



PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES AÑO 2025

Julio de 2025

ÍNDICE

1	Introducción	5
2	Resumen Ejecutivo	8
3	Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Nacional.....	9
4	Plan de obras necesarias y urgentes en el sistema de transmisión Zonal	10
4.1	OBRAS DE AMPLIACIÓN	10
	Sistema Zonal E	10
4.1.1	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó – Rauquén	10
4.1.2	Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento	11
4.1.3	Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)	12
4.2	OBRAS NUEVAS.....	13
	Sistema Zonal E	13
4.2.1	Nueva S/E Punilla.....	13
4.2.2	Nueva S/E Quinchamalí	14
4.2.3	Nueva S/E Raluncoyan	16
5	Presupuesto para el Proceso de Obras Necesarias y Urgentes 2025	19
5.1	UMBRAL PARA LA DETERMINACIÓN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES	19
5.1.1	Determinación del valor promedio de los últimos cinco procesos	19
5.1.2	Límite del 10% para Obras Necesarias y Urgentes	20
5.1.3	Presupuesto adicional para la Región de Ñuble	21
5.2	ANÁLISIS DEL UMBRAL PRESUPUESTARIO DE LA PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES	21
6	Modificación de Obras Establecidas con Anterioridad	23
7	Fórmulas de Indexación de las obras de expansión	24
8	Justificación de necesidad y urgencia de los proyectos incorporados	26
8.1	AUMENTO DE CAPACIDAD EN LA LÍNEA 1X66 kV CURICÓ – RAUQUÉN	26
8.1.1	Zona de análisis y antecedentes	26
8.1.2	Justificación de la necesidad.....	27
8.1.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	29
8.2	AMPLIACIÓN EN S/E RANGUILI Y NUEVO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	29
8.2.1	Zona de análisis y antecedentes	29
8.2.2	Justificación de la necesidad.....	31
8.2.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	35
8.3	AMPLIACIÓN EN S/E GUINDO (NTR ATMT).....	35

8.3.1	Zona de análisis y antecedentes	35
8.3.2	Justificación de la necesidad.....	38
8.3.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	41
8.4	NUEVA S/E RALUNCOYAN	41
8.4.1	Zona de análisis y antecedentes	41
8.4.2	Justificación de la necesidad.....	42
8.4.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	46
9	Obras de expansión asociadas a la Región de Ñuble	47
9.1	NUEVA S/E PUNILLA.....	47
9.1.1	Zona de análisis y antecedentes	47
9.1.2	Justificación de la necesidad.....	49
9.1.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	53
9.2	NUEVA S/E QUINCHAMALÍ	54
9.2.1	Zona de análisis y antecedentes	54
9.2.2	Justificación de la necesidad.....	56
9.2.3	Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación	57
10	Obras no recomendadas	58
10.1	AMPLIACIÓN EN LT 2X500 kV KIMAL – LOS CHANGOS: NUEVO REACTOR DE LÍNEA 150 MVAR.	58
10.1.1	Necesidad de la propuesta	58
10.1.2	Justificación de la no incorporación de la obra	58
10.2	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO 5 MW EN S/E CHAÑARAL.....	59
10.2.1	Necesidad de la propuesta	59
10.2.2	Justificación de la no incorporación de la obra	59
10.3	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN S/E MALLOCO	60
10.3.1	Necesidad de la propuesta	60
10.3.2	Justificación de la no incorporación de la obra	60
10.4	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE 7 MW EN S/E PARRONAL	61
10.4.1	Necesidad de la propuesta	61
10.4.2	Justificación de la no incorporación de la obra	61
10.5	NUEVA S/E LA HUERTA.....	62
10.5.1	Necesidad de la propuesta	62
10.5.2	Justificación de la no incorporación de la obra	62
10.6	AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN PUCÓN MEDIANTE NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA 10 MVAR.....	63
10.6.1	Necesidad de la propuesta	63



10.6.2	Justificación de la no incorporación de la obra	63
10.7	SEGURIDAD SISTEMA 220 kV ZONA SUR – NUEVOS EQUIPOS SS/EE EL ROSAL Y DUQUECO.....	64
10.7.1	Necesidad de la propuesta	64
10.7.2	Justificación de la no incorporación de la obra	64
11	Valorización de las obras Necesarias y Urgentes.....	65

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, “Comisión” o “CNE”, ejerce las facultades otorgadas por los artículos 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, y por el D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante e indistintamente, la “Ley”, “LGSE” o “Ley General de Servicios Eléctricos”.

Conforme al artículo 91° bis de la Ley, la CNE tiene la facultad de identificar, anualmente, aquellas obras de transmisión que deberán excluirse del proceso de planificación establecido en el artículo 87°, por ser consideradas necesarias y urgentes para el sistema eléctrico. Esta exclusión se realiza en conformidad con el procedimiento regulado en el citado artículo, así como en la Resolución Exenta CNE N° 156, de 31 de marzo de 2025, en adelante, “Resolución Exenta N° 156/2025”.

De acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 156/2025, se entenderá por obras necesarias y urgentes aquellas que cumplan, de manera simultánea, con las siguientes condiciones:

- Que se requieran para asegurar el abastecimiento de la demanda o para aumentar la seguridad y calidad del servicio.
- Que la fecha de entrada en operación de la obra, en caso de ser considerada en el siguiente Proceso de Planificación, sea posterior a la fecha en que se prevé que se verificará la necesidad que justifica su ejecución.

Asimismo, en virtud del inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley, la valorización de estas obras debe sujetarse a las siguientes restricciones:

1. La valorización de la totalidad de las obras no podrá superar el 10% del valor promedio de los últimos cinco procesos de planificación de la transmisión.
2. Dentro del límite señalado en el numeral anterior, el valor correspondiente a obras nuevas no podrá superar el 5% del mismo valor promedio.
3. Hasta el proceso del año 2029, se podrá considerar un monto adicional de hasta un 5% sobre el límite del 10% señalado en el numeral 1, exclusivamente para obras emplazadas en la Región de Ñuble.

Por otra parte, el artículo 91° bis también establece el procedimiento a través del cual se lleva a cabo la identificación de estas obras. En particular, su inciso tercero dispone que dicho procedimiento puede iniciarse de oficio por la Comisión, o bien a solicitud del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante, “Coordinador”, o del Ministerio de Energía.

Conforme a lo establecido en el artículo 4° de la Resolución Exenta N° 156/2025, el Coordinador y el Ministerio dispondrán hasta el quinto día del mes de abril de cada año para solicitar formalmente a la Comisión el inicio del proceso. Por su parte, la Comisión deberá emitir durante el mes de mayo la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes, de acuerdo con lo fijado en el artículo 5° de la misma resolución. De manera



transitoria, para el año 2025, el plazo para emitir esta propuesta preliminar se amplía hasta el 4 de julio, en virtud de las disposiciones transitorias establecidas en dicha resolución.

La propuesta preliminar deberá contener, entre otros elementos definidos en la Resolución Exenta N° 156/2025, una descripción de la obra, la justificación de su necesidad y urgencia, las razones que fundamentan su exclusión del proceso de planificación, su valorización preliminar, los plazos estimados de ejecución y entrada en operación, así como la proporción de dicha valorización respecto del límite establecido en el inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley.

Esta propuesta preliminar requerirá del informe técnico favorable del Coordinador y de la aprobación del Ministerio de Energía en cuanto a la justificación de necesidad y urgencia. Posteriormente, será publicada en el sitio web de la Comisión y notificada al propietario de la obra, si corresponde, así como a los participantes, usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro regulado por el artículo 90° de la Ley, quienes dispondrán de diez días para presentar observaciones.

Dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá una propuesta definitiva, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planeadas. La referida propuesta definitiva deberá contener, entre otras materias definidas en la Resolución Exenta N° 156/2025, las condiciones de ejecución y explotación de la obra; las características técnicas de la obra; el plazo de ejecución de la obra y su fecha de entrada en operación; su valorización; y la calificación de la obra de expansión dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73 de la Ley. Esta propuesta definitiva deberá ser puesta en conocimiento del propietario de la obra objeto de ampliación, si corresponde, y de los participantes, usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro regulado por el artículo 90° de la Ley.

Notificada la propuesta definitiva, los interesados podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos dentro de los diez días siguientes, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 211° de la LGSE. Si no se presentan discrepancias, la Comisión deberá emitir dentro de los tres días siguientes un informe técnico final con su recomendación al Ministerio de Energía, para instruir la ejecución de la obra mediante decreto exento. En caso de discrepancias, dicho informe deberá emitirse en un plazo de diez días contados desde la comunicación del dictamen del Panel.

El Ministerio de Energía, dentro de los diez días siguientes a la recepción del informe técnico de la Comisión, deberá verificar el cumplimiento de los límites establecidos en el inciso segundo del artículo 91° bis y podrá disponer la ejecución de la obra mediante decreto exento dictado por orden del Presidente de la República.

Dicho decreto instruirá la licitación de la obra conforme al artículo 95°, bajo un procedimiento simplificado y con los menores plazos posibles, y establecerá las condiciones técnicas y contractuales conforme a la naturaleza de la obra, ya sea nueva o de ampliación, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 98 de 2025.



De esta manera, habiéndose cumplido con las disposiciones del artículo 91° bis de la Ley, así como en las demás disposiciones previamente citadas, a continuación, se presenta la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes correspondiente al año 2025.

2 RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este documento consiste en presentar la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes del año 2025 para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dando así cumplimiento a lo establecido en el artículo 91° bis de la Ley.

Para la elaboración de la presente propuesta se consideraron las propuestas presentadas por el Coordinador Eléctrico Nacional y el Ministerio de Energía a esta Comisión, y también obras de expansión incorporadas por esta Comisión, de acuerdo a la mejor información que se tenía a la fecha. Estas obras que fueron analizadas por esta Comisión, basándose en la metodología establecida en el Decreto N° 37 de 2019, del Ministerio de Energía, en adelante, “Reglamento de Planificación”, y en la Resolución Exenta N° 156/2025, considerando los antecedentes disponibles durante el desarrollo del presente proceso de elaboración de la propuesta preliminar.

La presente Propuesta Preliminar contiene un listado de 6 obras de expansión del sistema de transmisión zonal, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD \$88,3 millones.

Respecto de los sistemas de transmisión zonal que se emplazan en la Región de Ñuble, el presente documento presenta un total de 2 obras de expansión, cuya inversión asciende a un total aproximado de USD 27,3 millones, ambas obras nuevas.

Finalmente, se estima que las obras de expansión contenidas en el presente informe y que no se encuentran condicionadas a la adjudicación de otras obras de ampliación, deberán finalizar su proceso de licitación dentro del plazo de 7 meses desde que se publique el respectivo Decreto de Obras Necesarias y Urgentes, de acuerdo con lo indicado en el artículo 12 de la Resolución Exenta N° 98/2025. Por otro lado, las obras nuevas que se encuentren condicionadas a otras obras de ampliación iniciarán su proceso de licitación, adjudicación y construcción, una vez adjudicada la obra que condiciona la ejecución de estas obras nuevas.



3 PLAN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En el presente proceso, no se incorporan obras de expansión asociadas a los sistemas de transmisión nacional.

4 PLAN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL

4.1 OBRAS DE AMPLIACIÓN

SISTEMA ZONAL E

El siguiente cuadro presenta las obras de ampliación necesarias para el Sistema Zonal E de Transmisión Zonal, la que deberá iniciar su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 1: Obras de Ampliación del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Propietario(s)	Ejecución
1	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó – Rauquén	30	5.525.433	37	16	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
2	Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento	36	18.055.339	35	11	CGE Transmisión S.A.	Obligatoria
3	Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)	36	5.841.572	31	12	Besalco Transmisión SpA	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 2,89% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

4.1.1 Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó – Rauquén

4.1.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Curicó – Rauquén, de manera de permitir una capacidad de transmisión de, al menos, 60 MVA a 35°C con sol, contemplando adicionalmente el reemplazo y los ajustes de todo el equipamiento primario asociado que se vea sobrepasado en sus características nominales producto de dicho aumento de capacidad.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.2 Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento

4.1.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Ranguilí mediante la instalación de un nuevo transformador 66/13,8 kV de, al menos, 20 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. A su vez, el proyecto considera la extensión de la barra e instalaciones comunes en el patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a barra simple, para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de esas dos posiciones quedará reservada para obras decretadas en procesos de expansión de la Transmisión.

Adicionalmente, el proyecto incluye completar los paños de conexión en 66 kV para los transformadores existentes, junto con completar el paño de conexión asociado a la línea 1x66 kV Ranguilí – Hualañé en la subestación Ranguilí, reutilizando cuando sea posible, el equipamiento y estructuras existentes.

A su vez, el proyecto contempla la construcción de una nueva sección de barra de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, tres paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado, la construcción de un paño de interconexión con la barra existente, la conexión de un nuevo sistema de almacenamiento y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

Junto con lo anterior, el proyecto considera la construcción e instalación de un sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de baterías en la subestación Ranguilí, el cual se conectará en la nueva sección de barra de 13,8 kV y deberá contar con una potencia nominal de 7 MW y una capacidad de almacenamiento de, al menos, 28 MWh. Además, el sistema deberá contar con todas las características que hagan posible su operación y conexión al sistema, tales como equipos inversores, transformador de poder para conectar el sistema al patio de 13,8 kV de la subestación si corresponde, unidad de gestión y monitoreo, entre otras.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.



A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.1.3 Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)

4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación Guindo mediante la instalación de un nuevo transformador 66/15 kV y al menos 30 MVA de capacidad con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

A su vez, el proyecto incluye la ampliación de las barras e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la subestación, cuya configuración corresponde a doble barra principal y barra de transferencia, para una posición, de manera de permitir la conexión del nuevo transformador antes mencionado.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de un nuevo patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión del nuevo transformador antes mencionado y espacio en barra para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo del proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, considerando para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

4.2 OBRAS NUEVAS

SISTEMA ZONAL E

El siguiente cuadro presenta las obras nuevas de expansión necesaria para el Sistema Zonal E de Transmisión Zonal, las que deberán dar inicio a su licitación, adjudicación y construcción, conforme se indica a continuación:

Tabla 2: Obras Nuevas del Sistema E

N°	Proyecto	Plazo Constructivo (Meses)	V.I. Referencial (USD)	Vida útil (años)	Vida útil tributaria (años)	Ejecución
1	Nueva S/E Punilla	48	17.052.381	30	12	Obligatoria
2	Nueva S/E Quinchamalí	48	10.268.590	27	12	Obligatoria
3	Nueva S/E Raluncoyan	54	31.580.709	30	13	Obligatoria

Adicionalmente, el C.O.M.A. referencial se establece para este conjunto de obras como el 2,89% del V.I. referencial, moneda de los Estados Unidos de América.

4.2.1 Nueva S/E Punilla

4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Punilla, mediante el seccionamiento de la línea 1x154 kV Monterrico – Buli y patios de 154 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 154/13,8 kV de, al menos, 30 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Punilla, manteniendo, al menos, las características de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 154 kV corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 154/13,8 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Monterrico – Buli, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para



alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 154/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2,5 km en torno al cruce entre las carreteras “Ruta 5” y “N-31”, en las cercanías de la ciudad de San Carlos. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

4.2.2 Nueva S/E Quinchamalí

4.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Quinchamalí, mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea con sus respectivos paños de línea y patios de 66 kV y 13,8 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un equipo de transformación 66/13,8 kV de, al menos, 30 MVA



de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Quinchamalí, manteniendo, al menos las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 66 kV de la subestación Quinchamalí corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador de poder 66/13,8 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que una de estas posiciones quedará reservada para obras decretadas en procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 13,8 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/13,8 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar a aproximadamente 3,5 km al este de la subestación Nueva Aldea, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Santa Elvira – Nueva Aldea, dentro de un radio de 3 km respecto a ese punto, considerando únicamente la zona comprendida al sur del río Ñuble, oriente del Río Itata y norte de la ruta 153. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

El proyecto incluye también todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del objetivo del proyecto, tales como espacios disponibles, capacidad térmica, cable de guardia, reservas, equipamientos, entre otros.



A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

4.2.3 Nueva S/E Raluncoyan

4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación, denominada Raluncoyan, mediante el seccionamiento de la línea 1x220 kV Temuco – Los Peumos, con sus respectivos paños de línea y patios de 220 kV, 66 kV y 15 kV. A su vez, el proyecto considera la instalación de un transformador 220/66 kV de, al menos 90 MVA y un transformador 66/15 kV de, al menos 30 MVA, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en sus correspondientes niveles de tensión.

Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de los enlaces que corresponda para el seccionamiento de la línea antes mencionada en la subestación Raluncoyan, manteniendo al menos las características técnicas de la línea que se secciona.

La configuración del patio de 220 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para cuatro diagonales, de manera de permitir la conexión del seccionamiento de la línea 1x220 kV Temuco – Los Peumos, la conexión del transformador 220/66 kV y la conexión de nuevos proyectos en la zona. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Por su parte, la configuración del patio de 66 kV corresponderá a barra principal seccionada con barra de transferencia, con capacidad de barras de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para seis posiciones, de manera de permitir la conexión del transformador

220/66 kV, la conexión del transformador 66/15 kV, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona, considerando que dos de estas posiciones quedarán reservadas para obras decretadas en procesos de expansión de la transmisión. En caso de definirse el desarrollo de este patio en tecnología encapsulada y aislada en gas del tipo GIS o equivalente, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción y el espacio en plataforma definido anteriormente para la conexión de nuevos proyectos.

Además, el proyecto considera la construcción de un patio de 15 kV, en configuración barra simple, contemplándose la construcción de, al menos, cuatro paños para alimentadores, el paño de conexión para el transformador de poder 66/15 kV antes mencionado y espacio en barra y plataforma para la construcción de dos paños futuros. En caso de definirse el desarrollo de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares y el espacio en la sala para la conexión de posiciones futuras definidas anteriormente.

La subestación se deberá emplazar dentro de un radio de 2 km respecto de la intersección de las rutas S-20 y S-320¹ al poniente de la ciudad de Temuco. Adicionalmente, la ubicación de la instalación deberá garantizar el cumplimiento del propósito esencial de la obra, posibilitando el debido acceso y la conexión por parte de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona.

El proyecto incluye todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. En las respectivas bases de licitación se podrán definir otros requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones para el fiel cumplimiento del desarrollo de proyecto.

A su vez, el proyecto contempla todas las tareas, labores y obras necesarias para evitar interrupciones en el suministro a clientes finales, debiendo considerarse para ello una secuencia constructiva que evite o minimice dichas interrupciones.

La disposición de los edificios, equipos, estructuras y otros elementos que conformen la subestación deberá permitir que las expansiones futuras se realicen de manera adecuada, haciendo posible el ingreso ordenado y sin interferencias de futuras líneas y circuitos, evitando generar espacios ciegos que impidan la plena utilización de las barras.

