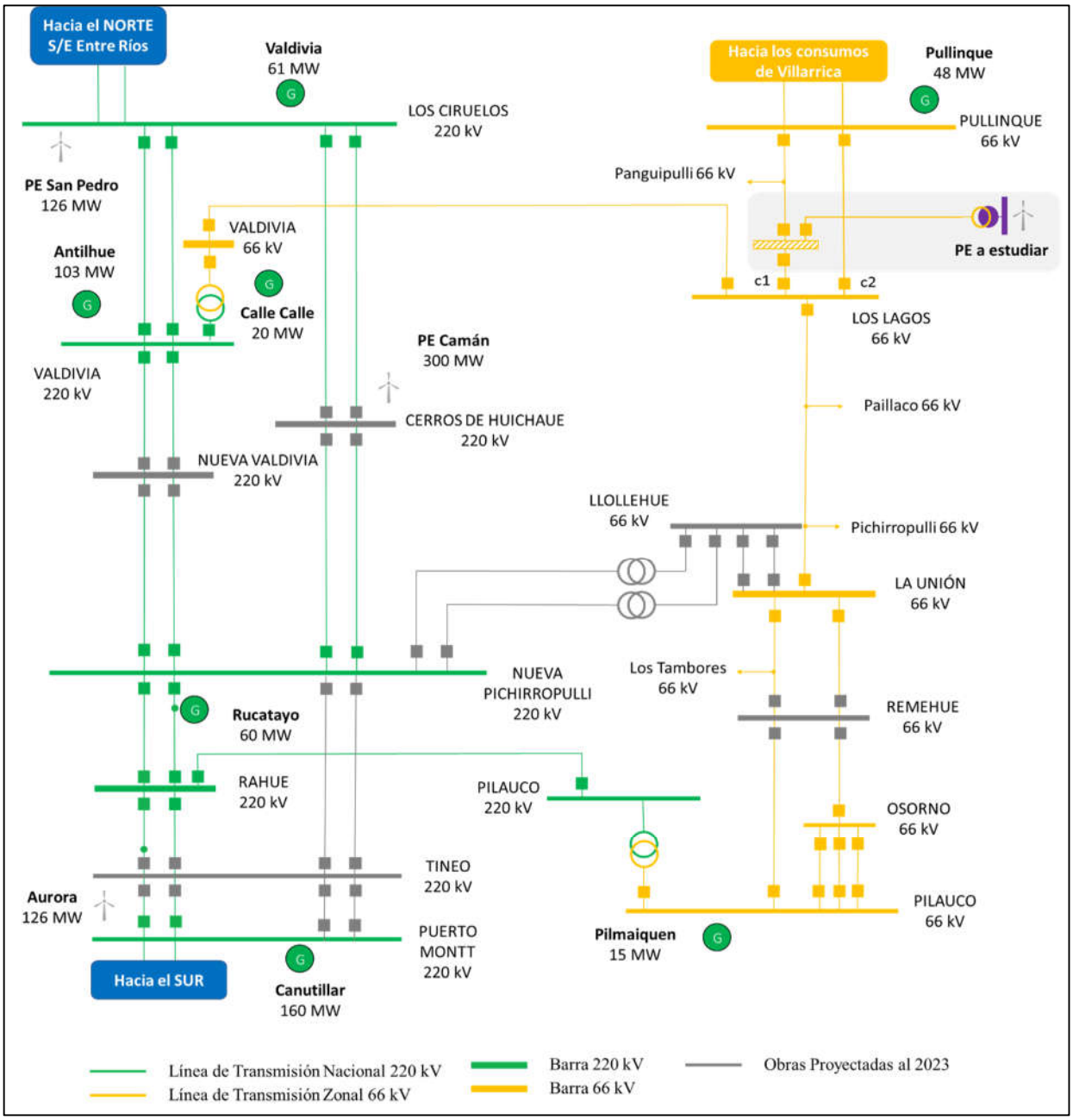

Figura 5.33: Opción 2 Inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos - Panguipulli.

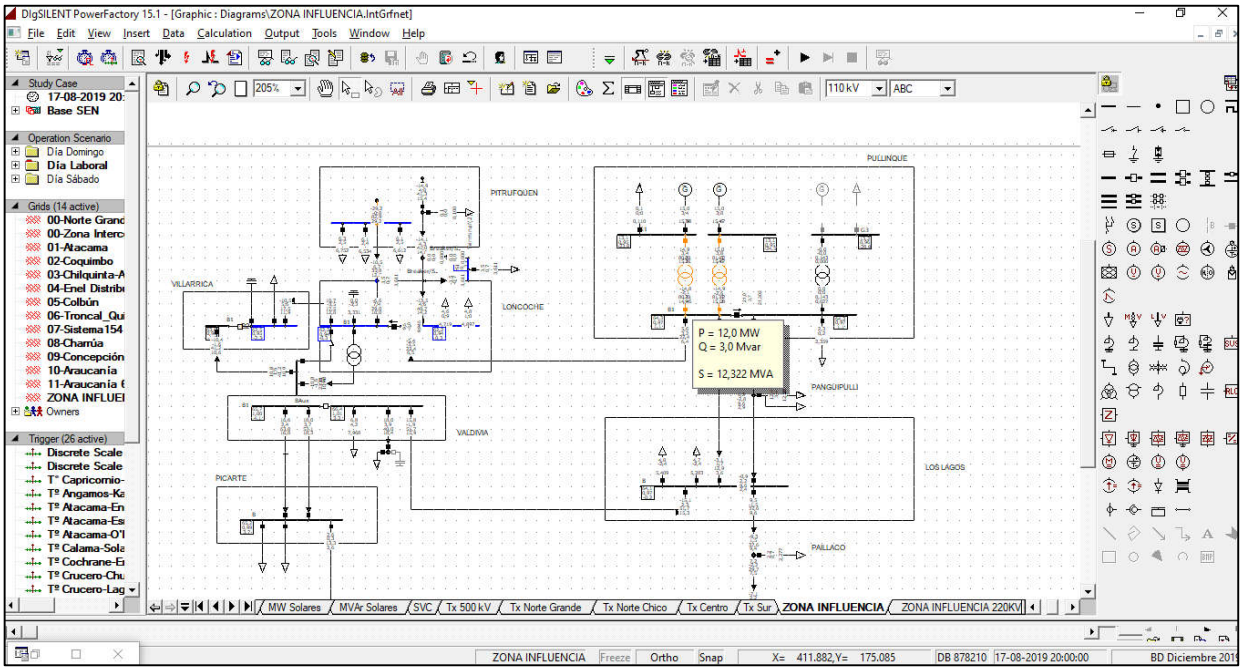

Figura 5.34: Flujos reales opción de conexión N°2 inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Panguipulli.