Será responsabilidad del adjudicatario asegurar la compatibilidad tecnológica de los equipos utilizados en la ejecución del proyecto, de las instalaciones y de la disposición de los equipos en la subestación, de manera tal de posibilitar futuras ampliaciones de la subestación, así también como el cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente en relación al acceso abierto a las instalaciones de transmisión.

¹ Más específicamente, el centro del círculo está en la latitud -38.707547°, longitud -72.640988°



Por su parte, será responsabilidad de los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y/o transporte coordinarse para efectuar las adecuaciones que se requieran en sus propias instalaciones para efectos de la ejecución del proyecto.

5 PRESUPUESTO PARA EL PROCESO DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES 2025

Con el propósito de determinar el presupuesto para el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes y así garantizar que las inversiones previstas cumplan con los límites establecidos por la normativa vigente, a continuación se detalla el procedimiento para determinar el valor de inversión máximo aplicable al año 2025, considerando tanto los límites porcentuales previstos en el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos como las disposiciones específicas de la Resolución Exenta N° 156/2025.

En este capítulo, se establece la metodología y las fórmulas utilizadas para:

- Calcular el valor promedio de inversión de los cinco últimos Planes de Expansión de la Transmisión (2019–2023).
- Determinar los límites máximos de financiamiento para Obras Necesarias y Urgentes (10 % del promedio).
- Aplicar el sublímite del 5 % para obras nuevas, y
- Presupuesto adicional para proyectos en Nuble de acuerdo al artículo quinto transitorio de la Ley N° 21.721.

5.1 UMBRAL PARA LA DETERMINACIÓN DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES

5.1.1 Determinación del valor promedio de los últimos cinco procesos

Para establecer el valor promedio de inversión (VI_{prom}), se recopilan los montos totales aprobados en los Planes de Expansión de la Transmisión de los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 ($VI_{año}$), los cuales se detallan a continuación.

Tabla 3: Valores de Inversión de los últimos 5 planes de expansión

Plan de Expansión	2019	2020	2021	2022	2023
$VI_{año}$ [MMUSD]	378,8	494,1	547,8	1.053,2	388,5

Para normalizar los valores de inversión aprobados en distintos años y expresarlos en términos reales de abril de 2025 ($VI_{año}^{2025}$), tal como establece la Resolución Exenta N° 156/2025 en el último inciso de su artículo 14, el cual indica que para el cálculo del $VI_{promedio}$ se deberán actualizar los Valores de Inversión al año de inicio del proceso de acuerdo con la variación del CPI, considerando septiembre como mes base, índice publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos (Código BLS: CUUR0000SA0).

Entonces, el valor de inversión ajustado $VI_{año}^{2025}$ se calcula como:

$$VI_{año}^{2025} = VI_{año} \times \frac{CPI_{U_{abr/2025}}}{CPI_{U_{mes\ original}}}$$

Donde:

$VI_{año}$ representa el valor total de inversiones fijado por Decreto Exento para el respectivo año,

$CPI_{U_{abr/2025}}$ corresponde al índice de abril de 2025, y

$CPI_{U_{mes\ original}}$ corresponde al índice del mes de publicación del respectivo Plan de Expansión, es decir, septiembre.

Tabla 4: Valores de Inversión actualizados de los últimos 5 planes de expansión

Plan de Expansión	2019	2020	2021	2022	2023
$VI_{año}^{2025}$ [MMUSD]	473,3	609,0	640,7	1.138,3	404,9

Una vez indexados todos los valores, el promedio real de los cinco procesos se obtiene en millones de USD mediante la fórmula:

$$VI_{prom}[MMUSD] = \frac{VI_{2019}^{2025} + VI_{2020}^{2025} + VI_{2021}^{2025} + VI_{2022}^{2025} + VI_{2023}^{2025}}{5}$$

$$VI_{prom}[MMUSD] = \frac{473,3 + 609,0 + 640,7 + 1.138,3 + 404,9}{5} = 653,2 [MMUSD]$$

5.1.2 Límite del 10% para Obras Necesarias y Urgentes

El inciso segundo del artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las Obras Necesarias y Urgentes no pueden superar el 10% del promedio histórico de inversión.

$$L_{10\%} = 0,10 \times VI_{prom} = 0,10 \times 653,2 = 65,3 [MMUSD]$$

5.1.2.1 Sublímite del 5% para Obras Nuevas

Dentro del límite definido en el numeral anterior, el monto destinado a Obras Nuevas (aquellas que implican nuevas instalaciones o líneas de transmisión) no podrá exceder el 5% del promedio histórico indexado.

$$L_{5\%,Nuevas} = 0,05 \times VI_{prom} = 0,05 \times 653,2 = 32,7 [MMUSD]$$

5.1.3 Presupuesto adicional para la Región de Ñuble

Según el artículo primero transitorio de la Ley N° 21.721, hasta el año 2029 se permite un monto adicional de hasta un 5 % sobre el límite de 10% ($L_{5\%,\text{Ñuble}}$) exclusivamente para obras emplazadas en la Región de Ñuble.

$$L_{5\%,\text{Ñuble}} = 0,05 \times VI_{prom} = 0,05 \times 653,2 = 32,7 \text{ [MMUSD]}$$

5.2 ANÁLISIS DEL UMBRAL PRESUPUESTARIO DE LA PROPUESTA PRELIMINAR DE OBRAS NECESARIAS Y URGENTES

A continuación, se presenta una tabla con los VI referenciales [MM USD] de cada obra de la propuesta preliminar, sin considerar las inversiones realizadas en la Región del Ñuble:

Tabla 5: Listado de obras incorporadas a la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes 2025 (Sin considerar la Región de Ñuble)

N°	Proyecto	Región	ON u OA	V.I. Referencial (MM USD)
1	Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó – Rauquén	Maule	OA	5.53
2	Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento	Maule	OA	18.06
3	Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)	Biobío	OA	5.84
4	Nueva S/E Raluncoyan	La Araucanía	ON	31.58

De la Tabla 5, se observa que el VI Referencial total es de \$61 MM USD aproximadamente. En consecuencia, se cumplen los criterios de presupuesto ya que el monto de inversión referencial es inferior a los \$65,3 MM USD obtenidos en el punto 5.1.2 del presente capítulo. Adicionalmente, se observa que el VI Referencial total para Obras Nuevas (OONN) es de \$31,58 MM USD, por lo tanto, también se cumple el criterio de presupuesto ya que es inferior a los \$32,7 MM USD obtenidos en el punto 5.1.2.1 del presente capítulo.

Por otro lado, a continuación se presenta una tabla con los VI referenciales [MM USD] de cada obra de la propuesta preliminar, considerando solo las inversiones realizadas en la Región del Ñuble:

Tabla 6: Listado de obras incorporadas a la Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes 2025 (en la Región de Ñuble)

N°	Proyecto	Región	ON u OA	V.I. Referencial (MM USD)
1	Nueva S/E Punilla	Ñuble	ON	17.05
2	Nueva S/E Quinchamalí	Ñuble	ON	10.27

De la Tabla 6, se observa que el VI Referencial total es de \$27,32 MM USD aproximadamente. En consecuencia, se cumplen los criterios de presupuesto ya que el



monto de inversión referencial es inferior a los \$32,7,3 MM USD obtenidos en el punto 5.1.3 del presente capítulo.

En virtud de lo expuesto, se concluye que los umbrales establecidos en el artículo 14 de la Resolución Exenta N° 156/2025 para la determinación de Obras Necesarias y Urgentes se encuentran plenamente cumplidos.



6 MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS CON ANTERIORIDAD

En la presente propuesta preliminar no se incorporan modificaciones a decretos de expansión anteriores.

7 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN DE LAS OBRAS DE EXPANSIÓN

Con el propósito de conformar los valores que resultarán en la remuneración mensual de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión que se ven afectas o resulten propietarias de alguna obra contenida en la presente Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes, es que se establecen las siguientes fórmulas de indexación, las cuales, con oportunidad de la elaboración de los informes de adjudicación a los que hace referencia el artículo 96° de la Ley, deberán ser aplicadas a aquellos proyectos que resulten adjudicados como resultado del o los procesos de licitación llevados a cabo, tanto por el Coordinador Eléctrico Nacional para las obras nuevas como los propietarios de las instalaciones que son objeto de obras de ampliación.

De esta forma, las fórmulas de indexación aplicables a la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I.), Costos de Operación y Mantenimiento (C.O.M.A.) y Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta (A.E.I.R) de los proyectos descritos anteriormente, son las siguientes:

$$AVI_{n,k} = AVI_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0}$$
$$COMA_{n,k} = COMA_{n,0} \cdot \frac{IPC_k}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_k}$$
$$AEIR_{n,k} = AEIR_{n,0} \cdot \frac{CPI_k}{CPI_0} \cdot \left(\frac{t_k}{t_0} \cdot \frac{1 - t_0}{1 - t_k} \right)$$

Donde, para las fórmulas anteriores:

- a) $AVI_{n,k}$: Anualidad del Valor de Inversión de la obra n para el mes k.
- b) $COMA_{n,k}$: Costo de Operación y Mantenimiento de la obra n para el mes k.
- c) $AEIR_{n,k}$: Ajuste por Efecto de Impuesto a la Renta de la obra n para el mes k.
- d) IPC_k : Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).
- e) DOL_k : Promedio del Precio Dólar Observado, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el Banco Central de Chile.
- f) CPI_k : Valor del índice *Consumer Price Index (All Urban Consumers)*, en el segundo mes anterior al mes k, publicado por el *Bureau of Labor Statistics (BLS)* del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).
- g) T_k : Tasa de impuestos a las utilidades de primera categoría aplicables a contribuyentes sujetos al artículo 14 letra B) de la Ley sobre Impuesto a la Renta, en el segundo mes anterior al mes k.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 47 del Decreto N° 10 de 2019 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y



Remuneración de las instalaciones de Transmisión, no corresponderá la aplicación del A.E.I.R. a las Obras Nuevas.

Respecto al subíndice 0 de las fórmulas anteriores, éste corresponde al del segundo mes anterior al mes del último día de recepción de las ofertas económicas según se establezca en las Bases de Licitación elaboradas por el Coordinador Eléctrico Nacional para las obras nuevas o por los propietarios de las instalaciones que son objeto de obras de ampliación, con el fin que, al último mes de la presentación de las ofertas económicas, la aplicación de las fórmulas de indexación para el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. dé como resultado el A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. ofertado.

Para efectos de la remuneración a la que se hace referencia al principio de este capítulo, se entiende que la periodicidad de actualización del A.V.I., C.O.M.A. y A.E.I.R. será mensual.

8 JUSTIFICACIÓN DE NECESIDAD Y URGENCIA DE LOS PROYECTOS INCORPORADOS

A continuación, se resume el contexto y la justificación de cada una de las obras de expansión incorporadas en la presente Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes, que se ubican fuera de la Región de Ñuble.

8.1 AUMENTO DE CAPACIDAD EN LA LÍNEA 1X66 KV CURICÓ – RAUQUÉN

8.1.1 Zona de análisis y antecedentes

La futura S/E Buenavista fue incluida en el Decreto Exento N° 229 del Ministerio de Energía, del año 2021, se encuentra actualmente en ejecución. Esta subestación tiene por objetivo asegurar el suministro eléctrico de la ciudad de Curicó y sus alrededores, y como parte de su diseño incluye una línea de doble circuito energizada 66 kV, la cual debe seccionar la actual línea 1x66 kV Curicó – Rauquén.



Figura 8-1: Área de emplazamiento de la futura S/E Buenavista en el contexto geográfico de la ciudad de Curicó.

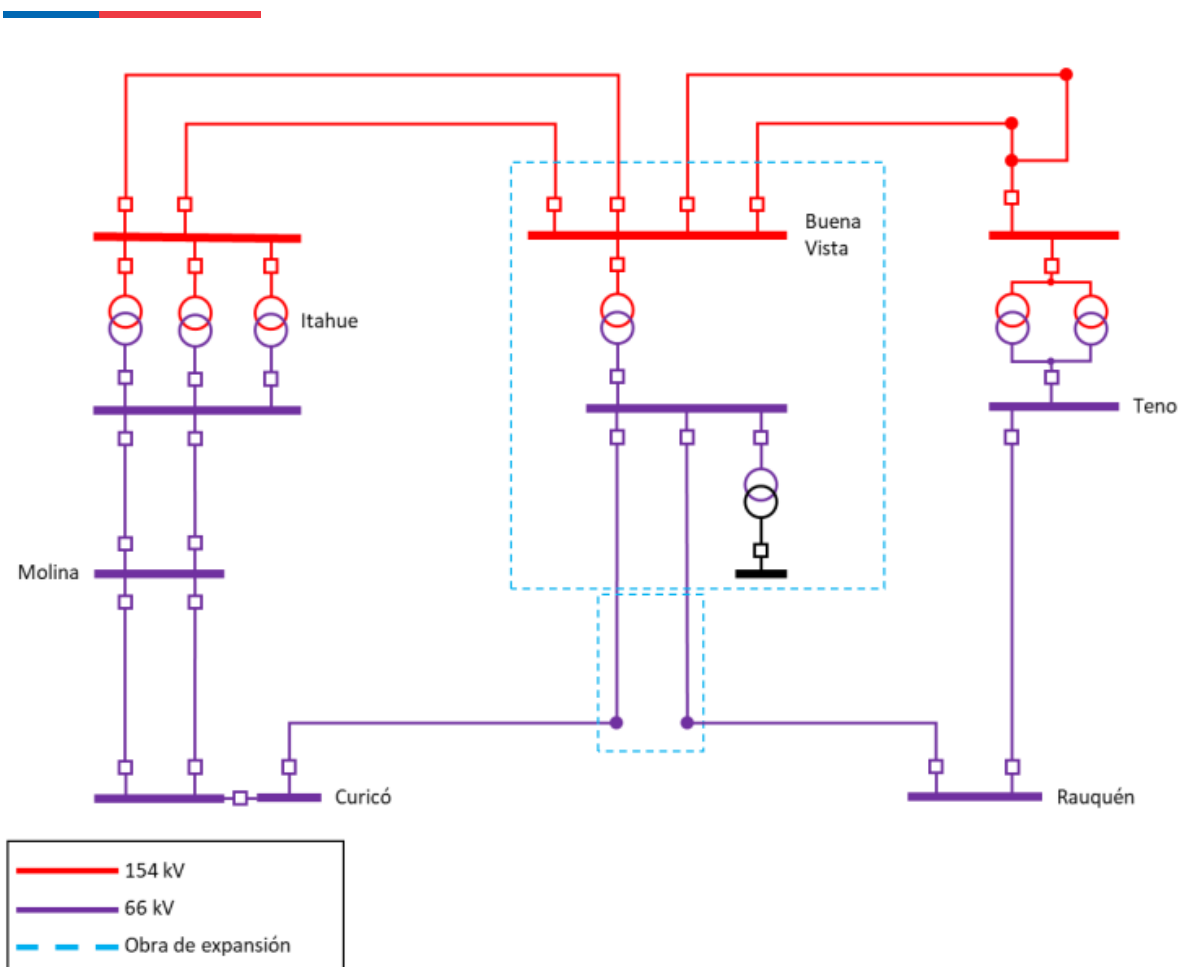


Figura 8-2: Unilineal simplificado de la conexión al sistema de la futura S/E Buenavista.

8.1.2 Justificación de la necesidad

La obra necesaria y urgente “Aumento de capacidad en la línea 1x66 kV Curicó – Rauquén” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer el consumo de la carga en la S/E Curicó.

El proyecto se sustenta técnicamente al estudiar los flujos de potencia de la futura línea de transmisión “1x66 kV Buenavista – Curicó”, en función de la proyección de demanda hasta el año 2032, año donde se estima que podrían entrar en operación a través del proceso regular del plan de expansión de la transmisión.

De acuerdo con la proyección de demanda vegetativa, y suponiendo que los transformadores T3, T4 y T5 se abastecen a través de la futura línea 1x66 kV Buenavista – Curicó, se estima que el año 2028 la línea de transmisión superaría el 100% de su capacidad nominal.

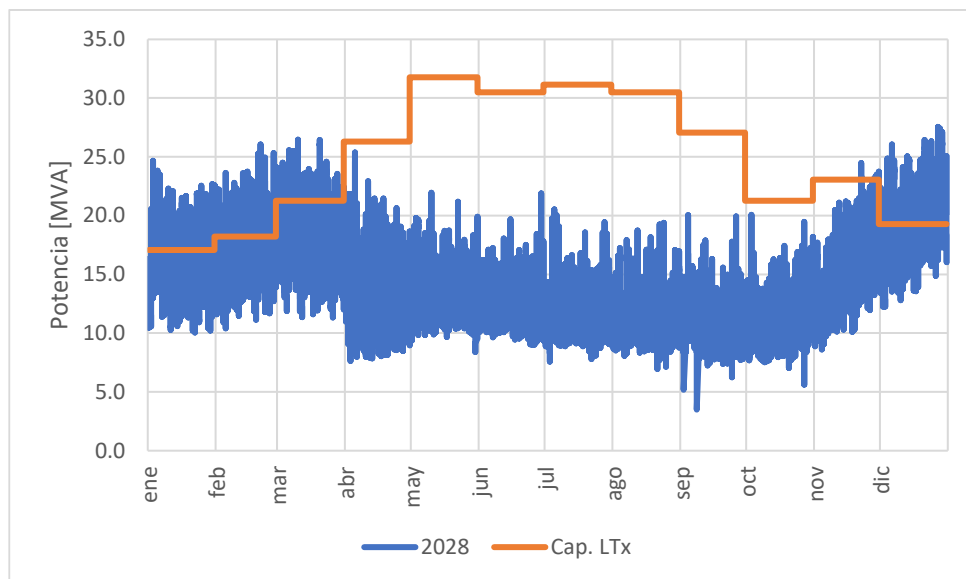


Figura 8-3: Demanda horaria proyectada al año 2028 en los transformadores T3, T4 y T5 de la S/E Curicó y capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Buenavista – Curicó, considerando temperatura máxima mensual.

Si bien es posible abastecer la demanda coincidente de las SS/EE Curicó y Molina a través de la línea 2x66 kV Itahue – Molina, ya en el año 2030 se perdería el criterio de suficiencia, tal como se presenta en la siguiente figura.