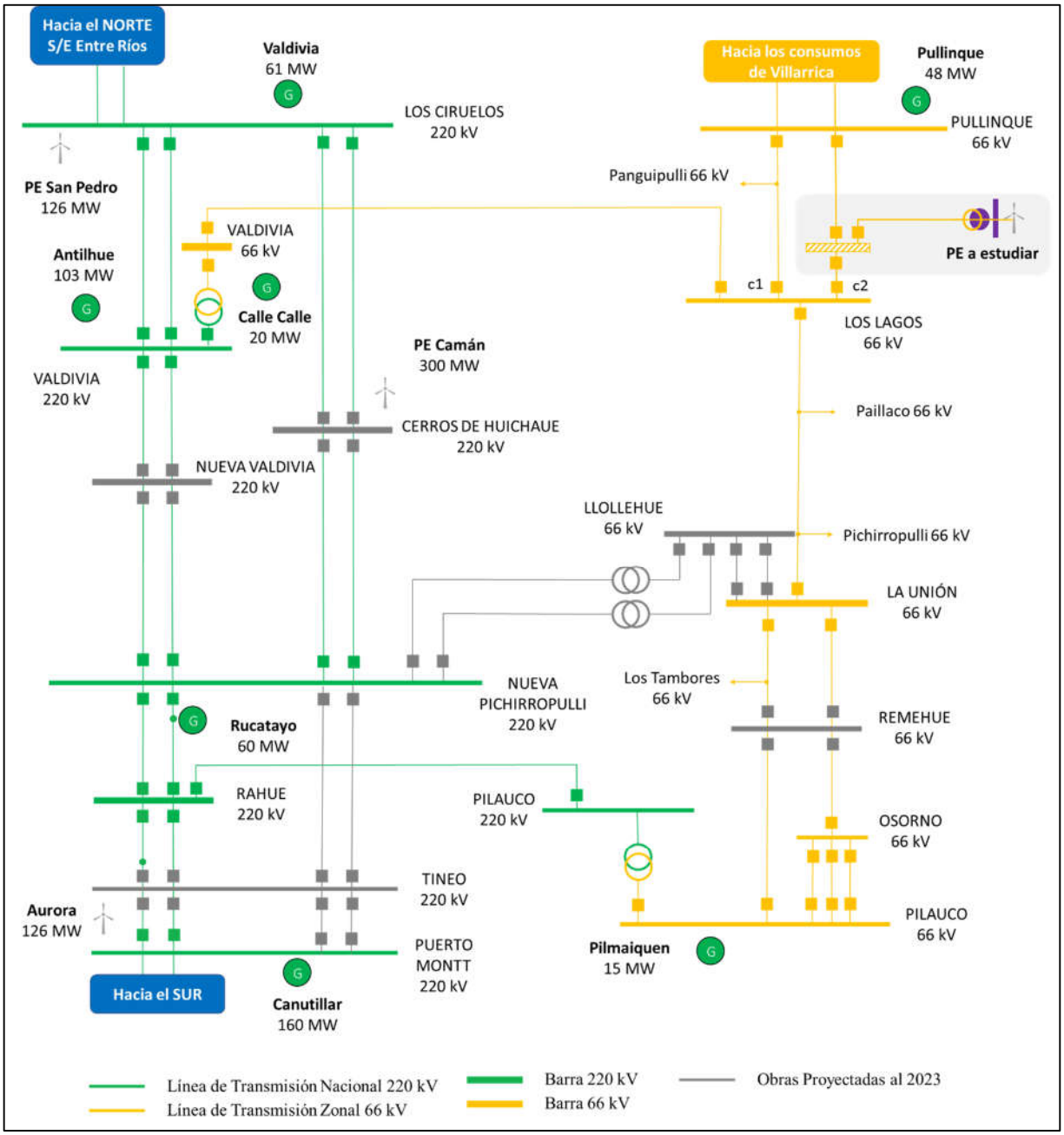

Figura 5.35: Análisis de la opción 3 inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque.

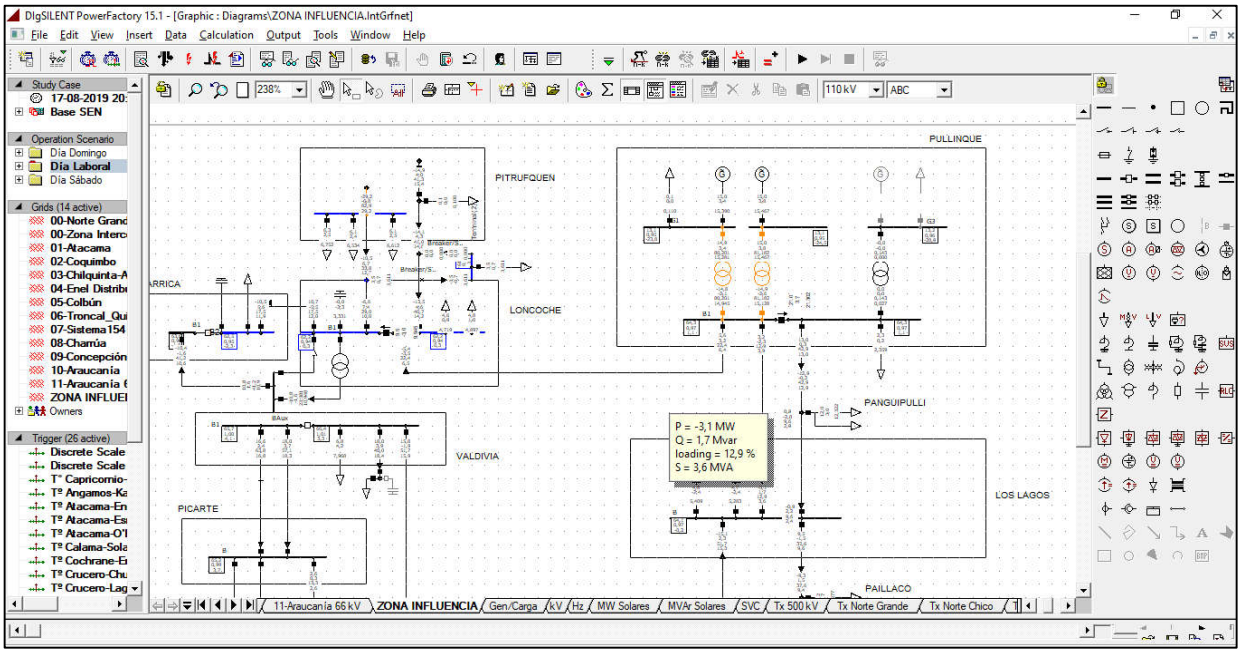

Figura 5.36: Flujos reales opción de conexión N°3 inviable: Seccionamiento línea 1x66 kV Los Lagos – Pullinque.