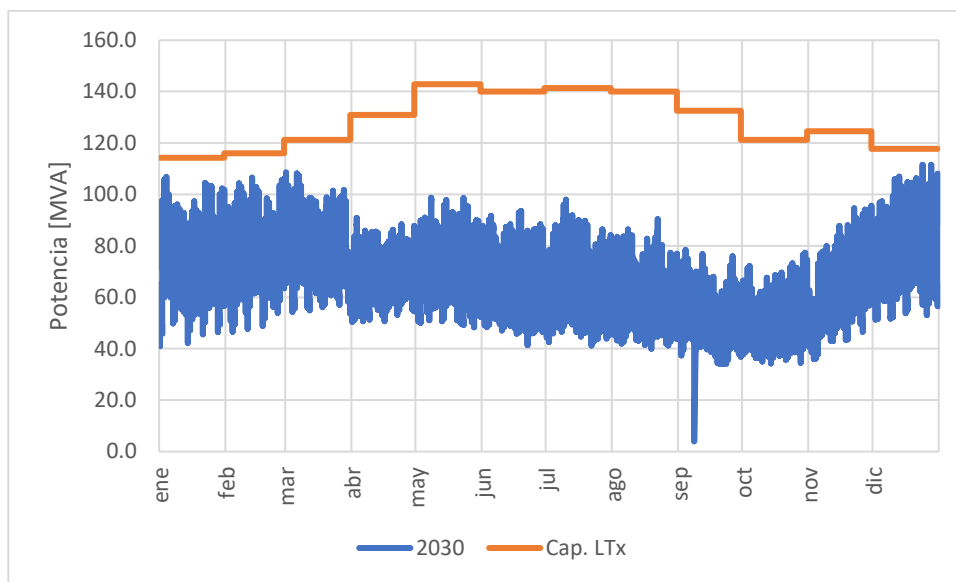


Figura 8-4: Demanda horaria proyectada al año 2030 en las SS/EE Curicó y Molina y capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Itahue – Molina, considerando temperatura máxima mensual.

Los antecedentes presentados dan cuenta de la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión de la línea 1x66 kV Rauquén – Curicó, con el objetivo de dar suministro de la ciudad de Curicó y sus alrededores.

8.1.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025 debido a consideraciones relativas a su fecha de puesta en servicio y sus requerimientos de ser ampliada por razones de suficiencia, los que no alcanzarían a ser solucionados por el proceso regular de la planificación de la transmisión.

En particular, si esta obra de expansión fuera incorporada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025, se estima que su entrada en operación sería a mediados del año 2031. Como se mostró en el acápite anterior, la necesidad de una obra de expansión es al 2028 (Figura 8-3). Por lo tanto, se justifica su incorporación al presente proceso de expansión de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría contar con una solución antes que los plazos del Plan de Expansión 2025.

8.2 AMPLIACIÓN EN S/E RANGUILI Y NUEVO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

8.2.1 Zona de análisis y antecedentes

La S/E Ranguili propiedad de la empresa CGE S.A., se ubica en la comuna de Hualañé, Región del Libertador Bernardo O'Higgins. Su acceso es a través de la Ruta S/R-I-744-J que une a la subestación Ranguili con la localidad de Hualañé.

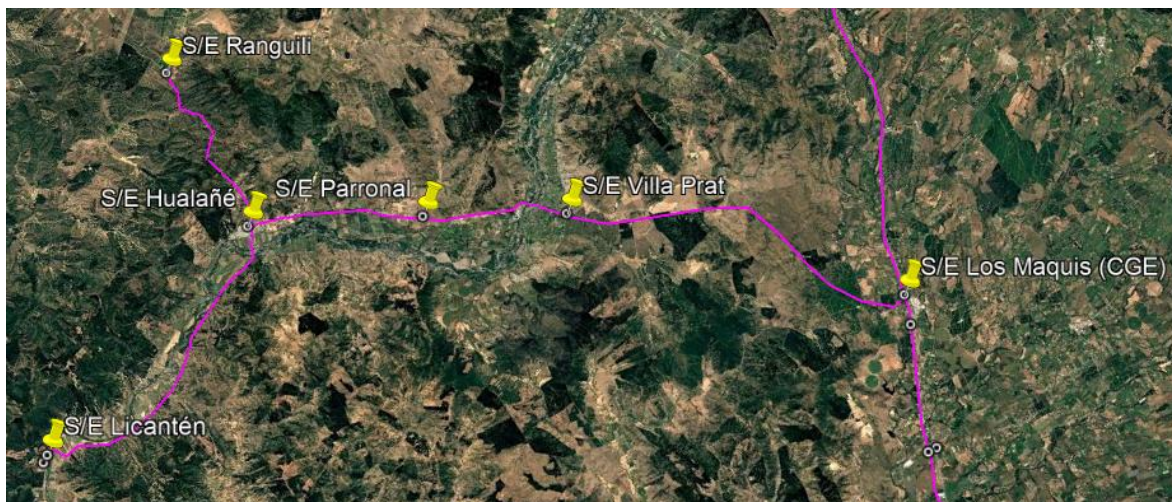


Figura 8-5: Ubicación referencial de subestaciones que aportan demanda a la línea 1x66 Los Maquis – Hualañé.



Figura 8-6: Ubicación y contexto geográfico de la S/E Ranguili.

La S/E Ranguili es parte de un sistema radial de 66 kV que se abastece a través de la línea 1x66 Los Maquis - Hualañé. La Figura 8-7 muestra el diagrama unilineal de las subestaciones del sistema radial.

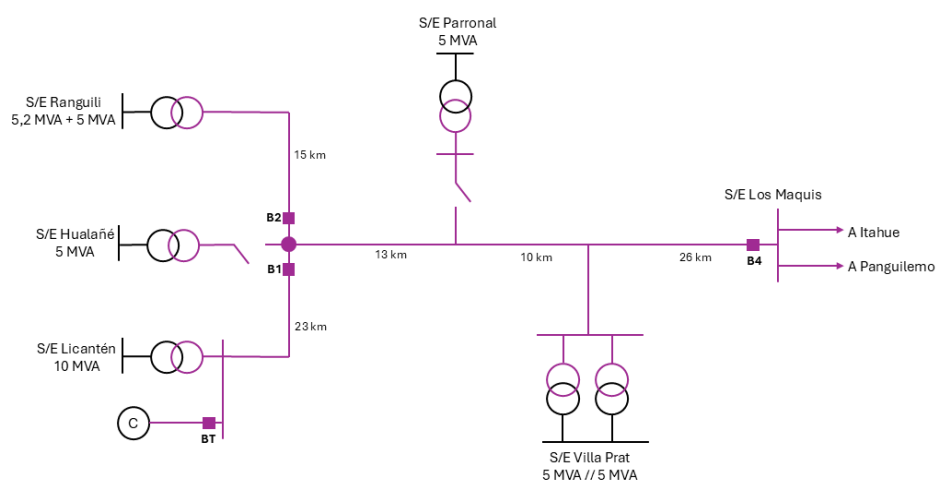


Figura 8-7: Diagrama unilineal del sistema en torno a la S/E Ranguili.

Actualmente, se encuentran en curso dos obras de transmisión “Nueva S/E Mataquito 220/66 kV” y “Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Hualañé – Parronal en S/E Mataquito”, las cuales dependen del desarrollo del proyecto “Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito”, y que vienen a robustecer el sistema radial de 66 kV. Sin embargo, estas obras presentan un retraso importante en su entrada en operación.

Por otro lado, el Informe Técnico Final del Plan de Expansión del año 2024, incorpora el proyecto “Nueva S/E Sagrada Familia y nueva línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue”, el

cual tiene como objetivo descargar la actual S/E Villa Prat y reducir las congestiones de la LT 1x66 kV Los Maquis – Hualañé. Este proyecto se estima que entraría en operación en el año 2032, que corresponde a una fecha posterior a los problemas de suficiencia proyectados para esta línea de transmisión. Si bien, esta propuesta no fue sometida a discrepancias ante el Panel de Expertos, se espera que forme parte del correspondiente decreto que, en su oportunidad, fije las obras contenidas en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024.

8.2.2 Justificación de la necesidad

La obra “Ampliación en S/E Ranguili y nuevo sistema de almacenamiento” permitirá asegurar el abastecimiento de la demanda de las subestaciones Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén y Ranguili, que son abastecidas a través de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé, la cual presenta problemas de suficiencia actualmente. Dichos problemas se presentan principalmente en período estival, temporada de alta demanda y con altas temperaturas que provocan una disminución de la capacidad de las líneas.

En la Figura 8-8 se observa que el tramo de línea 1x66 Los Maquis – Villa Prat presenta problemas de suficiencia actualmente, dado que la subestación Villa Prat contiene parte importante de la demanda de la zona. Asimismo, la Figura 8-9 muestra que el tramo de línea 1x66 Villa Prat – Parronal presentaría problemas de suficiencia en el año 2030, en época estival, al igual que el tramo 1x66 Parronal-Hualañé, el cual vería sobrepasada la capacidad del tramo de línea dos años después, tal como se observa en la Figura 8-10.

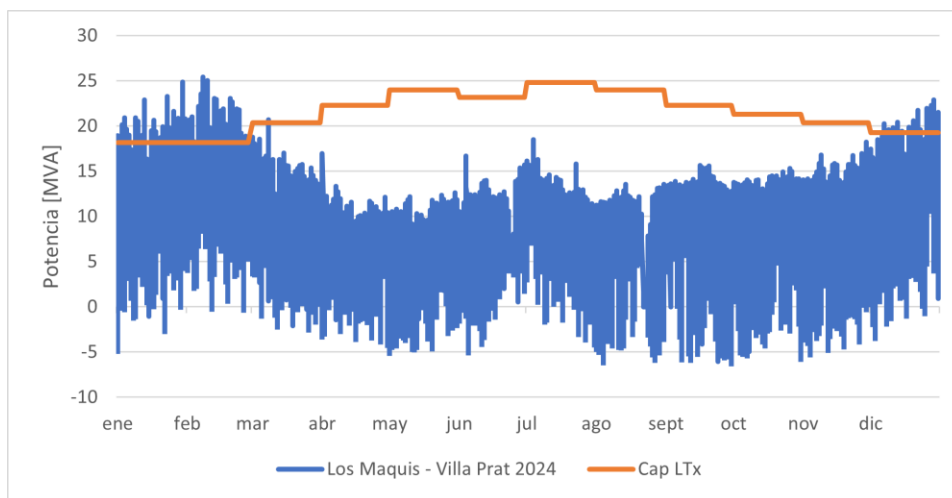


Figura 8-8: Capacidad de la línea 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat y su cargabilidad en el año 2024, considerando la temperatura máxima mensual. Esta curva horaria incluye el efecto de los PMGD en las subestaciones aguas abajo.

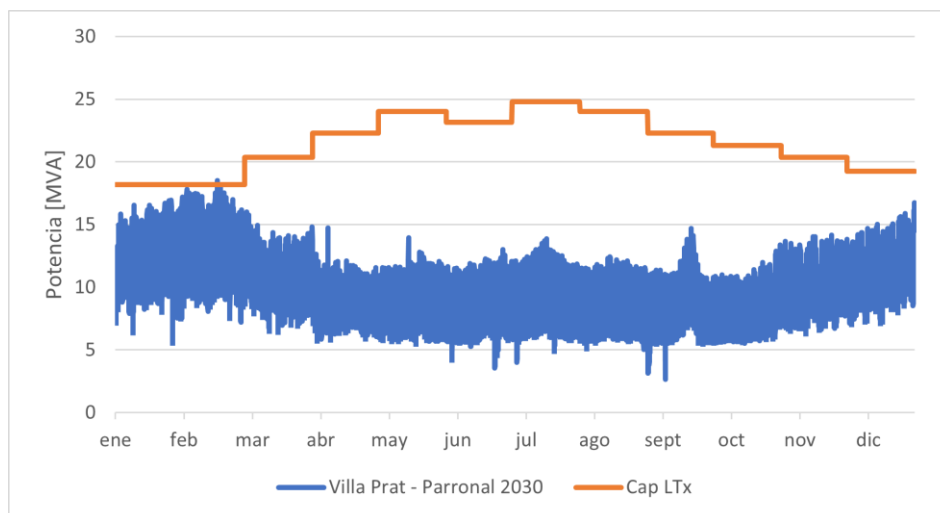


Figura 8-9: Capacidad de la línea 1x66 kV Villa Prat - Parronal y su cargabilidad proyectada al año 2030, considerando la temperatura máxima mensual.

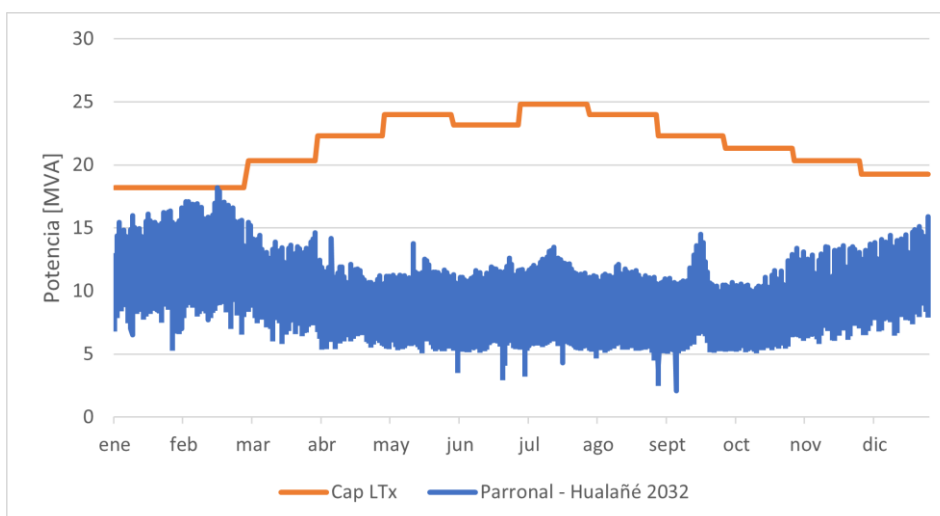


Figura 8-10: Capacidad de la línea 1x66 kV Parronal - Hualañé y su cargabilidad proyectada al año 2032, considerando la temperatura máxima mensual.

En virtud de lo anterior, se incorpora la ampliación en S/E Ranguili, que consideraría la incorporación de un sistema de almacenamiento, que permitirá disminuir la cargabilidad de todos los tramos del sistema relevante, incluso luego de la entrada en operación de las obras “Nueva S/E Mataquito 220/66 kV” y “Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Hualañé – Parronal en S/E Mataquito” y la eventual “Nueva S/E Sagrada Familia”, incorporada en el ITF del plan de expansión del año 2024. En cualquier caso, el dimensionamiento del BESS

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento se calcula principalmente considerando los problemas de suficiencia del tramo de línea Los Maquis – Villa Prat, el cual corresponde al caso más crítico. Para ello, se evaluó el flujo de potencia que transita por la

línea, el cual depende de los consumos que presentan las subestaciones conectadas a dicha línea, así como de los PMGD conectados a las redes de distribución. En segundo lugar, se consideró que la capacidad de la línea de transmisión varía en función a la temperatura ambiente de la zona.

Con el objetivo de obtener el flujo de potencia por la línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé, se consideran los datos registrados para el año 2024 por el medidor de la línea ubicado en la S/E Los Maquis, logrando una curva de demanda como la mostrada en la Figura 8-11.

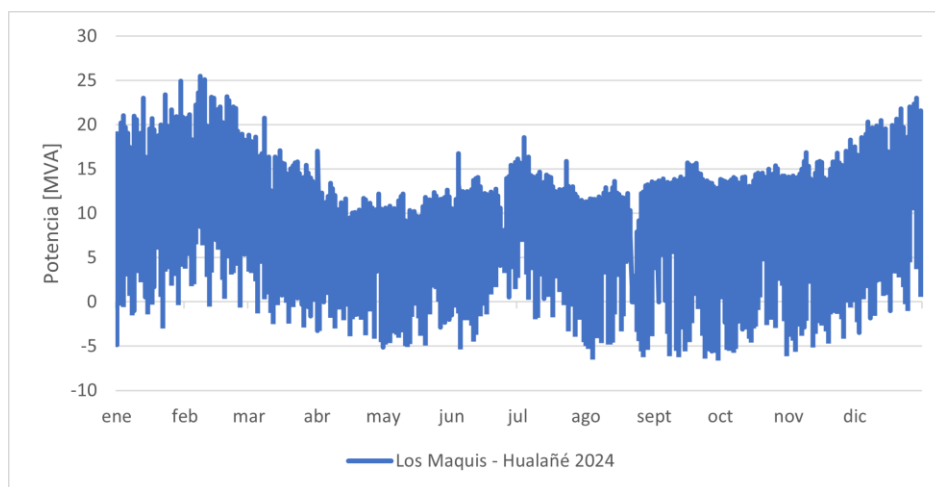


Figura 8-11: Flujo de potencia correspondiente al año 2024 de la línea 1x66 Los Maquis – Hualañé, considerando demanda y aporte de los PMGD. Los valores menores a cero indican dirección de flujo desde la S/E Villa Prat hacia la S/E Los Maquis

Con estos datos, y proyectando la demanda al horizonte del año 2032, se obtiene un promedio horario mensual de la demanda que permite evaluar el comportamiento horario típico de cada mes.

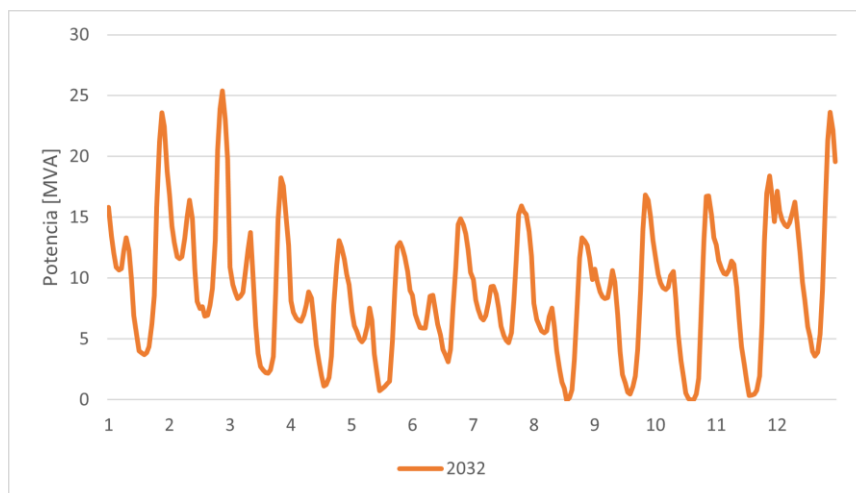


Figura 8-12: Comportamiento de la demanda horaria mensual promedio proyectada al 2032 de la línea 1x66 Los Maquis – Hualañé.

Con el objetivo de caracterizar la capacidad de transmisión de la línea de 66 kV, se obtienen los datos de temperatura horaria para el año 2024, desde la red de agrometeorología del INIA². Con estos datos se puede determinar un promedio horario mensual de las temperaturas, a modo de estimar un perfil horario del comportamiento de la temperatura cada mes. Además, se deben considerar los datos de capacidad del conductor obtenidos desde el portal Infotécnica, los cuales establecen capacidad de línea en base a intervalos de temperatura de 2.5°C en un rango de 0 a 35 °C como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7: Capacidades de la línea 1x66 Los Maquis – Villa Prat en base temperaturas en intervalos de 2.5 °C.