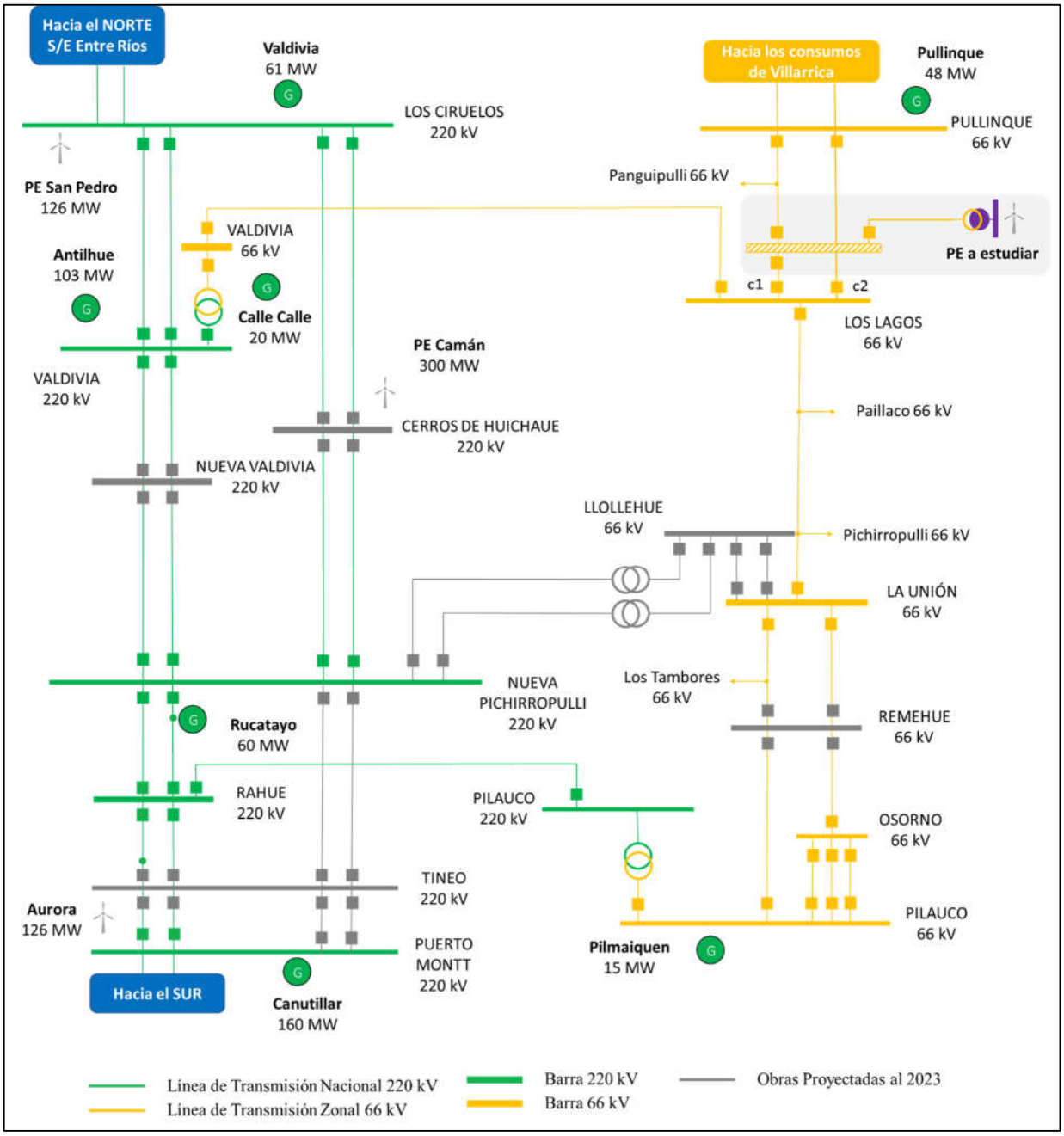

Figura 5.37: Análisis de la opción 4 inviable: Seccionamiento ambos circuitos de la línea 2x66 kV Los Lagos–Pullinque–Panguipulli.