Temperatura ambiente [°C]	Cap. Transmisión sin Sol [kA]	Cap. Transmisión con Sol [kA]	Cap. Transmisión sin Sol [MVA]	Cap. Transmisión con Sol [MVA]
0,0	0,7326	0,6893	29,2	27,5
2,5	0,7188	0,6746	28,6	26,9
5,0	0,7050	0,6599	28,1	26,3
7,5	0,6905	0,6445	27,5	25,7
10,0	0,6761	0,6290	26,9	25,1
12,5	0,6609	0,6126	26,3	24,4
15,0	0,6457	0,5962	25,7	23,8
17,5	0,6297	0,5788	25,1	23,1
20,0	0,6137	0,5613	24,4	22,4
22,5	0,5966	0,5426	23,8	21,6
25,0	0,5796	0,5239	23,1	20,9
27,5	0,5614	0,5036	22,4	20,1
30,0	0,5431	0,4832	21,6	19,3
32,5	0,5235	0,4609	20,9	18,4
35,0	0,5038	0,4385	20,1	17,5

En virtud de los antecedentes presentados, se estima la capacidad de transmisión de la línea de 66 kV para la temperatura horaria promedio, la cual se compara con la demanda promedio horaria proyectada al año 2032, como se muestra en la Figura 8-13.

² <https://agrometeorologia.cl/>

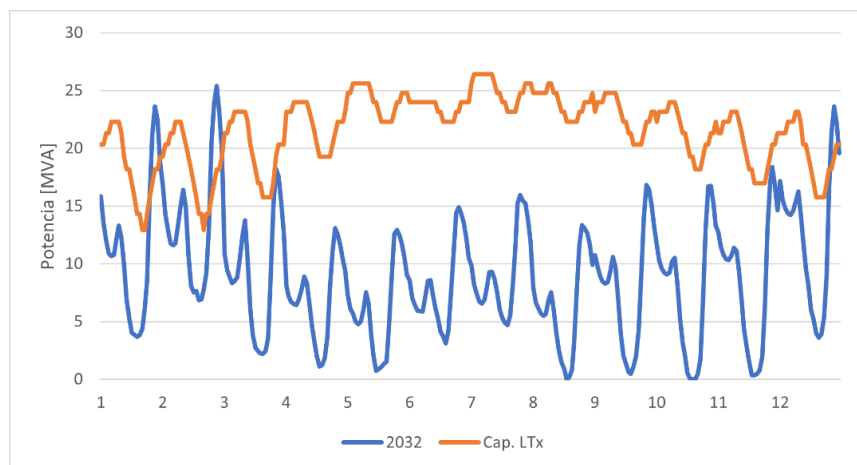


Figura 8-13: Potencia horaria promedio mensual proyectada para el año 2032 en la línea Los Maquis – Villa Prat 66 kV y capacidad de transmisión considerando temperatura máxima promedio mensual.

Al comparar la capacidad de línea y la demanda de la Figura 8-13 se evidencia la probabilidad de tener energía no suministrada producto de las limitaciones de la línea. En base a lo anterior, se dimensiona el sistema de almacenamiento, de modo que este tenga como característica la energía no suministrada considerada en el periodo en que la potencia no suministrada es máxima.

A partir de este análisis se considera el BESS con las siguientes características:

Tabla 8: Dimensionamiento de sistema de almacenamiento para 4 horas de operación a plena carga.

Potencia [MW]	Energía [MWh]
7	28

8.2.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Esta obra de expansión se incorpora en la presente Propuesta Preliminar por las cargabilidades esperadas en la línea 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat, las que se estima que superarán su capacidad térmica antes de la puesta en servicio de una solución incorporada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025.

8.3 AMPLIACIÓN EN S/E GUINDO (NTR ATMT)

8.3.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra “Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)” tiene por objetivo mejorar las condiciones técnicas del sistema de transmisión en la Región del Biobío, específicamente en la comuna y ciudad San Pedro de la Paz. El sistema analizado se encuentra conformado por las SS/EE Guindo y Coronel interconectadas por la línea 2x66 kV Guindo – Coronel, y por la S/E Loma

Colorada que se interconecta mediante la línea 1x66 kV Tap Loma Colorada – Loma Colorada.



Figura 8-14: Ubicación geográfica del subsistema de transmisión Analizado.

Para el sistema analizado se han detectado altos niveles de carga en S/E Loma Colorada, cuya necesidad ya había sido identificada previamente en el Plan de Expansión 2018. A pesar de que en aquel Plan se definió una obra para ampliar la capacidad en S/E Loma Colorada, dicho proyecto fue abandonado luego de alcanzar un avance del 41%, incluyendo un avance en la construcción menor al 5%. Adicionalmente, la relicitación de esta obra quedó recientemente desierta, luego de que, en el 2024 no recibió ofertas y en el 2025 recibió una sola oferta y por un valor cercano al doble del valor máximo.

Item	Peso Relativo %	Avance		Desviación
		Estimado %	Real %	
Ingeniería	9,40	100,00	78,40	-21,60
Gestión Ambiental	1,40	100,00	99,00	-1,00
Permisos	1,70	100,00	100,00	0,00
Suministros	34,80	100,00	76,00	-24,00
Construcción	40,90	100,00	4,30	-95,70
Proceso de conexión (Coordinador)	1,40	100,00	56,20	-43,80
PES	7,80	100,00	0,00	-100,00
Otras actividades	2,60	100,00	82,00	-18,00
Total	100,00	100,00	41,58	-58,42

Tabla 9: Estado Avance de la obra “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y ampliación en SE Loma Colorada”, según Plataforma de Seguimiento de Proyectos del CEN.

La situación antes descrita no permite reemplazar esta obra por una alternativa, tanto en este proceso como en el plan de expansión, ya que esta obra fue anteriormente adjudicada y tiene avances financieros y de ingeniería, que deben ser cubiertos por medio del proceso de relitaciones. Esta situación pone en riesgo el abastecimiento de la demanda en esta zona en el corto plazo.

Por su parte, Empresa de Ferrocarriles del Estado (EFE) ha sostenido reuniones con esta Comisión manifestando su interés en contar con infraestructura de transmisión adicional en la zona debido a que construirán una nueva SE rectificadora, que ampliará el servicio de trenes de la zona, ubicada en las cercanías de la actual S/E Loma Colorada que, actualmente, no tiene capacidad disponible para tomar sus eventuales consumos.

La obra propuesta contempla la ampliación de S/E Guindo para establecerla como una subestación primaria de distribución que pueda tomar gran parte de la carga que actualmente es suministrada por la S/E Loma Colorada y de este modo, mitigar los problemas de suficiencia que presentará en el corto plazo.

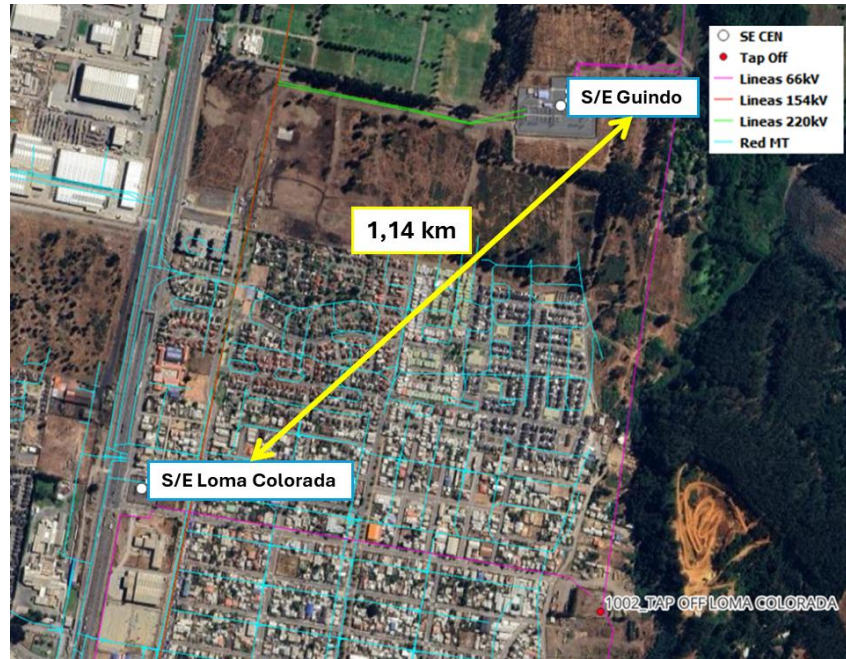


Figura 8-15: Ubicación S/E Guindo, S/E Loma Colorada y su red de distribución.

8.3.2 Justificación de la necesidad

Como se mostró en el apartado anterior, el sector oriente de la comuna de San Pedro de la Paz se abastece mediante S/E Loma Colorada, la cual forma parte de un sistema enmallado conformado, entre otras instalaciones, por la S/E Guindo, Tap Off Loma Colorada y S/E Loma Colorada.

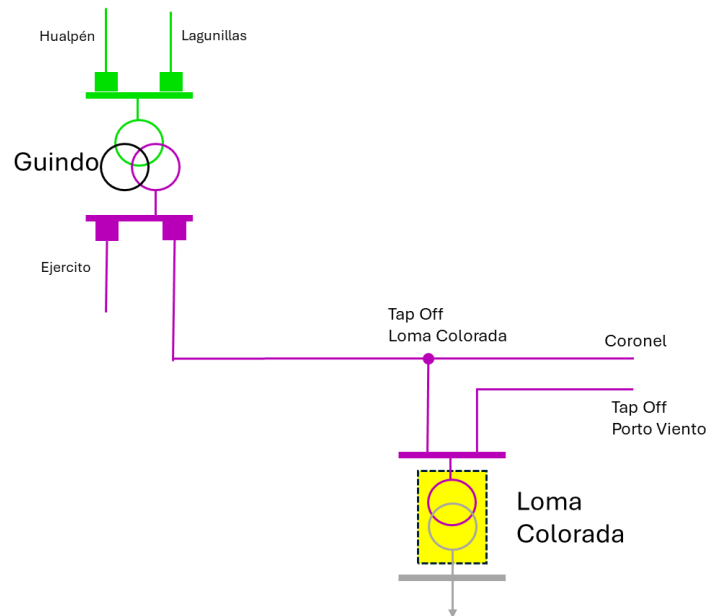


Figura 8-16: Diagrama Unilineal – Subsistema de transmisión condición actual.

A partir del análisis del perfil de demanda del año 2024, se observa una demanda máxima de 24.58 [MW] (percentil 99.9%), correspondiente a un factor de utilización del 98% respecto a la capacidad de la subestación (25 MVA).

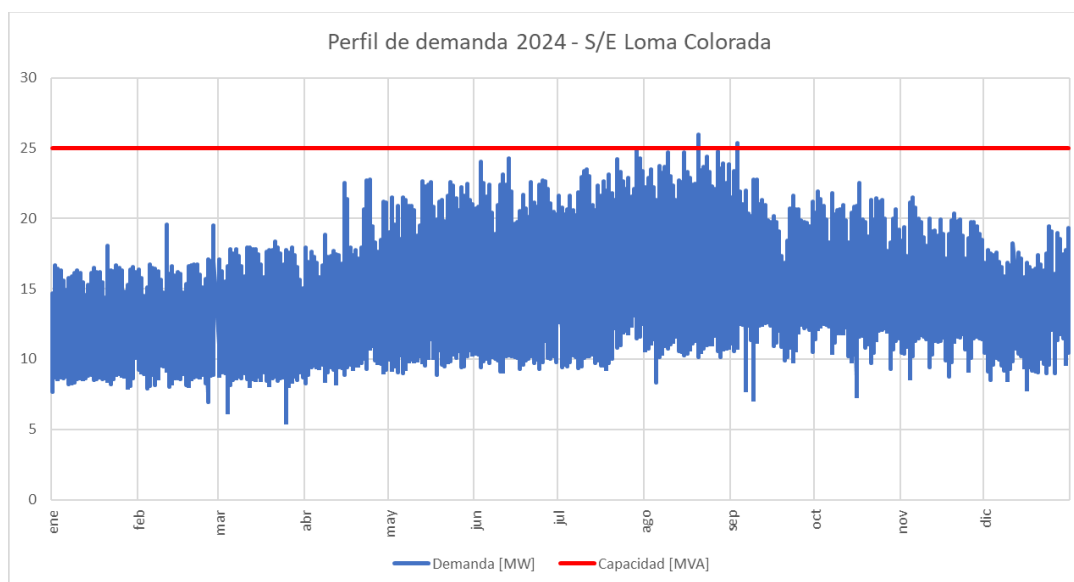


Figura 8-17: Perfil de demanda 2024 - S/E Loma Colorada

Adicionalmente, y como también fue mencionado en el apartado anterior, S/E Loma Colorada cuenta con una obra de expansión decretada el año 2019 mediante el D.S. 198, la cual se encuentra desierta y en proceso de relicitación por tercera vez. Esto implica un retraso importante en la llegada de una solución en la zona, considerando el refuerzo de la LT 1x66 kV Tap Off Loma Colorada – Colorada, que es de simple circuito, emplazada en medio de la ciudad y radial con baja opción de reforzar sin un número relevante de desconexiones.

Adicionalmente, a partir del pronóstico de demanda elaborado por la Comisión, la carga en S/E Loma Colorada incrementará a una tasa promedio del 2,7% entre el periodo 2024-2033, alcanzando un factor de utilización sobre el 120% durante el año 2032.

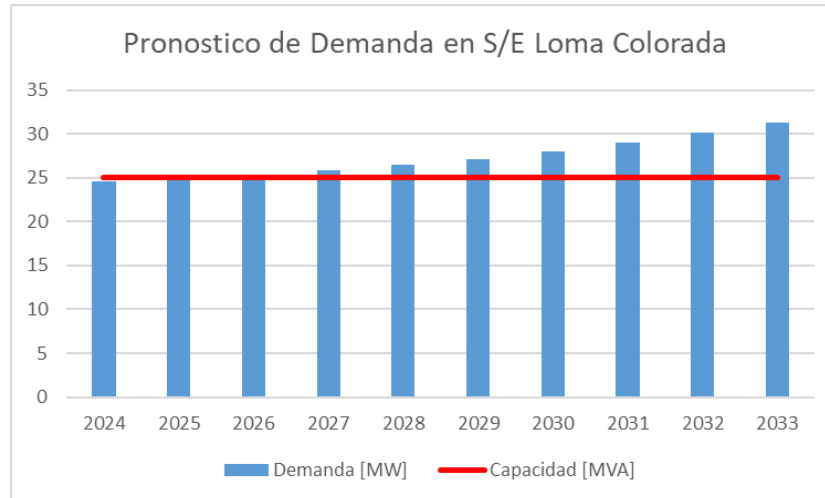


Figura 8-18: Pronostico de demanda 2024-2033 - S/E Loma Colorada

En función de esta condición del sistema, se propone la obra de Ampliación de S/E Guindo, actualmente dedicada a interconectar los sistemas de 220 kV y 66 kV. La obra contempla acondicionar la subestación como una subestación de distribución primaria orientada al abastecimiento de la demanda de la comuna de San Pedro de la Paz, descargando las redes actualmente suministradas desde S/E Loma Colorada. Lo anterior permitirá atender los consumos de la zona, tanto a nivel vegetativo como las nuevas conexiones previstas de conectar y será un habilitante a la ejecución del refuerzo de la LT 1x66 kV Tap Off Loma Colorada – Colorada por medio de traspasos de grandes bloques de demanda hacia el nuevo transformador en S/E Guindo.

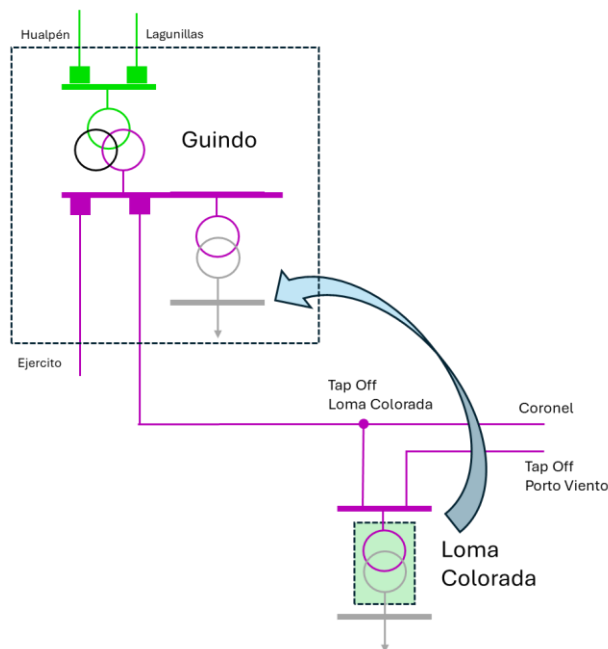


Figura 8-19: Diagrama Unilineal – Subsistema de transmisión condición proyectada con Obra “Ampliación S/E Guindo NTR ATMT”.

8.3.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Como se indicó en el acápite anterior, el transformador de S/E Loma Colorada se encuentra operando actualmente con niveles de demanda cercanos a su capacidad nominal, condición que empeorará en los próximos años debido a los incrementos de demanda y a las dificultades que ha presentado la ejecución de la obra “Aumento de capacidad línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y ampliación en SE Loma Colorada”, definida en el Plan de Expansión 2018.

Considerando un escenario donde el proyecto de ampliación en S/E Guindo es incorporado en el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025, se estima que su entrada en operación sea para el primer semestre de 2030, considerando un plazo de ejecución estimado de 36 meses. Bajo este escenario, la obra entraría en operación de manera posterior al surgimiento de la necesidad.

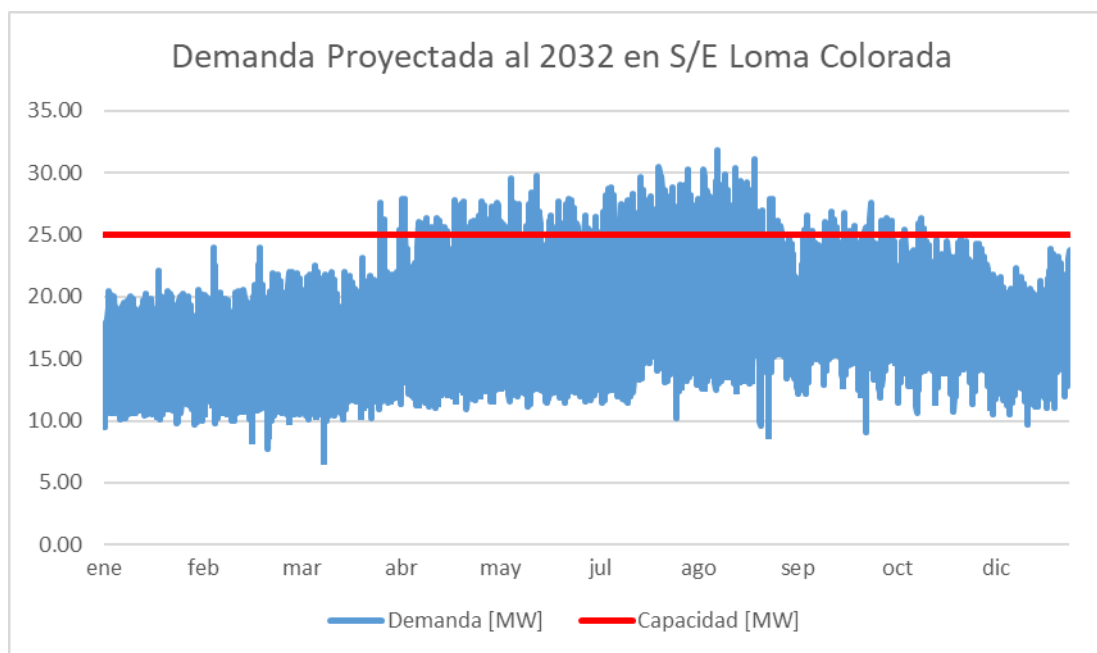


Figura 8-20: Proyección de demanda en S/E Loma Colorada al año 2032.