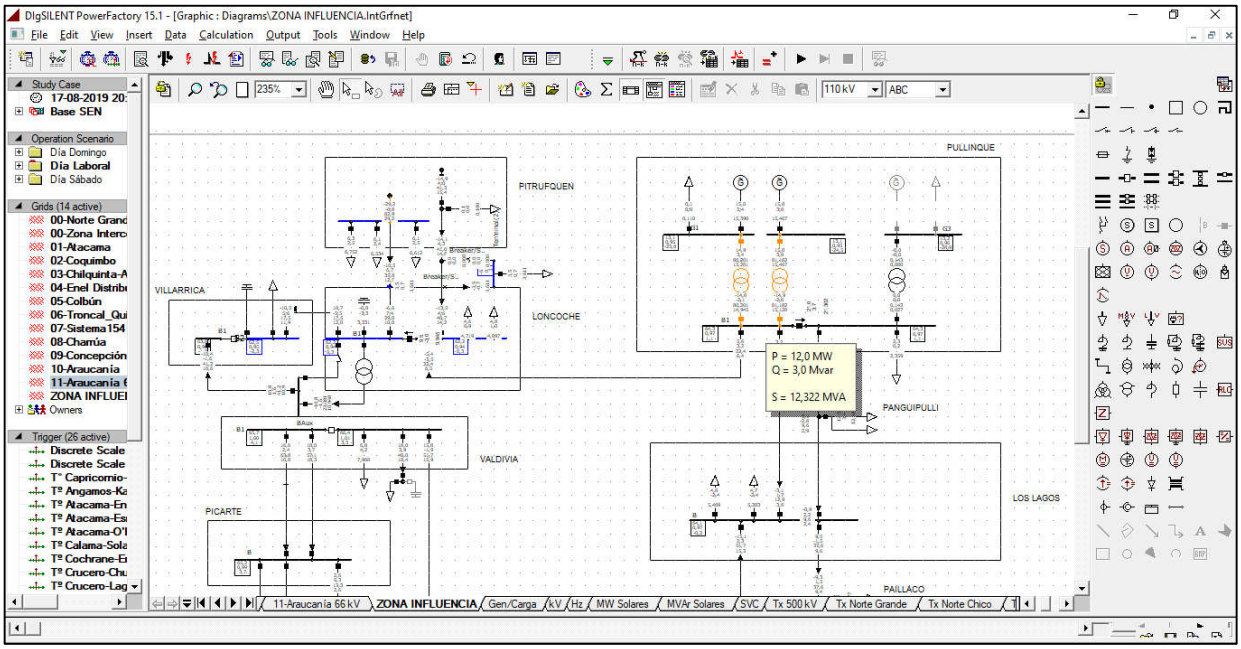

Figura 5.38: Flujos reales opción de conexión N°4 inviable: Seccionamiento de ambas lineas de 66 kV Los Lagos – Panguipulli, Los Lagos – Pullinque.