Bajo este contexto, se confirma la necesidad y urgencia de la obra, dentro del marco fijado por el artículo 5 de la Resolución Exenta N° 156/2025.

8.4 NUEVA S/E RALUNCOYAN

8.4.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra “Nueva S/E Raluncoyan” tiene por objetivo resolver problemas de suficiencia que se proyectan en el sistema de transmisión que abastece a la ciudad de Temuco y sus alrededores, en particular, disminuir la cargabilidad proyectada en la S/E Chivilcán. Esta nueva subestación seccionará la LT 1x220 kV Los Peumos – Temuco en la nueva S/E Raluncoyan.



Figura 8-21: Ubicación geográfica de la nueva subestación 220/66 kV y 66/15 kV Raluncoyan.

8.4.2 Justificación de la necesidad

La necesidad surge de los problemas de suficiencia proyectados en la S/E Chivilcán, la cual cuenta con tres transformadores, donde uno de ellos sobrepasa el 100% de cargabilidad para el año 2032, mientras que los otros dos equipos se proyectan al año 2032 con una cargabilidad superior al 85% (ver Tabla 10). De todos modos, considerando los tres transformadores en conjunto, la cargabilidad de la subestación ronda el 94% de su capacidad total. Sin embargo, se ve complejo poder redistribuir las demandas, a través de los sistemas de distribución, entre los equipos de transformación de la subestación.

Por otro lado, los transformadores en la S/E Las Encinas, que es una de las subestaciones cercanas a la S/E Chivilcán, se proyectan con una cargabilidad superior al 85% al 2032, y, por lo tanto, en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión del año 2024 se incluyó un nuevo transformador 66/15 kV en la S/E Padre Las Casas, para ayudar a mitigar los problemas de suficiencia. Sin embargo, esa medida no sería una solución estructural a los problemas de abastecimiento de la zona.

Tabla 10: Cargabilidad proyectada al año 2032 de los transformadores que abastecen a la ciudad de Temuco y sus alrededores.

Transformador	Capacidad [MVA]	Demanda máxima [MW]	Cargabilidad [%]
Chivilcán 66/15 kV T1	30.0	26.4	88.1%
Chivilcán 66/15 kV T2	25.0	22.0	88.1%
Chivilcán 66/15 kV T3	22.5	24.6	109.3%
Pumahue 66/15 kV T1	25.0	15.1	60.3%
Pumahue 66/15 kV T2	30.0	18.1	60.3%
Las Encinas 66/15 kV T1	25.0	22.7	90.7%
Las Encinas 66/15 kV T2	25.0	22.7	90.7%
Padre las Casas 66/15 kV	30.0	22.1	73.7%

En principio, la situación proyectada podría resolverse ampliando la S/E Chivilcán a través de un nuevo equipo de transformación. Sin embargo, al inspeccionar geográficamente la subestación, lo mismo que las otras que abastecen la ciudad de Temuco, se advierte que no existe espacio para ser ampliada, debido a la existencia de calles y edificios en torno a las mismas, por lo cual sería difícil agregar nuevos equipos de transformación para abastecer la demanda proyectada.

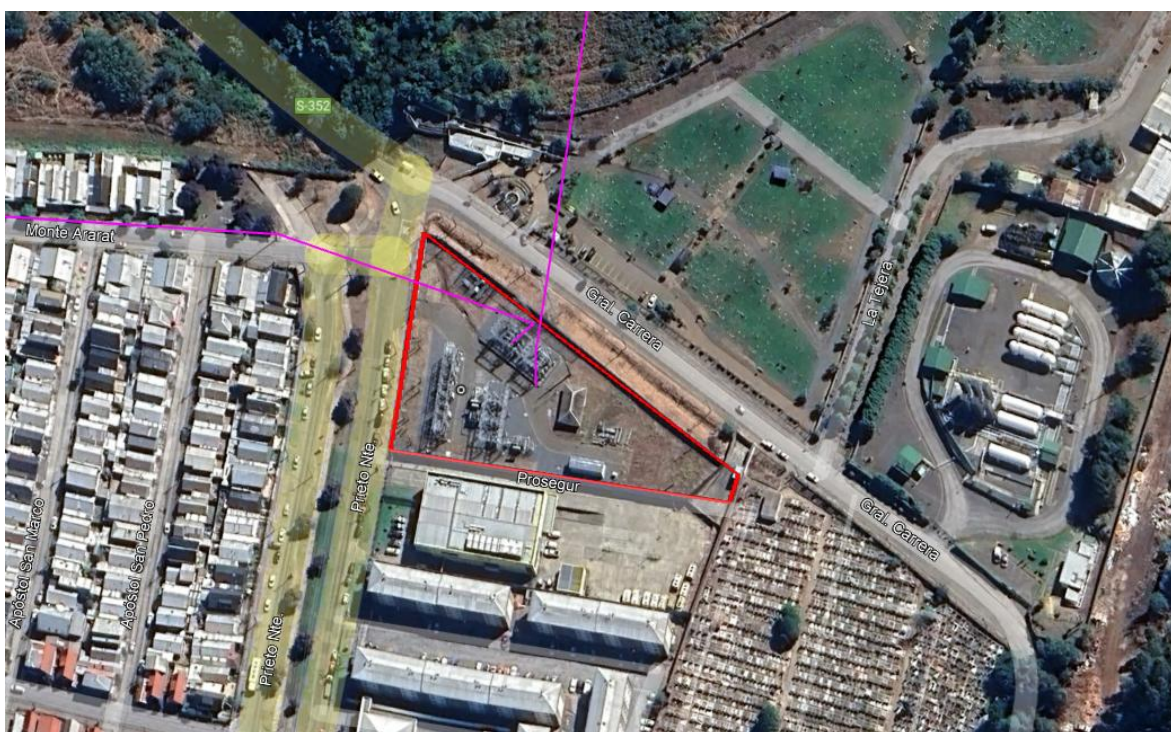


Figura 8-22: Contexto geográfico de la S/E Chivilcan (perímetro destacado en color rojo).



Figura 8-23: Contexto geográfico de la S/E Las Encinas (perímetro destacado en color rojo).



Figura 8-24: Contexto geográfico de la S/E Pumahue (perímetro destacado en color rojo).

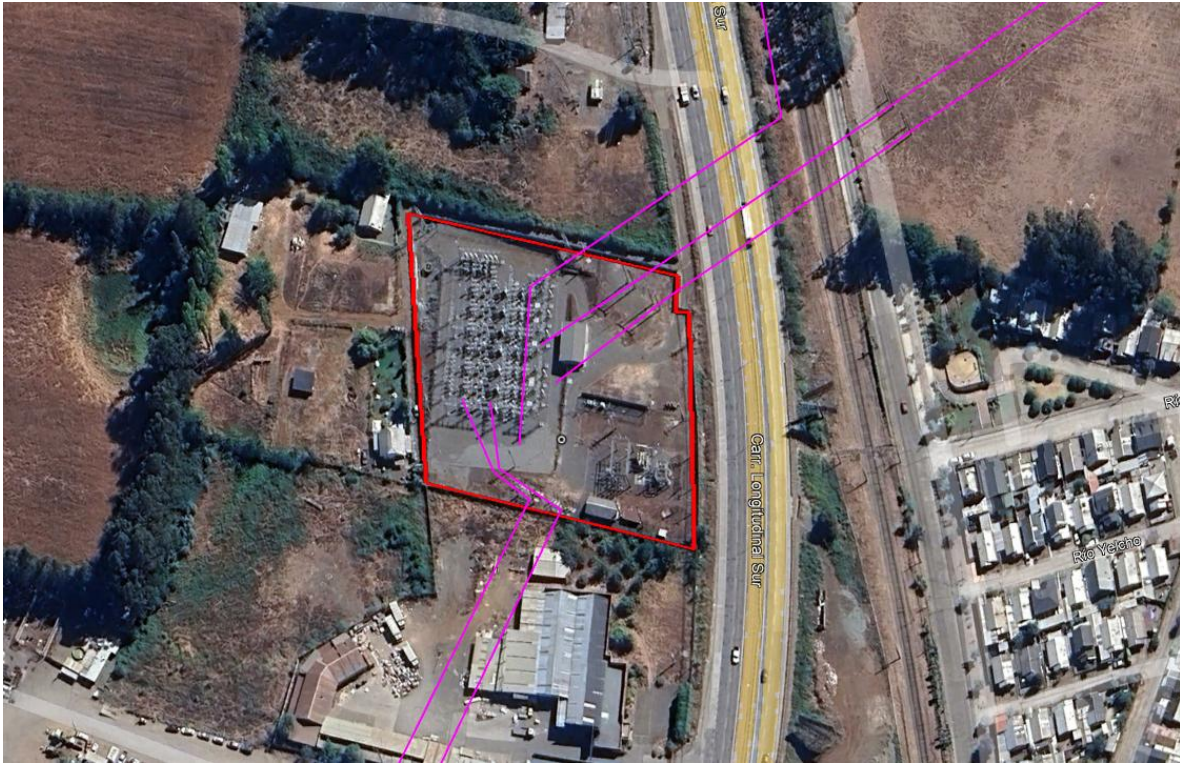


Figura 8-25: Contexto geográfico de la S/E Padre las Casas (perímetro destacado en color rojo).

Por otra parte, los trazados de los alimentadores abastecidos por la S/E Chivilcán se desarrollan principalmente hacia la zona poniente de Temuco (ver Figura 8-26). Esto coincide con la información proporcionada por la empresa CGE Distribución S.A., que indica que el crecimiento esperado de la urbanización es hacia el poniente.

En virtud de lo anterior, se propone la incorporación de la nueva subestación Raluncoyan, la cual permitirá energizar gran parte de los alimentadores actualmente abastecidos por la S/E Chivilcán.

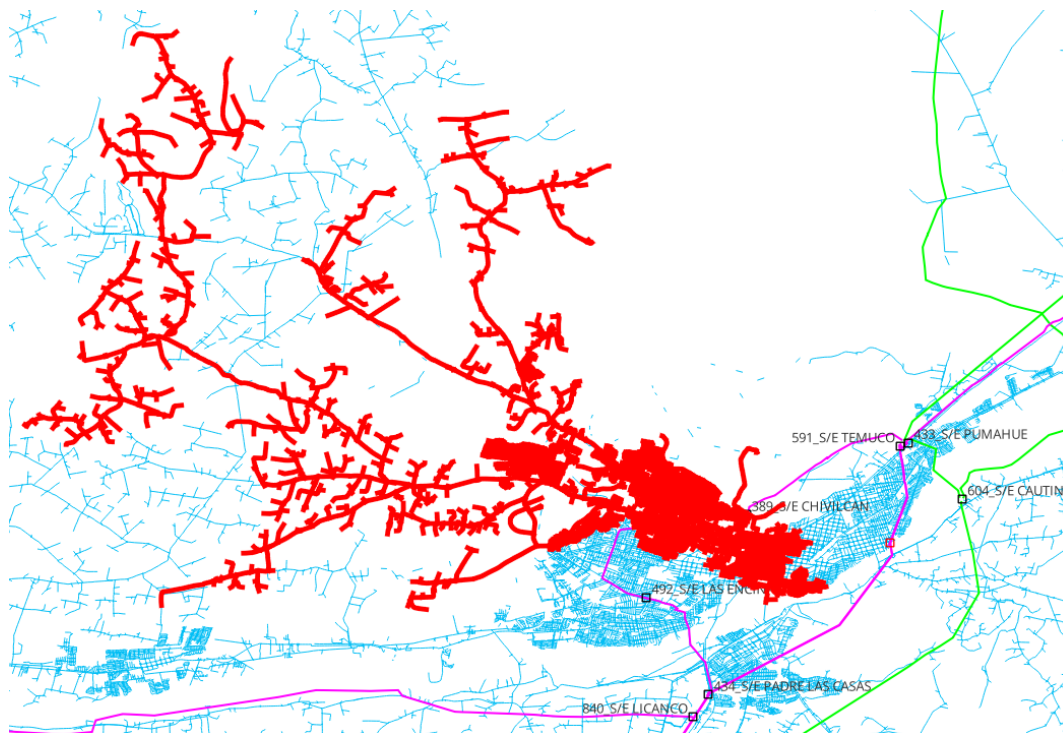


Figura 8-26: Red de alimentadores asociados a la S/E Chivilcán.

8.4.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025 debido a consideraciones relativas a su fecha de puesta en servicio y a la necesidad de ampliación por razones de suficiencia. Para estos efectos, se considera que el tiempo de ejecución de esta obra son 54 meses.

Adicionalmente a lo anterior, se deben considerar las características de la Región de la Araucanía, en particular, a los desafíos existentes del punto de vista de permisos ambientales y territoriales considerando, por ejemplo, la existencia de diversas áreas indígenas sujetas a regímenes especiales de protección, humedales, entre otros aspectos que podría prolongar la ejecución del proyecto. En consecuencia, se concluye que la construcción de nueva infraestructura que apoye a la ciudad de Temuco y sus alrededores debería iniciar lo antes posible.

En virtud de lo anterior, se justifica su incorporación al presente proceso de expansión de Obras Necesarias y Urgentes, ya que permitiría contar con una solución antes que los plazos del Plan de Expansión 2025.

9 OBRAS DE EXPANSIÓN ASOCIADAS A LA REGIÓN DE ÑUBLE

A continuación, se resume el contexto y la justificación de cada una de las obras de expansión incorporadas en la presente Propuesta Preliminar de Obras Necesarias y Urgentes, que se ubican en la Región de Ñuble.

9.1 NUEVA S/E PUNILLA

9.1.1 Zona de análisis y antecedentes

La obra “Nueva S/E Punilla” tiene por objetivo mejorar las condiciones técnicas del sistema de transmisión en la Región de Ñuble, específicamente en la comuna de San Carlos. El sistema analizado se encuentra conformado por las S/E Parral, San Gregorio, Tap Ñiquén, San Carlos, Cocharcas y Monterrico, todas interconectadas por la línea 1x66 kV Parral – Monterrico.

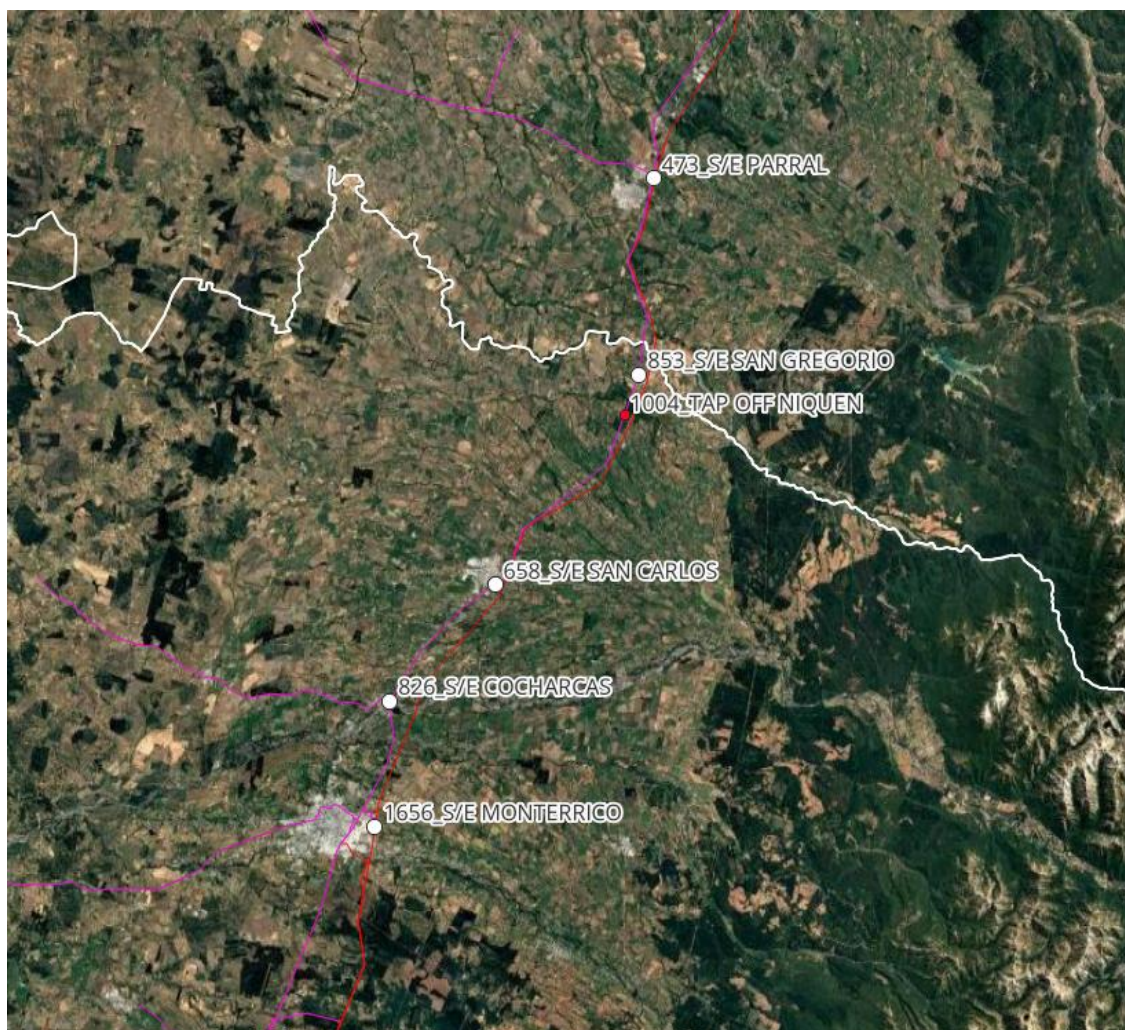


Figura 9-1: Ubicación geográfica del subsistema de transmisión comuna de San Carlos.

En particular, se han observado altos niveles de carga para la línea 1x66 kV Parral – Monterrico, en sus tramos Parral – San Gregorio, San Gregorio – Tap Ñiquén y Tap Ñiquén – San Carlos.

Adicionalmente, en la zona ya inició el periodo de ejecución de la Nueva S/E Buli, definida en el Plan de Expansión 2020, la cual atiende parcialmente las necesidades de la zona. Por lo anterior, posterior a la puesta en servicio de la obra, se espera que se mantengan las necesidades en el tramo de línea 1x66 kV Buli – San Carlos 66 kV. Esta línea se encuentra dispuesta en simple circuito mediante un conductor de cobre desnudo de 53,46 mm² de acuerdo con la información dispuesta en el portal de información pública del Coordinador y mantendría altos niveles de carga durante los meses de verano.

La obra propuesta se deberá emplazar en un radio de 2,5 km en torno a la intersección entre las carreteras “Ruta 5” y “Ruta N-31”, con el objetivo de reducir la distancia con las redes de distribución provenientes desde S/E San Carlos.



Figura 9-2: Zona de emplazamiento de la obra Nueva subestación Punilla.

9.1.2 Justificación de la necesidad

Actualmente, la S/E San Carlos se encuentra suministrada a través de la línea 1x66 kV Parral – Monterrico, tramo Tap Ñiquén – San Carlos, de manera radial dado que el circuito Cocharcas – San Carlos opera normalmente abierto en el extremo de la S/E Cocharcas.

En el sistema descrito, y en base a los perfiles de demanda del año 2024, se prevén sobrecargas en los tramos Parral – San Gregorio y Tap Ñiquén San Carlos. Adicionalmente, el tramo San Gregorio – Tap Ñiquén alcanzaría niveles de carga por sobre el 85% de su capacidad térmica.

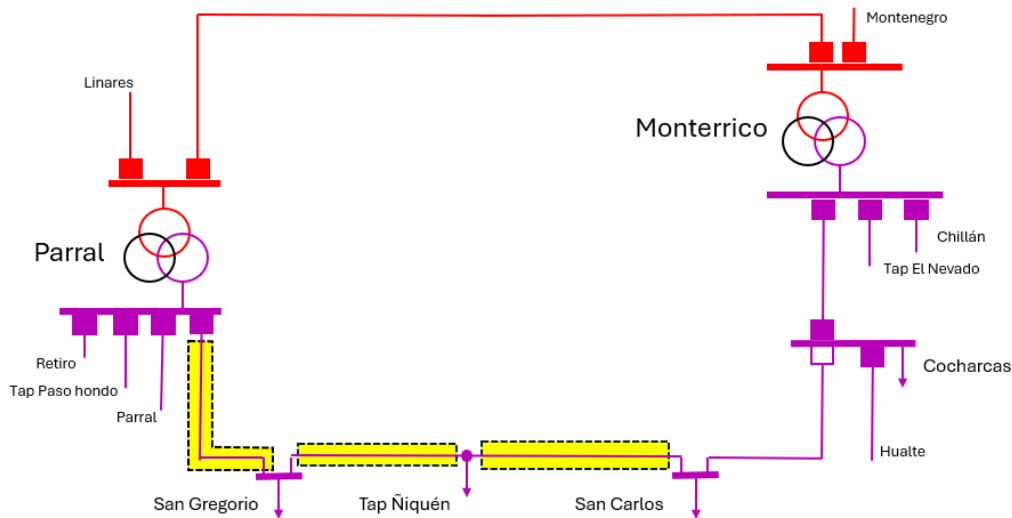


Figura 9-3: Diagrama Unilineal – Subsistema de transmisión condición actual.

Tal como se indicó previamente, la zona dispone del proyecto “Nueva Subestación Buli”, correspondiente a las obras establecidas en el Decreto N° 229/2021, en el marco del Plan de Expansión 2020. El proyecto considera el seccionamiento de la línea 1x66 kV Tap Ñiquén – San Carlos, dejando a la subestación San Carlos alimentada radialmente a través del tramo 1x66 kV Buli – San Carlos. Con esta configuración, se resuelven las restricciones en los tramos Parral – San Gregorio y San Gregorio – Tap Ñiquén. No obstante, el tramo Buli – San Carlos continúa operando con elevados niveles de carga, por lo que se requiere una medida adicional que permita mitigar dicha condición operativa.

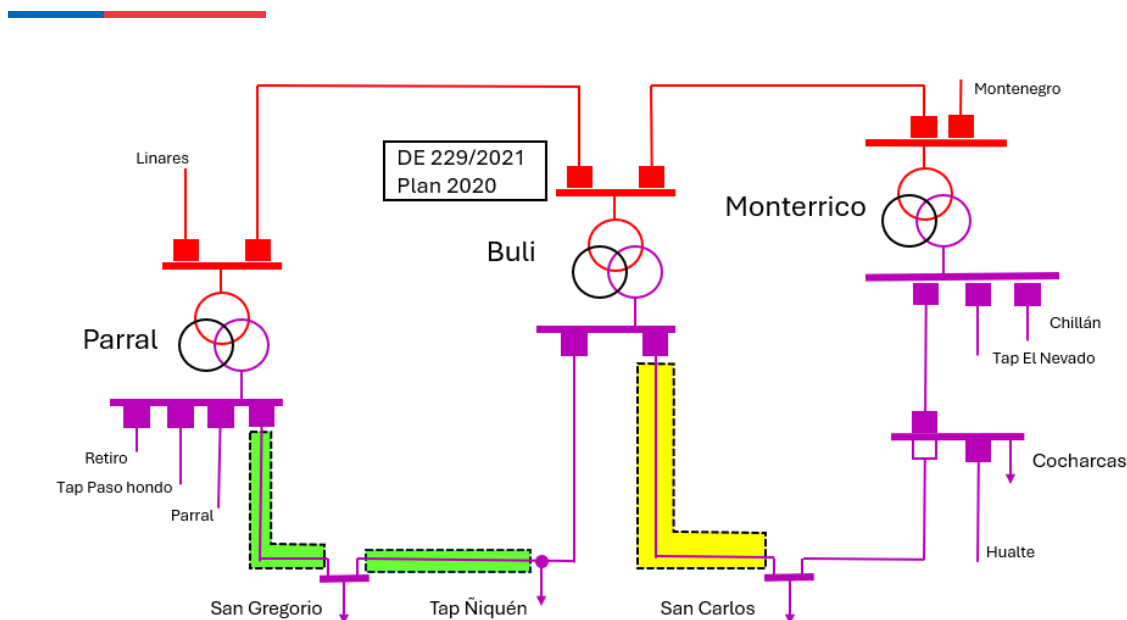


Figura 9-4: Diagrama Unilineal – Subsistema de transmisión, condición proyectada con Obra Nueva Subestación Buli.

De acuerdo con el análisis del perfil de demanda del año 2024 de la S/E San Carlos, realizado por esta Comisión, el tramo de línea Buli - San Carlos 66 kV, de la línea 1x66 KV Tap Niquén – San Carlos, podría alcanzar condiciones de sobrecarga, dado que la demanda máxima en S/E San Carlos superó los 23 [MW] durante los meses de verano del año evaluado.

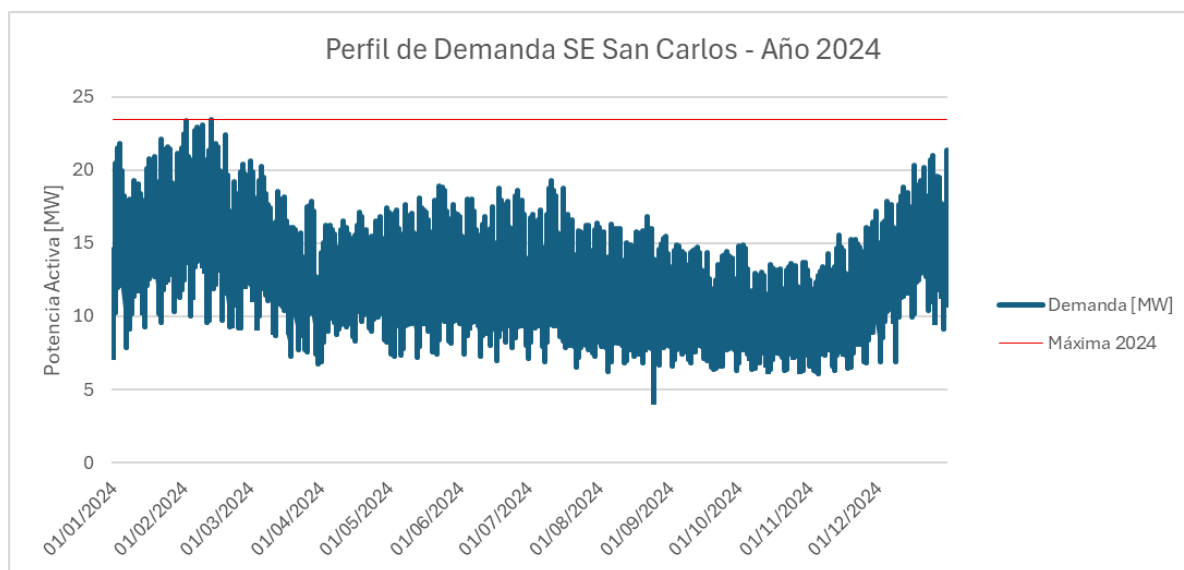


Figura 9-5: Perfil de demanda en S/E San Carlos año 2024.

En base al perfil de demanda del año 2024, y considerando la curva de capacidad térmica de la línea en función de la temperatura ambiente, se puede observar que se estaría superando el 100% de la capacidad térmica de la línea durante los meses de verano.

Adicionalmente, realizando una proyección de demanda para los próximos años, se advierte que la situación de carga en la línea empeora. Esta condición se mantiene incluso con la

entrada en operación de la nueva S/E Buli, puesto que el proyecto no contempla refuerzos en el tramo de línea 1x66 kV Buli – San Carlos.

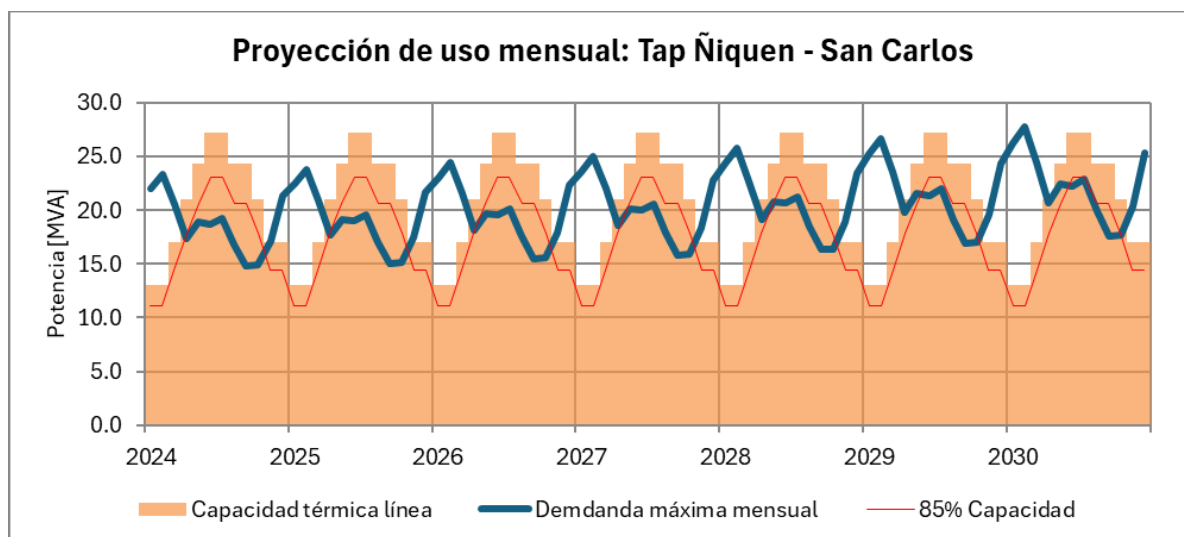


Figura 9-6: Proyección de uso de la línea 1x66 kV Tap Ñiquén – San Carlos – periodo 2024-2030, tomando en cuenta capacidad térmica de la línea a temperatura máxima mensual con sol.

En función de lo expuesto anteriormente, se propone la ejecución del proyecto “Nueva S/E Punilla”, mediante el seccionamiento de la línea 1x154 kV Buli – Monterrico. La nueva subestación, ubicada en un radio de 2,5 km en torno a la intersección entre las carreteras “Ruta 5” y “N-31”, incorporará un transformador de al menos 30 MVA, destinado a habilitar nuevas redes de distribución que asumirán parte de la demanda actualmente abastecida desde la S/E San Carlos. Esta configuración permitirá descongestionar la línea 1x66 kV Tap Ñiquén – San Carlos, en particular el tramo futuro 1x66 kV Buli – San Carlos.

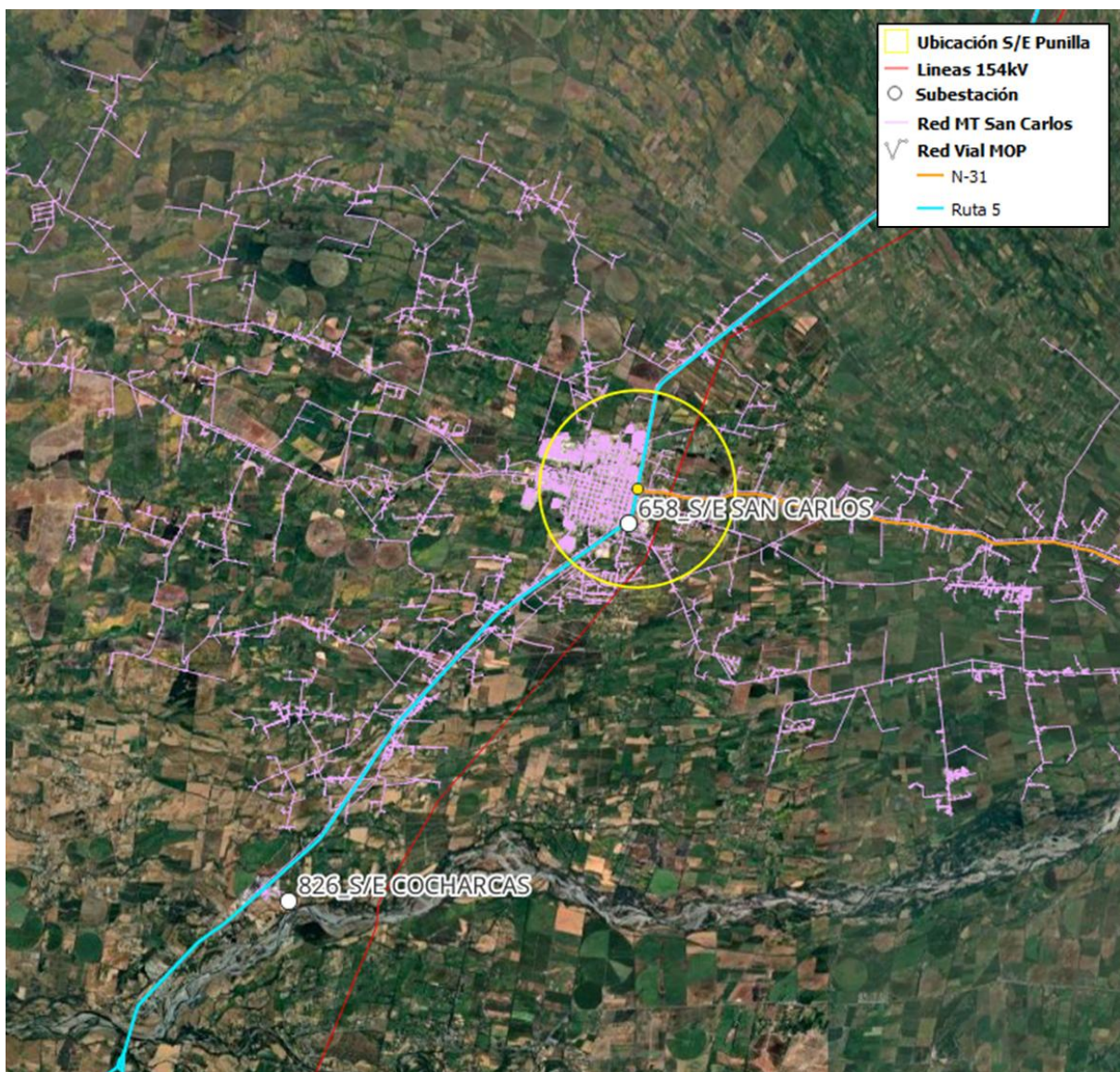


Figura 9-7: Zona de emplazamiento “Nueva S/E Punilla” y red de distribución aledaña.

A continuación, se muestra un diagrama unilineal que muestra la transferencia de carga desde el sistema en 66 kV hacia el de 154 kV, por medio de descargas entre los respectivos sistemas de distribución.

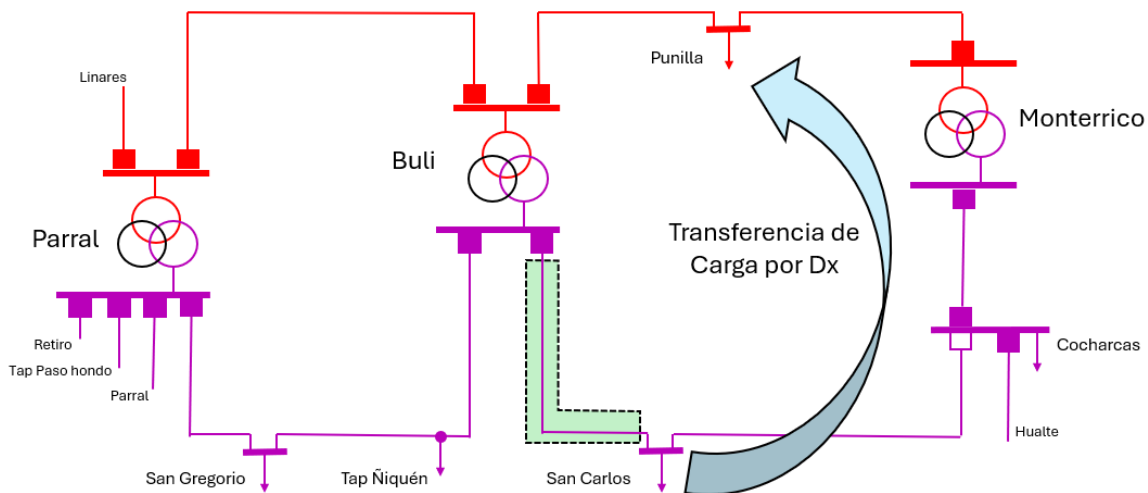


Figura 9-8: Diagrama Unilineal – Subsistema de transmisión condición proyectada con Obra Nueva Subestación Punilla.

9.1.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Como se indicó en el acápite anterior, la línea 1x66 kV Tap Ñiquén – San Carlos presenta niveles de cargabilidad que podrían exceder su capacidad térmica en condiciones de alta temperatura ambiente. Esta condición persistiría incluso con la entrada en operación de la nueva S/E Buli, manteniéndose escenarios de sobrecarga en el tramo 1x66 kV Buli – San Carlos en horizontes futuros.

En caso de que la nueva S/E Punilla sea incorporada en el Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025, se proyecta que su entrada en operación para el segundo semestre de 2032, considerando un plazo de ejecución estimado de 48 meses. A continuación, se presenta un gráfico con la proyección de cargabilidad para el año 2032.

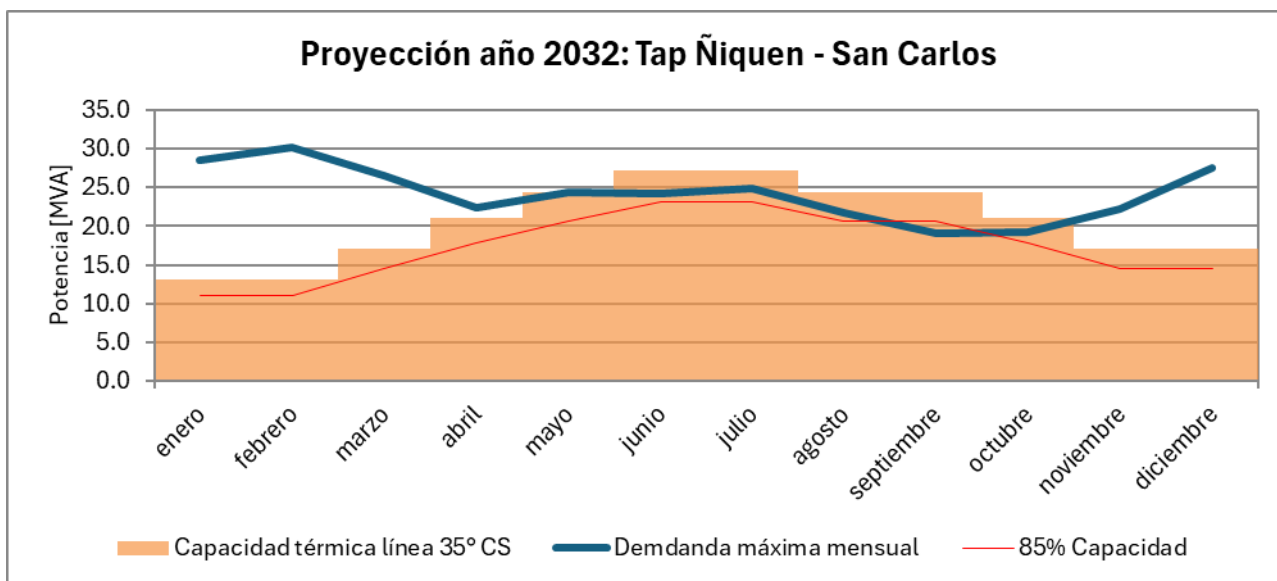


Figura 9-9: Proyección de carga en tramo de línea Tap-Ñiquén - San Carlos – considerando máxima demanda proyectada y peor condición de temperatura ambiente.

Como en la zona no se incorporan otras obras de expansión que permitan mitigar los problemas de suficiencia en el tramo de línea indicado, se confirma la necesidad y urgencia de la obra, dentro del marco fijado por el artículo 5 de la Resolución Exenta N° 156/2025.

9.2 NUEVA S/E QUINCHAMALÍ

9.2.1 Zona de análisis y antecedentes

La nueva S/E Quinchamalí se emplaza en la localidad del mismo nombre, en la Región de Ñuble, y tiene por objetivo abastecer la demanda del alimentador “Las Brisas” que se desarrolla en 13,8 kV y que suministra el consumo eléctrico de la zona. Este alimentador actualmente se abastece desde la S/E Tres Esquinas, la cual está a aproximadamente 25 km hacia el este (Figura 9-10).

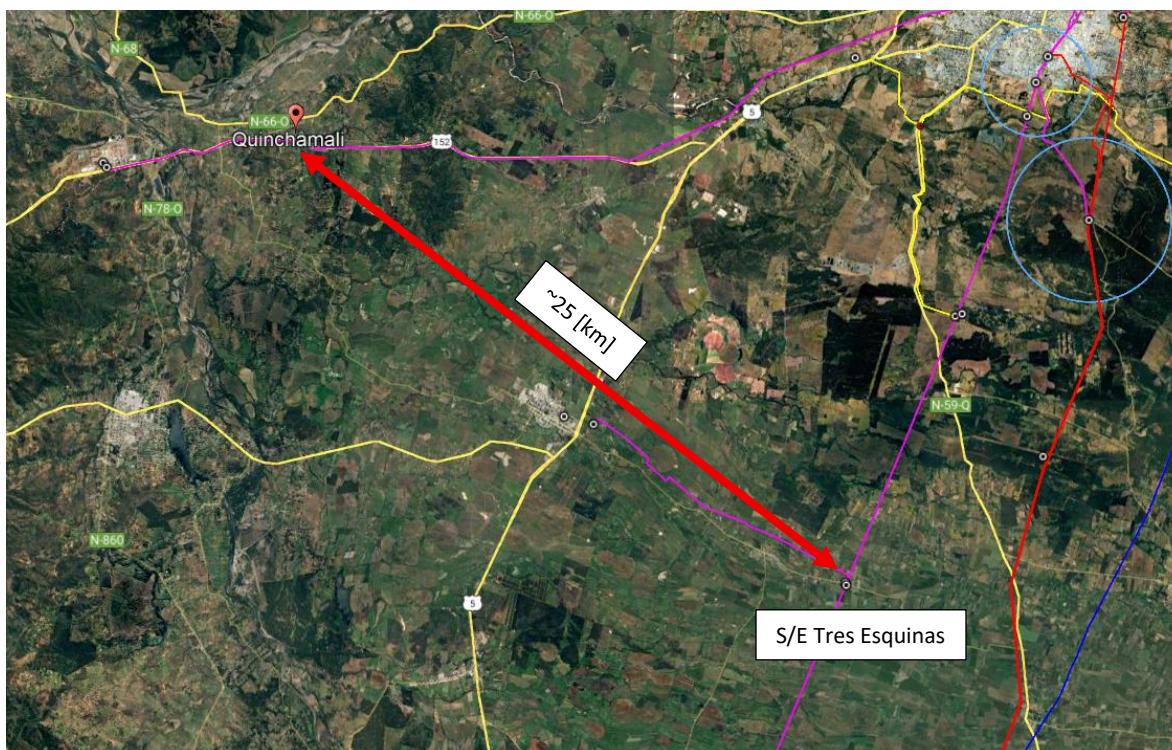


Figura 9-10: Contexto geográfico de la localidad de Quinchamali.

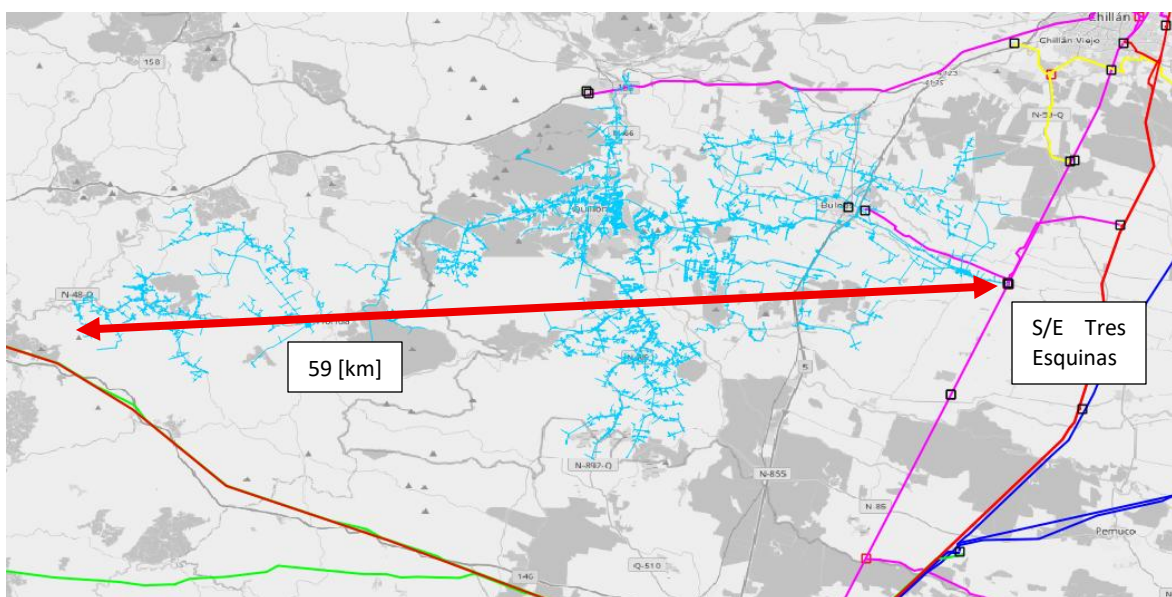


Figura 9-11: Alimentador “Las Brisas” (en color celeste), actualmente abastecido desde la S/E Tres Esquinas, el cual abastece a la localidad de Quinchamali y sus alrededores.

Con respecto a la S/E Tres Esquinas, de acuerdo con la información de los medidores de los años 2023 y 2024, obtenida desde el sistema PMRTE, el transformador 66/13,8 kV de 8 MVA traspasó toda su demanda a la S/E Montenegro durante octubre de 2023, quedando así en vacío. Esta operación la mantuvo durante casi todo el año 2024, a excepción de diciembre de ese año, cuando aparentemente tomó carga desde el transformador 66/13,8 kV de 10

MVA, ya sea mediante traspasos por distribución o por operación de ambos equipos en paralelo (Figura 9-12).

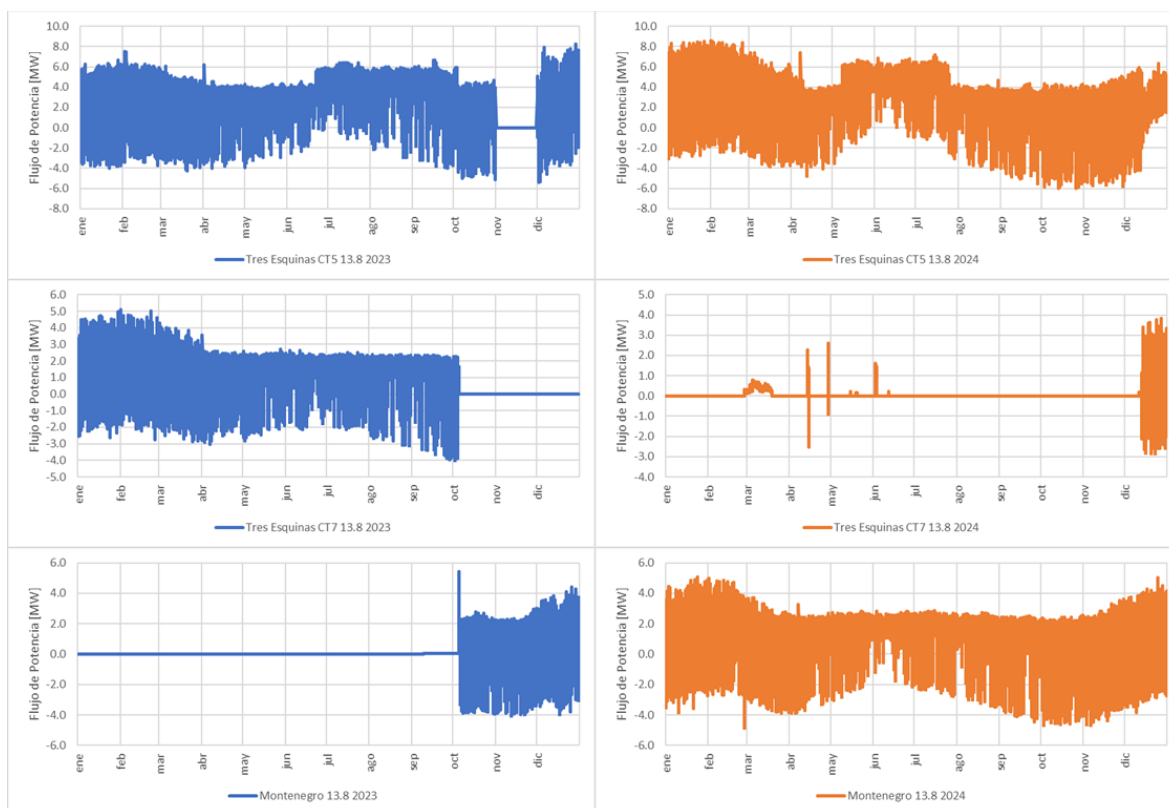


Figura 9-12: Flujo de potencia medido en el lado de media tensión de los transformadores en las SS/EE Tres Esquinas y Montenegro para los años 2023 y 2024 (valores negativos indican que el flujo va desde el extremo de media tensión hacia el extremo de alta tensión).

Por otro lado, en la propuesta del Coordinador denominada “Nueva S/E Vieja Aldea” (propuesta que motiva la nueva S/E Quinchamáli), se establece que la demanda total de las solicitudes de factibilidad de conexión rechazadas para la localidad de Quinchamáli es de 6,5 MW, lo cual es consistente con la información recibida por parte de esta Comisión desde la empresa Copelec, quién tiene la concesión de los sistemas de distribución de la zona de abastecimiento.

9.2.2 Justificación de la necesidad

La obra necesaria y urgente “Nueva S/E Quinchamáli” tiene como objetivo principal aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer el consumo de la localidad de Quinchamáli y sus alrededores.

El proyecto se sustenta técnicamente al estudiar los flujos de potencia de los transformadores 66/13,8 kV en la S/E Tres Esquinas, en función de la proyección de demanda hasta el año 2032. De acuerdo con los antecedentes antes presentados, se hace el supuesto que los transformadores de la S/E Tres Esquinas operarían en paralelo con una

capacidad de transmisión total de 18 MVA. Adicionalmente, se tomarán en cuenta las factibilidades rechazadas, con un total de 6,5 MW.

De esta manera, se proyecta que al año 2028 la cargabilidad de los transformadores en la S/E Tres Esquinas superaría el 100%, tal como se presenta en el siguiente gráfico.

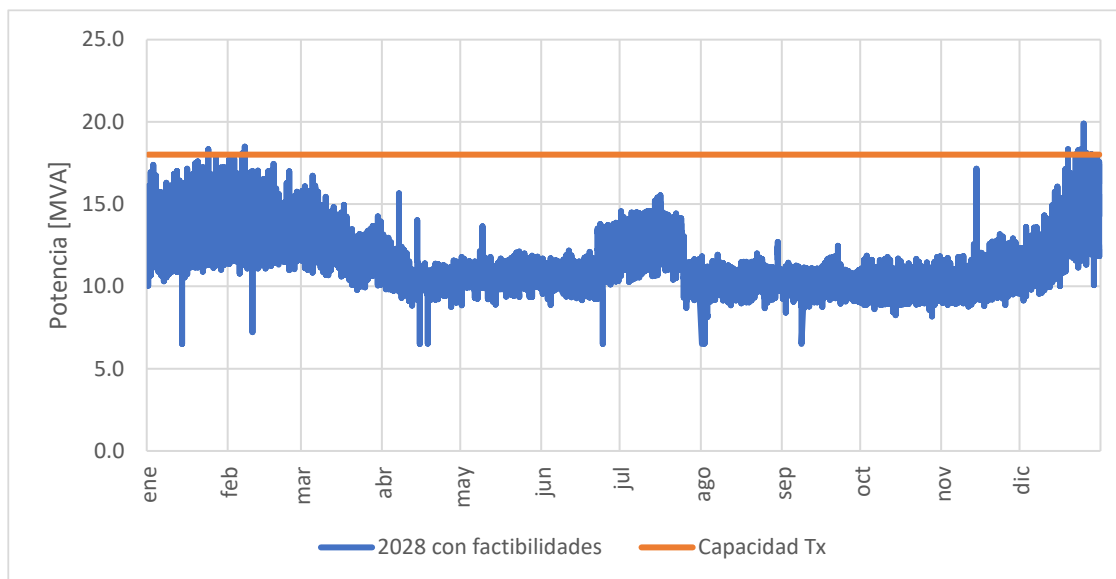


Figura 9-13: Demanda horaria proyectada en la S/E Tres Esquinas, incluyendo el total de las factibilidades rechazadas, y capacidad de transformación total en dicha subestación.

Los antecedentes presentados dan cuenta de la necesidad de ejecutar la obra “Nueva S/E Quinchamalí”, con el doble objetivo de descargar los transformadores en la S/E Tres Esquinas y de disminuir la distancia entre los clientes abastecidos por el alimentador “Las Brisas” y el Sistema de Transmisión.

9.2.3 Razones que sustentan la exclusión del Proceso de Planificación

Se excluye esta obra del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025 debido a consideraciones de la fecha de puesta en servicio. En efecto, si se consideran 48 meses como plazo de construcción de la Nueva S/E Quinchamalí, la fecha de puesta en servicio estimada sería durante el segundo semestre del 2030, siendo que la necesidad se advierte al año 2028 (Figura 9-13). Por lo tanto, se cumple la condición para ser incorporada en la presente Propuesta Preliminar.

10 OBRAS NO RECOMENDADAS

A continuación, se justifican aquellas obras, presentadas por el Coordinador Eléctrico Nacional y el Ministerio de Energía, que no fueron incorporadas en la propuesta preliminar elaborada por esta Comisión.

10.1 AMPLIACIÓN EN LT 2X500 KV KIMAL – LOS CHANGOS: NUEVO REACTOR DE LÍNEA 150 MVAR.

10.1.1 Necesidad de la propuesta

La obra considera la incorporación de un nuevo reactor de línea en el corredor 2x500 kV Kimal – Los Changos, el cual sería instalado en la subestación Kimal, con una capacidad de 150 MVar.

Esta instalación tiene por finalidad mitigar la inyección de potencia reactiva generada por el efecto capacitivo de la línea en condiciones de baja transferencia de potencia, o cuando uno de los circuitos se encuentra operando en vacío, situación en la que puede inyectarse del orden de 150 MVar por circuito.

La obra busca resguardar el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio del SEN, al permitir controlar el perfil de tensiones y limitar el exceso de potencia reactiva en condiciones operativas específicas.

10.1.2 Justificación de la no incorporación de la obra

Se ha comprobado que, bajo condiciones de baja transferencia de potencia en la zona norte, es necesario aplicar medidas operacionales en el sistema, tales como la desconexión temporal de uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Kimal – Los Changos. Esta acción corresponde a una medida operacional instruida conforme a lo establecido la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que permite implementar acciones coordinadas de operación del sistema para evitar sobrecompensaciones reactivas y mantener condiciones operativas seguras. Esta medida, al encontrarse expresamente contemplada como una acción válida de operación dentro del marco normativo vigente, no genera riesgos al sistema de 220 kV ni compromete el cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS bajo condiciones normales.

Si bien la obra contribuiría al cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad en condiciones específicas de operación, esta no cumpliría con los criterios para considerar una obra de transmisión como obra necesaria y urgente, al no evidenciar una afectación inmediata al servicio ni riesgo inminente de incumplimiento normativo bajo condiciones normales de operación.

Por tanto, se ha optado por no incorporarla en la presente propuesta preliminar, y se opta por la evaluación de su incorporación en el próximo proceso regular de planificación de la Comisión.

10.2 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO 5 MW EN S/E CHAÑARAL

10.2.1 Necesidad de la propuesta

El proyecto propuesto consiste en un sistema de almacenamiento en base a baterías, con una potencia máxima de al menos 5 MW, incorporado en la propuesta realizada por el Ministerio de Energía.

El proyecto fue propuesto en consideración a la necesidad que presenta la zona de Chañaral, y que ha sido levantada dentro del trabajo efectuado con las secretarías regionales ministeriales. Al respecto, cabe señalar que la comuna de Chañaral se encuentra en una situación de vulnerabilidad energética debido a las fallas que han afectado a la única línea de transmisión que da suministro a dicha localidad, la cual se encuentra expuesta a fenómenos naturales como aludes que comprometen la seguridad de suministro en la zona.

10.2.2 Justificación de la no incorporación de la obra

En primer lugar, el análisis de suficiencia realizado por esta Comisión, al sistema de transmisión que abastece actualmente a Chañaral, no determinó problemas en el abastecimiento de demanda en condiciones de operación normal.

En efecto, la proyección realizada por esta Comisión muestra que la demanda máxima en la S/E Chañaral no superaría la capacidad de transformación en dicha subestación (Figura 10-1).

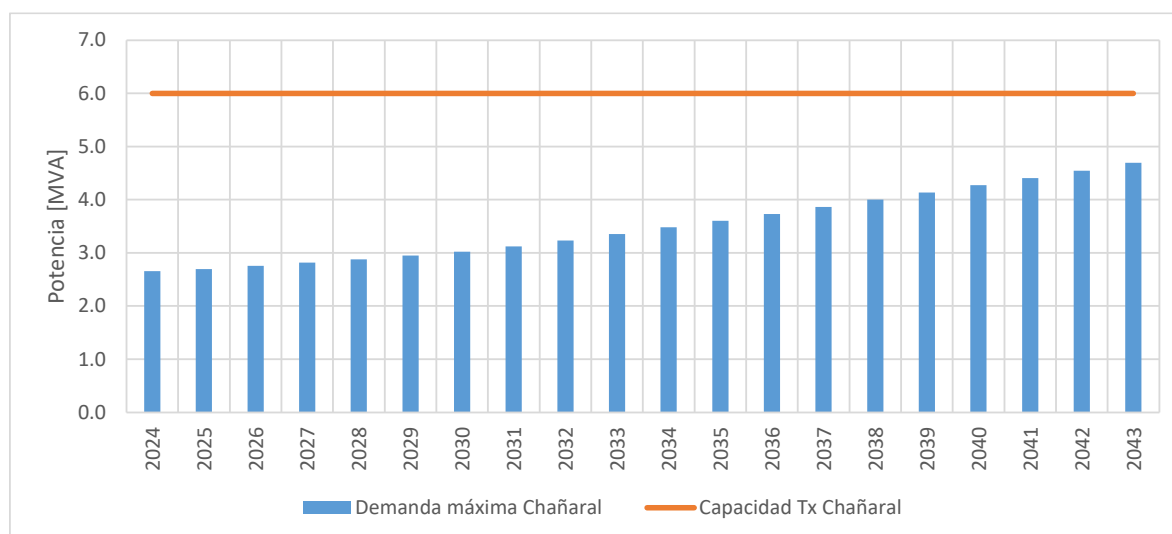


Figura 10-1: Proyección de demanda máxima en S/E Chañaral y capacidad de transformación en la misma subestación.



Por otra parte, y a modo de sensibilidad, esta Comisión realizó un análisis de seguridad estudiando la posible Energía No Suministrada (ENS) valorizada al Costo de Falla de Corta Duración (CFCD) vigente a la fecha. Se consideraron todas las fallas registradas en el período 2014 – 2023, con un tiempo promedio de aproximadamente 58 minutos por falla, y no se encontraron beneficios económicos para la obra propuesta.

Si bien esta Comisión reconoce el aporte sistémico de la obra propuesta, en cuanto permite mitigar interrupciones de suministro frente a contingencias de corta duración (del orden de unas horas), se estima que la principal problemática en la zona de Chañaral radica en eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia, como aluviones o aludes, los cuales pueden dejar fuera de servicio la única línea de transmisión que abastece la demanda eléctrica local durante días. En este contexto, una solución basada en almacenamiento con baterías podría no ser la alternativa más adecuada, resultando más pertinente considerar opciones convencionales, como una nueva línea de transmisión cuyo trazado minimice la exposición a riesgos ambientales, incorporación de generación local, entre otras alternativas.

10.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN S/E MALLOCO

10.3.1 Necesidad de la propuesta

El proyecto fue propuesto para mejorar la suficiencia y seguridad del abastecimiento de la demanda en la comuna de Malloco, Región Metropolitana. La Subestación Malloco se encuentra suministrada de manera radial a través de la línea 1x110 kV San Bernardo – Malloco. Debido al alto nivel de demanda registrado en subestación Malloco, se han observado altos niveles de carga en la línea señalada, motivo por el cual, se propuso la incorporación de un sistema de almacenamiento de 11 MW, conectado a la actual S/E Malloco para reducir el nivel de carga, en horas punta, la línea mencionada.

10.3.2 Justificación de la no incorporación de la obra

Esta Comisión coincide con el diagnóstico del Coordinador y el Ministerio de Energía, respecto a los problemas de suficiencia que se identifican en la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco en el corto y mediano plazo. Esa situación fue abordada durante el Proceso de Expansión de la Transmisión del año 2021, por medio de la incorporación del nuevo sistema en 110 kV que unirá las nuevas subestaciones El Pimiento, El Lazo y Monte Blanco, con el objetivo principal de descargar la línea de transmisión que abastece a la S/E Malloco y descongestionar el sistema en 66 kV de la zona

A la fecha, la nueva S/E El Lazo se encuentra adjudicada de acuerdo con lo establecido en el decreto de adjudicación 3T de enero de 2025, cuyo plazo constructivo corresponde a 48 meses. Por lo tanto, se espera que este nuevo sistema pueda entrar en operación durante el segundo semestre del año 2029.

Por otro lado, en el ITF del Proceso de Expansión de la Transmisión del año 2024, se incorporó una obra de ampliación en S/E Padre Hurtado 23 kV, con el objetivo de descargar



la unidad existente y, asimismo, ser utilizado como un punto de descarga para los transformadores en 23 kV de la S/E Malloco y, por tanto, la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco.

En virtud de lo anterior, y considerando la propuesta presentada para incorporar un nuevo sistema de almacenamiento conectado a la S/E Malloco, esta Comisión ha resuelto no incluir dicha iniciativa en la presente propuesta preliminar, por las siguientes razones:

1. La entrada en operación de este nuevo sistema de almacenamiento se estima que sea durante el segundo semestre del año 2029, al igual que la entrada en operación de la nueva S/E El Lazo. Por lo tanto, ya existe una obra de expansión en ejecución que permitirá efectuar eventuales descargas por distribución a la S/E Malloco 12 kV y, en consecuencia, a la LT 1x110 San Bernardo – Malloco. Por otro lado, la ampliación en S/E Padre Hurtado 23 kV permitirá descargar la S/E Malloco 23 kV durante el 2031, que es cuando se estima que se ponga en servicio.
2. El sistema de almacenamiento propuesto es una obra de carácter transitorio ya que, de acuerdo con los análisis de esta Comisión, esta solución no sería suficiente para mitigar los problemas de suficiencia en todo el horizonte de análisis.
3. Los análisis de las cargabilidades esperadas de la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco, considerando los traspasos de demanda mencionados en el punto 1, podrían no ser suficientes para mitigar completamente los problemas de suficiencia en la instalación. Sin embargo, a juicio de esta Comisión, considerando los plazos de ejecución de las obras del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025, resulta factible estudiar con mayor profundidad la zona e incorporar una obra estructural que permita mitigar los problemas de suficiencia y aumentar la seguridad del abastecimiento en todo el horizonte de análisis.

10.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE 7 MW EN S/E PARRONAL

10.4.1 Necesidad de la propuesta

Esta obra fue propuesta para mitigar los problemas de suficiencia existentes actualmente en la LT 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat. Este sistema de Almacenamiento permitirá descargar ese tramo de línea para evitar la presencia de energía no suministrado de las cargas alimentadas por esta línea de transmisión.

10.4.2 Justificación de la no incorporación de la obra

Los problemas de suficiencia que esta propuesta buscaba solucionar fueron abarcados por la obra incorporada a la presente Propuesta Preliminar denominada “Ampliación en S/E Ranguilí y nuevo sistema de almacenamiento”.

10.5 NUEVA S/E LA HUERTA

10.5.1 Necesidad de la propuesta

La presente obra considera la construcción de una nueva subestación 66/13,8 kV mediante el seccionamiento de la Línea 1x66 kV Villa Prat – Parronal, con el objetivo de resolver eventuales problemas de suficiencia debido a la alta cargabilidad presente en los transformadores N°1 y N°2 de la S/E Villa Prat, los cuales podrían superar el 85% de su capacidad en el año 2025 bajo ciertos escenarios, como alta temperatura ambiente y una reducida inyección de generación local. Por este motivo, la obra propuesta tiene como objetivo solucionar las problemáticas de suficiencia y seguridad de los consumidores de la comuna de Villa Prat, provincia de Curicó, Región del Maule.

10.5.2 Justificación de la no incorporación de la obra

De acuerdo con las proyecciones de demanda al año 2032 para la S/E Villa Prat, no se identifican sobrecargas en los equipos de transformación que requieran obras adicionales en los plazos del proceso de Obras Necesarias y Urgentes del 2025. Asimismo, los eventuales problemas de suficiencia en la zona serán atendidos mediante la incorporación de la nueva subestación Sagrada Familia y la Línea 2x66 kV Sagrada Familia – Itahue, ambas contenidas en el Plan de Expansión de la Transmisión 2024, cuya entrada en operación se estima para el año 2032.

Dado lo anterior, la necesidad de la Nueva S/E La Huerta no presenta un carácter urgente, ni responde a una situación de riesgo inminente para la continuidad o seguridad del servicio eléctrico. En consecuencia, no cumple con los criterios establecidos para ser considerada como una obra necesaria y urgente, y por lo tanto no se incorpora en la propuesta preliminar de obras necesarias y urgentes del año 2025.

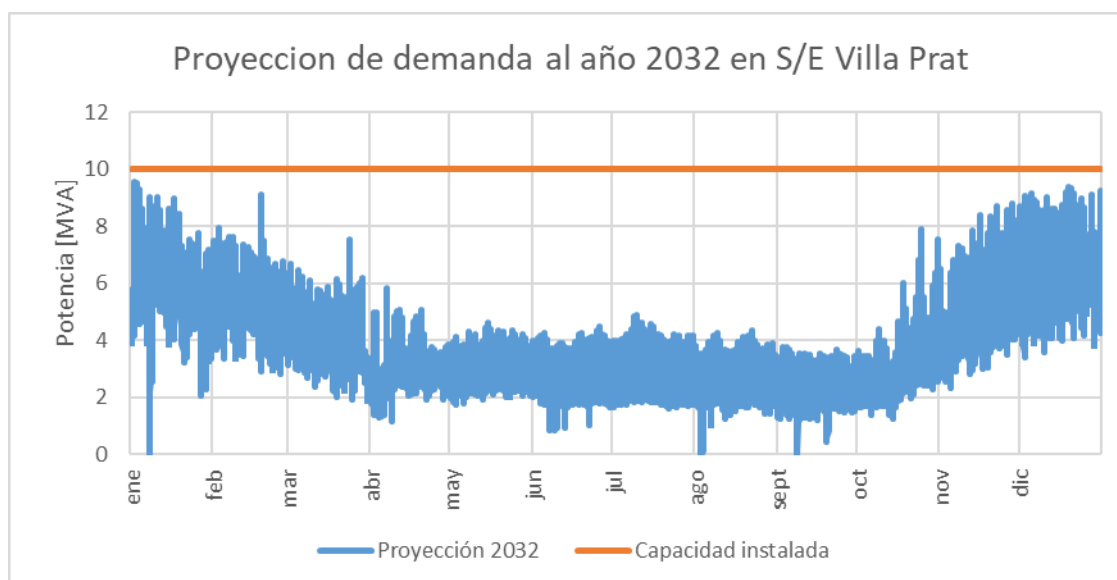


Figura 10-2: Proyecciones de demanda en la S/E Villa Prat al año.

10.6 AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN PUCÓN MEDIANTE NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN REACTIVA 10 MVAR

10.6.1 Necesidad de la propuesta

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo banco de condensadores de al menos 10 MVAR, con cuatro pasos de 2,5 MVAR cada uno, el cual será conectado mediante un paño de conexión en la barra de alta tensión de la S/E Pucón. Adicionalmente, se contempla la ampliación de una posición en el patio de 66 kV, en configuración de barra simple, para permitir la integración del nuevo equipo de compensación reactiva.

Actualmente subestación Pucón se encuentra suministrada de manera radial mediante la línea 1x66 kV Villarrica – Pucón, de una longitud aproxima de 35 km. Por su parte, subestación Villarrica se interconecta al sistema a través de la línea 2x66 kV Loncoche–Villarrica, de aproximadamente 39 km.

Debido el alto nivel de carga coincidente en ambas subestaciones, y a la extensa longitud de las líneas de transmisión, se proyectan problemas de estabilidad tensión en la subestación Pucón. Adicionalmente, de acuerdo con las simulaciones, se proyectan sobrecargas en el circuito N° 1 de la línea Loncoche – Villarrica, el cual a pesar de poseer una capacidad menor respecto al circuito N° 2, posee un regulador de tensión necesario para elevar la tensión hasta subestación Pucón.

Con motivo de los problemas anteriormente expuestos, el Plan de Expansión 2019 incluyó una obra de ampliación en S/E Pucón, consistente en la incorporación de un banco de condensadores, cuya adjudicación quedó desierta en dos oportunidades. Por este motivo, el Coordinador consideró pertinente retomar el desarrollo de esta obra para garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos por la normativa, por medio de la propuesta en el proceso de Obras Necesarias y Urgentes.

10.6.2 Justificación de la no incorporación de la obra

Esta obra no se incorporará en la Propuesta Preliminar dado que su alcance es idéntico al actual proyecto “Ampliación en S/E Pucón” del Decreto Exento N° 171 del 2020. Asimismo, teniendo en cuenta que de conformidad con el artículo primero transitorio de la Ley N° 21.721, las ampliaciones del sistema deben ser licitadas por los propietarios antes de incluirse en cualquier proceso de planificación o mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes, se considerará prioritario impulsar la licitación de esta obra, actualmente incorporada en un decreto de expansión, el que, de adjudicarse en un próximo proceso licitatorio, llegaría antes que si se incorpora en el presente proceso de Obras Necesarias y Urgentes.

10.7 SEGURIDAD SISTEMA 220 KV ZONA SUR – NUEVOS EQUIPOS SS/EE EL ROSAL Y DUQUECO

10.7.1 Necesidad de la propuesta

La obra considera el reemplazo de los equipos de maniobra (desconectadores) y de medida (transformadores de corriente, TTCC) asociados a la diagonal de los paños J1, J2 - J3 y a la media diagonal asociada a los paños J4 y J5 de la S/E El Rosal. Adicionalmente, la obra considera el cambio de los TTCC asociados al paño JR de la S/E Duqueco, por uno con una capacidad de al menos 2 kA.

Esta intervención se propone con el propósito de habilitar adecuadamente la operación de la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, contenida en el Decreto Exento N°171/2020 del Ministerio de Energía, asegurando la transmisión de energía desde la zona sur al centro del país tanto en condición normal como ante ciertas contingencias.

10.7.2 Justificación de la no incorporación de la obra

El recambio o reemplazo de equipos deteriorados o cuyas especificaciones resultan insuficientes para las condiciones operativas actuales, no constituye una ampliación del sistema de transmisión, y por tanto no corresponde su evaluación en el proceso regular de planificación definido en la LGSE y su reglamento. En consecuencia, la obra indicada no cumpliría con los criterios para ser considerada una obra necesaria y urgente en los términos del artículo 91° bis de la Ley, motivo por el cual no se incorpora en la propuesta preliminar de obras necesarias y urgentes del año 2025.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión ha recibido, con fecha 7 de junio de 2025, una solicitud de revisión del valor de inversión de la obra “Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco”, motivada por la necesidad de reemplazar equipos en serie que estarían generando limitaciones en la capacidad de transferencia de dicha línea. La referida solicitud ha sido declarada admisible y se encuentra actualmente en proceso de evaluación, con el objetivo de analizar la posible incorporación de estos reemplazos dentro del alcance técnico y económico de la obra ya decretada.

11 VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS NECESARIAS Y URGENTES

Tabla 11: Valor de Inversión de las Obras de Ampliación del Sistema E

		Aumento de capacidad de línea 1x66 kV Curicó - Rauquén	Ampliación en S/E Ranguilí (NTR ATMT) y nuevo sistema de almacenamiento	Ampliación en S/E Guindo (NTR ATMT)
1	Costos Directos	2.722.866	13.498.158	3.087.866
1.1	Ingeniería	373.863	966.167	250.954
1.2	Instalación de faenas	415.683	392.997	331.278
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	1.933.320	12.138.995	2.505.634
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	2.641.632	3.697.403	2.475.535
2.1	Gastos generales y Seguros	1.292.581	1.734.568	1.107.977
2.2	Inspección técnica de obra	933.718	933.718	728.649
2.3	Utilidades del contratista	151.702	236.277	104.104
2.4	Contingencias	174.424	268.098	284.928
2.5	Servidumbre	89.206	524.742	249.877
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	5.364.498	17.195.561	5.563.402
4	Intereses Intercalarios	160.935	859.778	278.170
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		5.525.433	18.055.339	5.841.572

Tabla 12: Valor de Inversión de las Obras Nuevas del Sistema E

		Nueva S/E Punilla	Nueva S/E Quinchamali	Nueva S/E Raluncuyan
1	Costos Directos	9.730.817	5.986.916	18.495.159
1.1	Ingeniería	773.150	473.563	2.434.238
1.2	Instalación de faenas	547.293	454.715	1.456.522
1.3	Suministros, Obras Civiles, Montaje	8.410.375	5.058.637	14.604.399
1.4	Intervención instalación dedicada	0	0	0
2	Costos Indirectos	6.509.546	3.792.694	11.793.610
2.1	Gastos generales y Seguros	3.102.617	2.022.201	5.995.125
2.2	Inspección técnica de obra	1.640.228	1.168.429	3.290.656
2.3	Utilidades del contratista	243.102	156.823	437.312
2.4	Contingencias	174.265	112.072	459.643
2.5	Servidumbre	1.349.335	333.169	1.610.873
2.6	Intervención instalación dedicada	0	0	0
3	Monto Contrato	16.240.363	9.779.610	30.288.768
4	Intereses Intercalarios	812.018	488.980	1.291.940
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		17.052.381	10.268.590	31.580.709