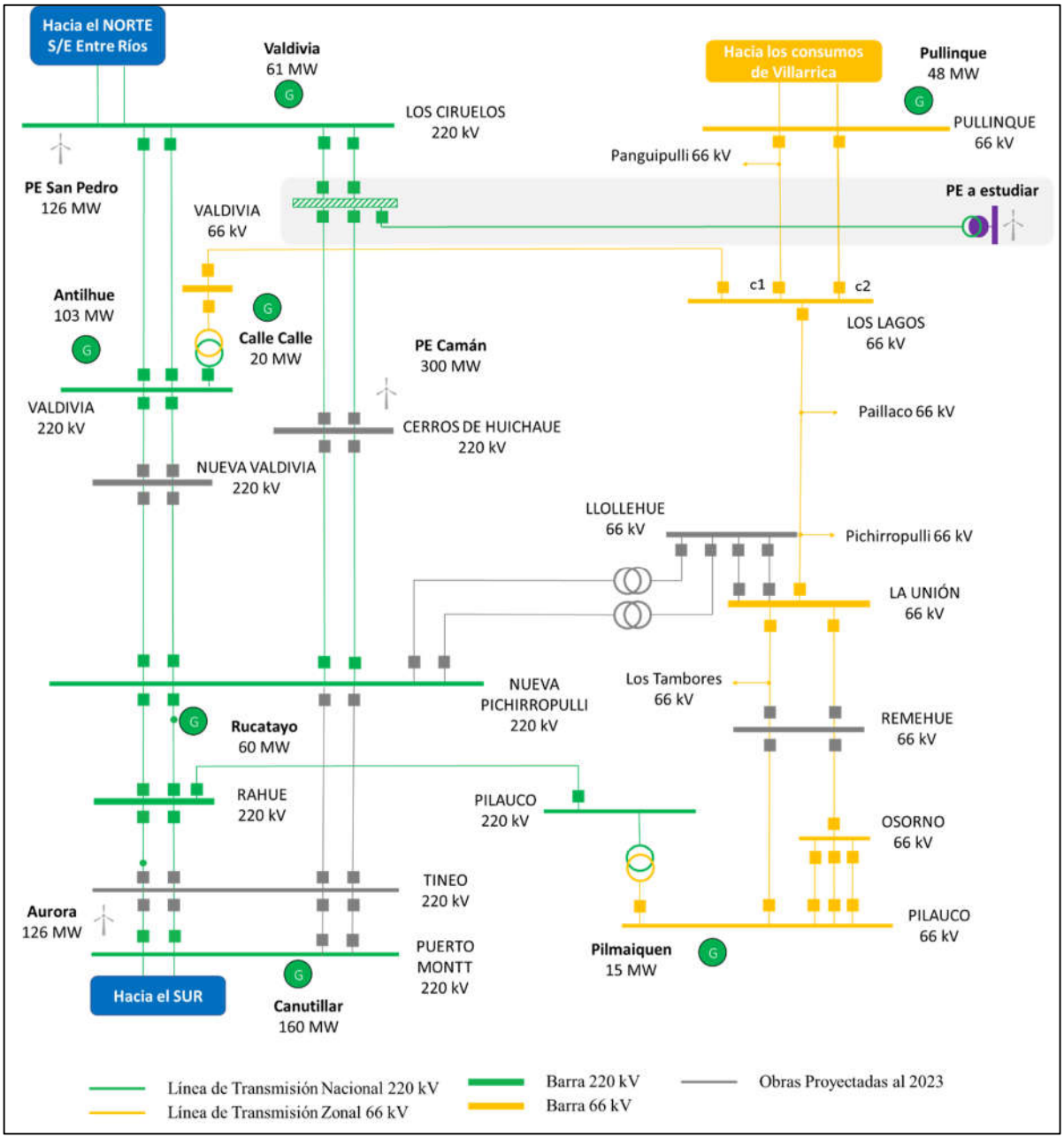

Figura 5.39: Análisis opción 5 Inviable: Seccionamiento línea 2x220kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli.

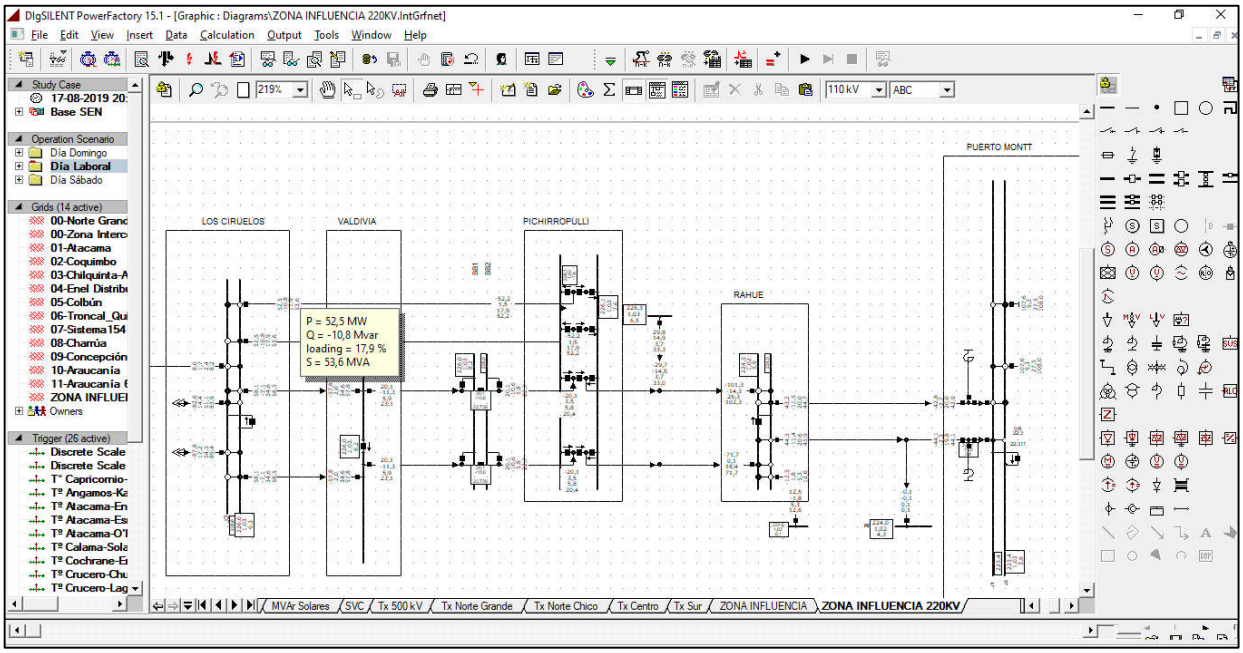

Figura 5.40: Flujos reales opción de conexión N°5 inviable: Seccionamiento línea 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli.