

REF.: Resuelve recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución Exenta N° 418, de 17 de julio de 2025, de la Comisión Nacional de Energía, que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión", por las razones que indica.

SANTIAGO, 17 de septiembre de 2025

RESOLUCION EXENTA N° 576

VISTOS:

- a)** Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión" o "CNE", modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b)** Lo establecido en el D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos", "Ley" o "LGSE";
- c)** Lo dispuesto en la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Ley N° 20.936";
- d)** Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado, en adelante "Ley N°19.880";
- e)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 10, de 1 de febrero de 2019, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión", en adelante el "Reglamento de Valorización" o "Reglamento";
- f)** Lo señalado en la Resolución Exenta N° 244, de 9 de abril de 2019, de la Comisión Nacional de Energía, que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Periodo 2020-2023" y sus actualizaciones posteriores;
- g)** Lo señalado en la Resolución Exenta N° 118, de 2 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de Energía, que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el Cuadrienio 2020-2023", rectificada por las Resoluciones Exentas N° 199, de 25 de marzo de 2022, y N° 18, de 19 de enero de 2023, todas de la Comisión;

- h)** Lo dispuesto en el Decreto Supremo N°7T, de 25 de abril de 2022, del Ministerio de Energía, que "Fija el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios", en adelante "Decreto Supremo N° 7T/2022";
- i)** Lo señalado en los Oficios Ord. N° 163, de 6 de marzo de 2024; N° 167, de 8 de marzo de 2024; N° 256, de 12 de abril de 2024; N° 267, de 17 de abril de 2024; N° 293, de 26 de abril de 2024; N° 422, de 24 junio de 2024; y N° 470, de 5 julio de 2024, todos de la Comisión Nacional de Energía;
- j)** Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 652, de la Comisión Nacional de Energía, de 06 de diciembre de 2024, que "Aprueba Informe Técnico Preliminar de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión", en adelante, "Resolución Exenta N° 652/2024";
- k)** Lo indicado en las cartas N° CRL-1-2025/AGT-12-2025, de 14 de enero de 2025, de la Asociación de Transmisoras de Chile A.G., y N° EEAG-DER-004-2025, de 15 de enero de 2025, de Empresas Eléctricas A.G;
- l)** Lo señalado en los Oficios Ordinarios N° 52, y N° 53, ambos de 24 enero de 2025, de la Comisión Nacional de Energía;
- m)** Las observaciones presentadas por Aes Andes S.A; Alfa Transmisora de Energía S.A.; Compañía General de Electricidad Transmisión S.A.; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.; Compañía Transmisora Sur SpA; Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.; Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.; Edelnor Transmisión S.A.; Eléctrica Puntilla S.A.; Kelti S.A.; La Higuera Transmisión S.A.; Red Eléctrica del Norte 2 S.A.; Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Sistema de Transmisión del Sur S.A.; Transelec S.A; y Transmisión Eléctrica del Norte S.A., respecto del Informe Técnico Preliminar aprobado mediante la Resolución Exenta N° 652/2024;
- n)** Lo indicado en la Resolución Exenta N° 418, de la Comisión Nacional de Energía, de 17 de julio de 2025, que "Aprueba Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las instalaciones de Transmisión", en adelante "Resolución Exenta N° 418/2025";
- o)** Lo indicado en el recurso de reposición interpuesto por el Grupo SAESA, en adelante "SAESA", "recurrente" o "empresa", en contra de la Resolución Exenta N° 418/2025, enviado mediante carta N° 1570996, a la oficina de partes de la Comisión con fecha 25 de julio de 2025, y complementado mediante la carta N° 1571217, de fecha 5 de agosto de 2025;
- p)** Lo establecido en el Decreto Exento N° 166, de 23 de julio de 2024, del Ministerio de Energía, que establece orden de subrogación del cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,

- q) Lo establecido en la Resolución N° 36, de 2024, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 52 del Reglamento de Valorización, las instalaciones de transmisión que no hubiesen sido valorizadas en el proceso de valorización vigente a la fecha de su entrada en operación deberán ser valorizadas por la Comisión, sobre la base y metodología contenidas en el informe técnico definitivo relativo al decreto de valorización que se encuentre vigente al momento de su entrada en operación, y de acuerdo con lo que dispone dicho artículo;
- 2) Que, habiéndose dictado el Decreto Supremo N°7T/2022, y existiendo instalaciones de transmisión no valorizadas en dicho decreto, ya sea porque se encuentran en alguno de los casos establecidos en los literales a), b), c) o d) del artículo 52 del Reglamento o en el caso regulado en el inciso segundo de ese mismo artículo, a esta Comisión le corresponde valorizar dichas instalaciones, sobre la base y metodología del informe técnico definitivo correspondiente al decreto que haya estado vigente en la fecha de entrada en operación de la instalación de que se trate;
- 3) Que, mediante Resolución Exenta N° 652/2024, la Comisión aprobó el Informe Técnico Preliminar con el resultado del proceso de valorización efectuado en conformidad a lo establecido en el artículo 52 del Reglamento, en adelante e indistintamente "ITP", el cual fue puesto en conocimiento de las empresas de transmisión titulares de las instalaciones valorizadas, a efectos de que estas presentaran sus observaciones;
- 4) Que, luego de analizadas las observaciones presentadas, mediante Resolución Exenta N° 418/2025, la Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento, en adelante e indistintamente, "ITD";
- 5) Que, con fecha 25 de julio de 2025, el Sr. Jorge Javier Muñoz Sepúlveda, en representación de SAESA, interpuso un recurso de reposición en contra de la Resolución Exenta N° 418/2025, conforme a lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley N° 19.880, argumentando, en resumen, que la valorización de las instalaciones de SAESA en dicho proceso, contienen errores, omisiones de información, exclusiones y tratamientos desiguales de rezagos, por lo que solicita modificar la referida resolución;
- 6) Que, la recurrente presenta a modo de antecedentes de hecho lo siguiente:

I. Vulneración del principio de contradictoriedad: falta de oportunidad para formular observaciones.

En primer lugar, la recurrente indica que respecto del ITP las empresas tuvieron la instancia para realizar observaciones a su contenido. Sin embargo, respecto del proyecto Código NUP 2096 E1 Subestación Montenegro, y de los activos cargados en las fichas "celdas" de las Bases de Activos del Coordinador, indica que fueron considerados únicamente en el ITD, por lo

que no existió una instancia para ejercer adecuadamente el derecho de contradicción y participación conforme al procedimiento establecido. Lo anterior, a su juicio, infringiría el principio de contradictoriedad establecido en el artículo 10 de la Ley N° 19.880.

II. Error de hecho y omisión en las cantidades declaradas de activos.

Sostiene la recurrente que, el modelo de valorización del ITD considera las cantidades de cada elemento que se encuentran cargados en la Plataforma del Coordinador. Sin embargo, en los elementos cargados en las fichas "interruptores" y "desconectadores" no se utilizó la cantidad declarada en la Base de Activos. En su lugar, se valorizó cada registro como una sola unidad, cuando en realidad debería haberse considerado como tres unidades por tratarse de equipos trifásicos.

Asimismo, indica que en el caso de los activos cargados en la ficha "mufas", si bien la valorización considera las cantidades cargadas en la Base de Activos, no se interpreta correctamente el campo que indica "cantidad por fase". En este sentido, la recurrente indica que en equipos trifásicos esta cantidad debería calcularse multiplicando la cifra declarada por tres.

En consecuencia, la recurrente arguye que la metodología aplicada en el ITD subvalora sistemáticamente los activos indicados, al no reflejar el número real de unidades efectivamente instaladas.

III. Exclusión injustificada de activos valorizables.

Sobre este punto, indica que el ITD omitió la valorización de los activos registrados en las fichas "barras" y "reactores", a pesar de que estos se encontraban incluidos en la Base de Activos y cumplían con los criterios técnicos para su valorización, de acuerdo con el Decreto Supremo N° 7T/2022.

IV. Falta de actualización y tratamiento desigual de rezagos.

La recurrente indica que para la elaboración del ITD, la Comisión utilizó la descarga de los datos contenidos en la Base de Activos del día 18 de marzo de 2025.

Al respecto, indica que desde la fecha indicada y hasta ahora, se han solicitado creaciones de registros adicionales al Coordinador, incluyendo mejoras en la calidad y consistencias de los datos. En consecuencia, la cantidad y características de los activos se han visto modificadas respecto a la descarga realizada por la Comisión para la elaboración del ITD.

A propósito de lo anterior, la recurrente señala que si bien es necesario fijar una fecha para trabajar con la información de la Base de Activos, la Comisión no ha definido un proceso formal para incorporar rezagos a los procesos de homologación, incorporando sólo rezagos de proyectos

completos que no fueron valorizados por falta de información en la Base de Activos. Así, afirma la recurrente, se generaría una desigualdad de condiciones en relación con las empresas que sí cargaron la información y requieren incorporar o retirar rezagos, vulnerando el principio de imparcialidad señalado en el artículo 11° de la Ley 19.880. Además, la recurrente recalca que cuando la Comisión le ha solicitado revisar cantidades de activos de ciertos elementos, estos han sido revisados oportunamente.

V. Elección de precios subvaluados en el proceso de homologación.

Sobre este punto, se indica que, en el proceso de valorización en cuestión, la asignación de la componente precio unitario, responde a una serie de características técnicas de cada uno de los activos cargados, con el objetivo de elegir aquel con mayor similitud.

En ese sentido, señala que, frente a iguales características técnicas, la Comisión asigna el menor precio. La elección del menor valor constituye una eficiencia inalcanzable para las empresas en el entendido que todos los precios del Decreto Supremo N° 7T/2022, corresponden a precios mínimos y, en algunos casos, el valor mínimo está muy alejado del valor de mercado del equipo.

Asimismo, frente a distintas características técnicas en ciertos elementos, la recurrente sostiene que no resulta posible comprender la razonabilidad en la elección de determinados precios unitarios, mencionando como ejemplo la evidente inconsistencia en la valorización de armarios con dimensiones y especificaciones similares: mientras uno fue valorizado en 7.500 dólares, otro, fue estimado en solo 889 dólares, lo que resulta contradictorio al tener este último mayores dimensiones que el anterior.

VI. Falta de reconocimiento de los derechos de uso de suelo y mitigaciones ambientales.

La recurrente señala que en la valorización de la obra urgente “Nueva SE Montenegro”, no se consideraron los costos asociados a los derechos de uso de suelo, lo cual incluiría tanto la compra del terreno como las servidumbres. Además, sostiene la recurrente que, si bien dichos antecedentes fueron analizados por la Comisión, tal análisis no se vería reflejado en el resultado final de la valorización.

La recurrente alega que la valorización de las obras urgentes –específicamente, de las subestaciones Puquillay, Fuentecilla y Santa Cruz– no incluyó los costos de los estudios de impacto ambiental. Esto se debe a que la documentación que respaldaba dichos costos no fue cargada en su oportunidad en la Base de Activos. A pesar de esto, la recurrente argumenta que dicha información fue comunicada oportunamente y, por lo tanto, solicita a la Comisión que, en virtud del principio de completitud y al carácter correctivo del presente recurso, evalúe su inclusión.

- 7) Que, respecto a las consideraciones de derecho, la recurrente señala lo siguiente:

La recurrente discurre acerca del principio de impugnabilidad de los actos administrativos, transcribiendo el artículo 15° de la Ley N°19.880, e indica que la resolución impugnada es un acto administrativo susceptible de impugnación.

Por otra parte, sostiene que la omisión de activos debidamente informados, la utilización de criterios de homologación que no resulta técnicamente justificados o que distorsionan el costo eficiente real, así como la ausencia de un procedimiento reglado para el tratamiento de rezagos, constituyen vicios del acto impugnado.

- 8) Que, la recurrente en el primer otrosí solicitó tener por acompañado documento Excel denominado "ObservacionesReposición RE-CNE 418-25 (Art-52).xls" que contiene observaciones detalladas respecto de los puntos abordados en su presentación;
- 9) Que, el 5 de agosto de 2025, SAESA presentó un escrito complementario al recurso de reposición interpuesto, argumentando en síntesis lo siguiente:

En el recurso de reposición interpuesto por la recurrente se presentaron las observaciones que se alcanzaron a levantar dentro del plazo para interponer el recurso. Por ello, la recurrente acompaña observaciones adicionales relacionadas con el tratamiento de los antecedentes complementarios.

En este contexto, la recurrente argumenta que en el proceso de valorización no se consideraron todos los antecedentes complementarios registrados en la Base de Activos, aun cuando estos fueron cargados en la planilla respectiva. En atención a ello, la recurrente acompaña un archivo con el detalle de los activos que deberían ser considerados como antecedentes complementarios, incluyendo además una propuesta de homologación de precios para cada uno de ellos.

Al respecto, en síntesis, expone como argumento para valorizar los antecedentes complementarios que indica en el archivo adjunto, lo siguiente:

Sostiene que se omitió valorizar elementos consumibles y elementos que en procesos anteriores, bajo el Decreto Supremo N°7T/2022, fueron reconocidos como activos, tales como moldajes y soldaduras, junto con las fichas técnicas de armarios, patios y obras civiles.

La recurrente destaca la exigencia de fichas catalogadas como "en desuso", la ausencia de componentes indispensables en la malla de puesta a tierra, y la confusión entre productos distintos como "Acmafor 3D" y mallas ACMA, lo que derivó en inconsistencias en la asignación de precios.

Al respecto, la solicitante plantea que considerando que estos antecedentes fueron oportunamente declarados y forman parte esencial de las obras a valorizar, solicita a la Comisión que reevalúe su inclusión en esta etapa, en atención al principio de completitud, a la necesidad de resguardar la consistencia metodológica y al carácter correctivo del presente recurso;

- 10) Que, del análisis del recurso de reposición presentado, es posible advertir que las alegaciones efectuadas por SAESA tienen por objeto que esta Comisión modifique la Resolución Exenta N° 418/2025, que aprobó el Informe Técnico Definitivo del proceso de valorización realizado según lo dispuesto en el artículo 52 de Reglamento ("segundo proceso de valorización del artículo 52 del Reglamento"), de acuerdo con los argumentos y antecedentes aportados al efecto por la recurrente;
- 11) Que, cabe señalar que, de acuerdo con el artículo 15 de la Ley N° 19.880, "Todo acto administrativo es impugnabile por el interesado mediante los recursos administrativos de reposición y jerárquico, regulados en esta ley, sin perjuicio del recurso extraordinario de revisión y de los demás recursos que establezcan las leyes especiales". Por su parte, el artículo 59 de la misma ley señala que "el recurso de reposición se interpondrá dentro del plazo de cinco días ante el mismo órgano que dictó el acto que se impugna; en subsidio, podrá interponerse el recurso jerárquico";
- 12) Que, habiéndose reseñado en los considerandos 6) al 9) los argumentos presentados por la recurrente, corresponde que esta Comisión se haga cargo de cada uno de ellos, en base a las siguientes consideraciones;
- 13) Que, en relación con el **principio de contradictoriedad indicado en el punto I) del considerando 6)**, la recurrente alega que no existió la instancia para realizar observaciones al contenido al ITD, en particular, respecto del proyecto Código NUP 2096 E1 Subestación Montenegro, y de los activos cargados en las fichas "celdas" en la Plataforma de Activos de Transmisión del Coordinador ("Plataforma del Coordinador" o "Plataforma");
- 14) Que, respecto de tal alegación, cabe considerar que conforme al artículo 10 de la Ley N° 19.880, los interesados tienen la facultad de aportar antecedentes en un procedimiento administrativo. Esto implica que la Comisión, como órgano de la administración del Estado, tiene la obligación de ponderar estos antecedentes al momento de emitir el acto administrativo correspondiente;
- 15) Que, respecto a la alegación relativa a la falta de instancia para realizar observaciones al ITD, corresponde precisar que el artículo 52° del Reglamento establece que las instalaciones de transmisión que no hubiesen sido valorizadas en el proceso de valorización vigente a la fecha de su entrada en operación deberán ser valorizadas por la Comisión sobre la base y metodología contenidas en el Informe Técnico Definitivo relativo al Decreto de Valorización que se encuentre vigente al momento de su entrada en operación, de acuerdo con lo que se establece en el referido artículo;
- 16) Que, el referido artículo 52° del Reglamento no describe detalladamente las etapas del proceso de valorización. Sin embargo, la Comisión, a efecto de realizar un proceso con mayor transparencia y participación, ha considerado los siguientes hitos: la descarga de información de la Plataforma para elaborar el ITP, la emisión del ITP, la etapa de observaciones al ITP por parte de las empresas, la descarga de información de la Plataforma para elaborar el ITD y la emisión del ITD;

- 17)** Que, además, debe relevarse que la Comisión, en el marco del segundo proceso de valorización del artículo 52° del Reglamento, realizó diversas gestiones para asegurar la participación en el proceso y la completitud y representatividad de la información cargada en la Plataforma del Coordinador, la cual fue utilizada para la elaboración de los informes técnicos, destacando, en síntesis, las siguientes actuaciones:

La Comisión según consta en los oficios individualizados en las letras i) de los Vistos, realizó diversas gestiones para la elaboración del ITP del segundo proceso de valorización del artículo 52° del Reglamento, con el fin de contar con la mayor cantidad de antecedentes cargados en la Base de Activos del Coordinador, y así disponer de la mejor información posible para la valorización de las instalaciones a considerarse en ese proceso.

Luego, con el objetivo de asegurar la completitud y representatividad de la información declarada en la Plataforma de Activos del Coordinador para efectos del ITD, esta Comisión estimó necesario realizar una nueva descarga de información para su elaboración. Esta medida permitió contar con una Base de Activos actualizada y coherente con la realidad del sistema de transmisión, lo que contribuye a una valorización más precisa, transparente y equitativa para todos los agentes involucrados.

Lo anterior se vio reflejado en el artículo cuarto de la Resolución Exenta N° 652/2024, en los siguientes términos: *"Determínese que el 20 de enero de 2025 será la fecha de extracción de la información desde la Plataforma de Activos de Transmisión del Coordinador Eléctrico Nacional, correspondiente al Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión, conforme a lo establecido en el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión. En consecuencia, las empresas podrán cargar información en la plataforma hasta el 19 de enero de 2025 a las 23:59 horas."*

Posteriormente, mediante las cartas indicadas en la letra k) de Vistos, la Asociación de Transmisoras de Chile A.G. y Empresas Eléctricas A.G. solicitaron a la Comisión realizar la descarga de la Base de Activos, una vez que el Coordinador hubiera dado respuesta y solución a las solicitudes efectuadas por las empresas hasta el 19 de enero de 2025. En atención a ello, la Comisión, mediante los oficios individualizados en la letra l) de Vistos, accedió a lo solicitado.

Asimismo, durante el periodo para realizar observaciones del ITP las empresas también solicitaron la postergación de la descarga de la información desde la Plataforma del Coordinador para la elaboración del ITD, así como la incorporación de otras instalaciones que no habían sido consideradas en el ITP.

Una vez realizadas las gestiones con el Coordinador, el 18 de marzo de 2025, se realizó la extracción de información desde la Plataforma del Coordinador, con el objeto de elaborar el ITD.

- 18)** Que, cabe destacar que la finalidad de realizar una nueva descarga de la Base de Activos para la elaboración del ITD es, precisamente, asegurar que la valorización refleje de manera más fidedigna la infraestructura de las obras que se están valorizando, y no reiniciar

un nuevo proceso de valorización. Además, la información considerada en el ITD es la información que las propias empresas cargaron en la Plataforma del Coordinador; por lo tanto, se trata de información objetiva y verificable aportada por las empresas al proceso de valorización, y no de una decisión discrecional por parte de la Comisión;

- 19)** Que, por otra parte, haber admitido nuevas observaciones respecto de las instalaciones incorporadas en el ITD habría generado una dilación en la emisión del acto administrativo;
- 20)** Que, en atención a lo anteriormente expuesto, no es posible sostener que la falta de oportunidad para realizar observaciones al contenido del ITD constituye una infracción al principio de contradictoriedad, toda vez que, si bien el proceso de valorización no cuenta con un proceso detallado en el Reglamento, la Comisión ha otorgado a los agentes las instancias para aportar información más actualizada de sus instalaciones hasta las etapas finales del proceso. Asimismo, las instalaciones incorporadas adicionalmente en el ITD fueron incluidas precisamente por la empresa y consideradas por la Comisión, conforme a lo establecido en el artículo 10 de la Ley N° 19.880, por lo que no existe contravención al referido principio;
- 21)** Que, respecto a las alegaciones efectuadas por la recurrente sobre el proyecto "Código NUP 2096 E1 Subestación Montenegro", cabe señalar que mediante el Oficio Ordinario N°422, de 24 de junio de 2024, incluido en la letra i) de Vistos, la Comisión presentó a las empresas el listado de obras a considerar en el segundo proceso de valorización del artículo 52° del Reglamento. En particular, la Comisión identificó el NUP 2096 asociado al "Proyecto Montenegro - Etapa 1", conforme a la información entregada por el Coordinador. En atención a ello, SAESA debía adjuntar la información relativa a la obra identificada o realizar algún tipo de observación;
- 22)** Que, en respuesta al oficio indicado en el considerando anterior, la recurrente no presentó observaciones al NUP asociado al "Proyecto Montenegro - Etapa 1". En atención a ello, la Comisión en el ITP consideró el proyecto NUP 2096 para su valorización. Posteriormente, durante el proceso de observaciones al ITP, la empresa señaló que los activos del "Proyecto Montenegro - Etapa 1" no se encontraban cargados en el NUP 2096, sino que en el NUP 2096 E1, observación que acogió la Comisión para la elaboración del ITD;
- 23)** Que, en consecuencia, la alegación de la recurrente, en cuanto a que la Comisión no habría considerado el proyecto NUP 2096 E1 carece de sustento, toda vez que, como se indicó, el "Proyecto Montenegro - Etapa 1" fue considerado desde el comienzo del proceso de valorización y la Comisión otorgó diversas instancias para realizar observaciones a los proyectos que se estaban considerando. Además, es relevante mencionar que la propia empresa realizó observaciones, las cuales fueron acogidas por la Comisión, por lo que no existe vulneración al principio de contradictoriedad;
- 24)** Que, en relación con las alegaciones sobre los activos cargados en las fichas "celdas" de la Plataforma del Coordinador, es dable señalar que estas no tienen su equivalente en las Base de Datos SQL del Decreto Supremo N° 7T/2022. Fue la empresa quien, durante la etapa de observaciones del ITP, indicó que los antecedentes cargados en dicha ficha no se estaban valorizando, solicitando su valorización

- y una instancia adicional de observaciones, acogiendo parcialmente dicha solicitud;
- 25) Que, la recurrente en la etapa de observaciones del ITP, no presentó una propuesta de valorización de los activos de las fichas "celdas". Por ello, la Comisión para poder realizar la valorización de dichos activos, desarrolló un método para homologar esta nueva tabla a la estructura de la Base de Valorización del proceso;
 - 26) Que, en consecuencia, la alegación de la recurrente, en cuanto a que la Comisión no habría considerado los activos declarados en la tabla "celdas", carece de sustento, ya que estos fueron valorizados por la Comisión en el ITD, precisamente a raíz de la solicitud formulada por la empresa, por lo que no se configura una vulneración al principio de contradictoriedad, en los términos pretendidos en el recurso;
 - 27) Que, en relación con el **error de hecho y la omisión en las cantidades declaradas de activos, indicado en el punto II) del considerando 6)**, la recurrente arguye que la metodología aplicada en el ITD subvalora los activos que se indican en su presentación, al no reflejar el número real de unidades efectivamente instaladas;
 - 28) Que, respecto de tal alegación, es importante señalar que la metodología de asignación de precios fue aplicada también en el proceso anterior del artículo 52 del Reglamento, utilizando la información contenida en la Plataforma del Coordinador y valorizando los activos conforme a la metodología del Decreto Supremo N° 7T/2022;
 - 29) Que, por su parte, el código de valorización resguarda que no se valoricen elementos fuera del marco metodológico del Decreto Supremo N° 7T/2022 y asegura la consistencia entre las características técnicas de los activos y los precios asignados;
 - 30) Que, en relación con las alegaciones de la recurrente respecto a que los activos cargados en las fichas "interruptores", "desconectores" y "mufas", no se habrían valorizado de acuerdo con las cantidades declaradas en la Plataforma del Coordinador, la Comisión revisó los referidos activos, y determinó lo siguiente;
 - 31) Que, en el caso de los "interruptores" y los "desconectores", se constataron errores en las asignaciones de precios de ambos elementos, debido a que se habían realizado asignaciones de carácter monofásico en interruptores y desconectores de características trifásicas. En consecuencia, se acoge parcialmente esta alegación con el fin de ajustar las asignaciones de precios en función de las características técnicas homologables a interruptores y desconectores trifásicos hasta tensiones de 220 kV, conforme a la metodología del Decreto Supremo N° 7T/2022. Asimismo, se verificó que la cantidad asignada para cada interruptor y desconector trifásico corresponde a "1";
 - 32) Que, respecto a las "mufas", se verificó que la cantidad considerada no correspondía al número de fases reales. Por ello, la Comisión ajustó la valorización de los activos de la referida tabla, multiplicando la cantidad de fases por la cantidad declarada. Este ajuste se realizó manteniendo los precios homologados y las características técnicas registradas, de acuerdo con la metodología del Decreto Supremo N° 7T/2022. Sin embargo, se estableció un límite máximo de cuatro

mufas por fase, aplicándose este ajuste solo a los casos que superaron dicho valor;

- 33)** Que, en relación con la **exclusión injustificada de activos valorizables indicado en el punto III) del considerando 6)**, la Comisión revisó los activos registrados en las fichas "barras" y "reactores", y determinó lo siguiente;
- 34)** Que, respecto a la tabla "barras" contenidos en la Base de Activos, se identificó un error en la búsqueda de las cantidades declaradas en la tabla, lo que resultó en una inconsistencia en la valorización. En consecuencia, la Comisión corrigió la búsqueda, lo que permitió utilizar las cantidades efectivamente declaradas y así proceder a la valorización de dichos activos en conformidad con los criterios establecidos en el Decreto Supremo N° 7T/2022;
- 35)** Que, respecto a la tabla "reactores", se constató que al momento de la extracción de la Base de Activos efectuada el 18 de marzo de 2025, los activos declarados por la empresa correspondían solamente a instalaciones que no fueron valorizadas en el proceso del periodo 2020-2023. Dichos activos debieron ser informados por la empresa, conforme a lo solicitado por la Comisión mediante el Oficio Ord. N° 267, de 17 de abril de 2024, indicado en la letra i) de Vistos. Sin embargo, la empresa, en su oportunidad, no los informó a la Comisión;
- 36)** Que, en mérito de lo expuesto, la tabla "barras" se corrigió para reflejar los activos declarados. En cuanto a la tabla "reactores", se constató que dichos activos no fueron informados oportunamente por la empresa, por lo que su valorización no es procedente;
- 37)** Que, en relación con la **falta de actualización y tratamiento desigual de rezagos indicado en el punto IV) del considerando 6)**, la recurrente señala que, hasta la fecha de presentación del recurso, ha solicitado al Coordinador crear registros adicionales y mejorar la calidad de los datos de la descarga del ITD. Además, sostiene que la Comisión no ha definido un proceso formal para incorporar rezagos, lo que generaría un trato desigual entre empresas, ya que ha incorporado solamente los rezagos de proyectos completos que no fueron valorizados en su momento por falta de información en la Plataforma del Coordinador, vulnerando el principio de imparcialidad señalado en el artículo 11° de la Ley 19.880;
- 38)** Que, respecto a la creación de registros y carga de antecedentes en la Plataforma del Coordinador, cabe tener presente que el artículo 72°-9 de la Ley General de Servicios Eléctricos, señala que los coordinados deberán presentar al Coordinador los antecedentes e información que servirá de base para los registros señalados en las letras a) y j) del artículo 72°-8 de la referida ley, dentro del plazo de treinta días contado desde la entrada en operación, modificación o retiro, de las respectivas instalaciones, por lo que es obligación de la recurrente solicitar la creación de los registros en el plazo indicado, y no en cualquier momento del proceso de valorización;
- 39)** Que, sin perjuicio de lo anterior, y tal como se señaló en el considerando 17), la Comisión otorgó múltiples instancias para que las empresas solicitaran al Coordinador la creación de los registros de instalaciones. Esto les permitiría cargar la información y los

antecedentes de respaldo en la Plataforma para su debida consideración en el segundo proceso de valorización del artículo 52°;

- 40) Que, en ese sentido, la Comisión ha reiterado consistentemente a las empresas propietarias de instalaciones de transmisión, su obligación de cargar la información correspondiente en la Plataforma para que puedan ser consideradas en el proceso de valorización. Por consiguiente, esta alegación se desestima íntegramente;
- 41) Que, respecto a las alegaciones sobre el tratamiento de los "rezagos", es preciso señalar que considerar los "rezagos" de proyectos ya valorizados vulneraría la certeza jurídica que el ordenamiento jurídico busca otorgar a los actos administrativos. Ello debido a que afectaría la estabilidad y firmeza de tales actos, los cuales se fundamentan en procedimientos que contemplan plazos y etapas definidas para las actuaciones de los distintos actores involucrados en el proceso. Asimismo, aceptar solicitudes extemporáneas para instalaciones que ya fueron valorizadas vulneraría el principio de igualdad ante la ley. Esto debilitaría la legitimidad del proceso ante los actores involucrados;
- 42) Que, el caso descrito por la recurrente, relativo a los rezagos de proyectos que no fueron valorizados en procesos anteriores por falta de información en la Plataforma del Coordinador, ello se refiere a activos que carecen de una valorización anterior. Por consiguiente, corresponde que sean valorizados para que estos cuenten con la remuneración que les corresponda. Así, a diferencia de los proyectos indicados en el considerando anterior, que ya poseen una valorización, en este caso no se genera un trato desigual ni vulneración al principio de imparcialidad, en los términos pretendidos en el recuso;
- 43) Que, por último, los procesos de valorización se caracterizan por su alta complejidad técnica y operativa, desarrollándose conforme a una planificación que incluye diversas etapas de revisión, análisis y aprobación. La incorporación de instalaciones rezagadas en un nuevo proceso implicaría duplicar esfuerzos ya realizados por la Comisión, reabrir fases concluidas y comprometer la coherencia de los resultados obtenidos. Ello afectaría la integridad técnica y procedimental del proceso en su conjunto. En consecuencia, se desestiman las alegaciones de la recurrente respecto a este punto;
- 44) Que, en relación con la **elección de precios subvaluados en el proceso de homologación indicado en el punto V) del considerando 6)**, la recurrente señala que en el segundo proceso del artículo 52° del Reglamento, frente a iguales características técnicas, la Comisión asignó a los activos el menor precio disponible, lo cual constituiría una eficiencia inalcanzable para las empresas, en el entendido que todos los precios del Decreto Supremo N° 7T/2022 son precios mínimos;
- 45) Que, respecto a esta alegación, es preciso señalar que los precios considerados por la Comisión en el primer y segundo proceso de valorización del artículo 52 del Reglamento, son los establecidos en el Informe Técnico Definitivo que dio origen al Decreto Supremo N° 7T/2022;

- 46) Que, cabe destacar, además, que la metodología de asignación de precios considera las características técnicas de la Plataforma del Coordinador de aquellas instalaciones a valorizar y, por otra parte, considera las características de los activos y los precios asignados a estos en el Informe Técnico Definitivo que dio origen al Decreto Supremo N° 7T/2022, cuyo resultado se encuentra en la base de datos denominada "RepositorioPrecios";
- 47) Que, en este sentido, la metodología de asignación de precios implementada en el proceso de valorización determina el precio mínimo del Decreto Supremo N° 7T/2022, procurando una coincidencia exacta entre las características técnicas del activo a valorizar y de los activos del Decreto Supremo N° 7T/2022. En su defecto, se opta por la mayor similitud posible;
- 48) Que, la asignación del precio mínimo del Decreto Supremo N° 7T/2022 es coherente con lo señalado en el inciso cuarto del artículo 103° de la Ley, el cual establece que, en el caso de las instalaciones existentes, el Valor de Inversión ("V.I.") se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo con un principio de adquisición eficiente;
- 49) Que, en atención a lo indicado en el considerando anterior, la asignación del precio mínimo no corresponde a una ineficiencia inalcanzable para las empresas, como sostiene la recurrente en su presentación. Esto se debe a que los precios del referido Decreto fueron discutidos durante el proceso de valorización cuadrienal 2020-2023 y se fundamentaron en cotizaciones de mercado, precios de estudios anteriores y otras fuentes oficiales. Asimismo, las empresas tuvieron las instancias oportunas para realizar sus observaciones o entregar más antecedentes sobre los precios;
- 50) Que, adicionalmente, durante el desarrollo del primer y segundo proceso del artículo 52° del Reglamento, la Comisión ha tomado en cuenta las observaciones presentadas por las empresas en relación con la metodología de asignación de precios, lo que ha resultado en ajustes destinados a mejorar la precisión de dicha metodología;
- 51) Que, en relación con las alegaciones de la recurrente sobre la asignación de precios de ciertos elementos y en particular de los activos "armarios", la Comisión revisó los antecedentes y detectó errores en las referidas asignaciones de precio. Por ello, se realizaron los ajustes correspondientes, conforme al criterio indicado en el considerando 47);
- 52) Que, en relación con la **falta de reconocimiento de los derechos de uso de suelo y mitigaciones ambientales indicado en el punto VI) del considerando 6)**, la recurrente argumenta que la compra de los terrenos y servidumbres de la nueva SE Montenegro, así como los costos de tramitación ambiental de las subestaciones Puquillay, Fuentecilla y Santa Cruz, no se consideraron en la valorización. La razón de esto es que los documentos de respaldo no se adjuntaron oportunamente en la Plataforma del Coordinador;
- 53) Que, sobre esta alegación, es importante relevar que para la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo en el segundo proceso de valorización del artículo 52° del Reglamento, se debe cumplir las disposiciones del inciso segundo del artículo 72°-9

de la Ley General de Servicios Eléctricos y del inciso quinto del artículo 103°. Específicamente, se reconocen los valores efectivamente pagados, siempre que estos se acrediten de manera fehaciente y que se encuentren contenidos en la Plataforma del Coordinador;

- 54)** Que, los costos relacionados con el uso de suelo de la obra "Nueva SE Montenegro" fueron analizados por esta Comisión durante la elaboración del ITD, a partir de la observación presentada por la empresa, la cual solicitaba la valorización del NUP 2096 E1. Sin embargo, la información declarada en la Plataforma, según la descarga del 18 de marzo de 2025 del ITD, no presentó los debidos relacionamientos. En consecuencia, no es posible considerar dichos costos en el proceso de valorización;
- 55)** Que, en relación con los costos de los estudios de impacto ambiental de las obras correspondientes a las subestaciones Puquillay, Fuentecilla y Santa Cruz, estos no fueron considerados en el proceso de valorización. Ello se debe a que, en la fecha de extracción de datos de la Plataforma, el 18 de marzo de 2025, los antecedentes de respaldo cargados no correspondían a los costos solicitados o simplemente no existían;
- 56)** Que, respecto a las mitigaciones, es preciso señalar que esta Comisión solamente considera aquellas que estén directamente vinculadas a la Resolución de Calificación Ambiental ("RCA") y cuyo valor pagado se acredite de manera fehaciente. En consecuencia, no es posible considerar los costos alegados por la recurrente, toda vez que estos no se encuentran vinculados a la RCA respectiva del proyecto;
- 57)** Que, en consecuencia, no es posible acoger la solicitud de la recurrente en cuanto a reconocer los costos relacionados con derechos de uso de suelo y los estudios de impacto ambiental, según corresponda, de los proyectos Nueva SE Montenegro, subestación Puquillay, Fuentecilla y Santa Cruz. Esto se debe a que la información y los costos no fueron declarados o cargados correctamente en la Plataforma del Coordinador, impidiendo que esta Comisión realice la valorización solicitada;
- 58)** Que, en relación con el **documento indicado en el considerando 8)** la recurrente presentó diversas alegaciones relacionadas con las temáticas indicadas en el considerando 6). Estas alegaciones fueron debidamente analizadas y consideradas por la Comisión al resolver cada uno de los puntos del recurso en los considerandos anteriores;
- 59)** Que, por otra parte, en el **documento indicado en el considerando 8)**, la recurrente también presentó alegaciones relativas a los valores de montaje de caminos interiores, a la valorización de las placas de numeración, y al ajuste de asignación de precios de los siguientes ítems: "Otros elementos sistemas de protección", "controladores de bahía", "Relés protección" y "Medidores". Sobre estos puntos, esta Comisión determinó lo siguiente:
- I. En relación con la alegación de los valores de montaje de caminos interiores, esta Comisión constató que existía un error en la asignación en el ITD, por lo que se ajustó la valorización incorporando la componente de montaje.

- II. Respecto a la valorización de las placas de numeración, esta Comisión constató que existía un error de búsqueda del activo en el ITD, por lo que se realizaron los ajustes para su valorización respectiva.
 - III. Respecto a la asignación de precios de los ítems "Otros elementos sistemas de protección", "controladores de bahía", "Relés protección" y "Medidores", se revisaron los precios asignados en el ITD y se ajustaron conforme al criterio señalado en el considerando 47).
- 60)** Que, en relación con los **antecedentes complementarios indicados en el considerando 9)**, la recurrente señala que, de los 10.206 registros de antecedentes complementarios evaluados en el ITD, la Comisión valorizó únicamente 185 registros. Al respecto, la empresa solicita reevaluar la pertinencia de los registros no valorizados, presentando argumentos que justificarían su incorporación en la valorización;
- 61)** Que, respecto de este punto, es preciso señalar que la valorización de antecedentes complementarios fue considerada en el primer y segundo proceso de valorización del artículo 52 del Reglamento;
- 62)** Que, en relación con las alegaciones de la recurrente, la Comisión revisó los criterios de pertinencia utilizados en el ITD, constatando que parte de los activos reclamados por la recurrente sí fueron valorizados en el ITD que dio origen al Decreto Supremo N° 7T/2022. Sin embargo, debido a limitaciones técnicas de la Plataforma del Coordinador, las empresas no pudieron cargar los activos. Por lo tanto, para poder incorporar los activos solicitados para su valorización, el análisis de pertinencia se ajusta de acuerdo con las siguientes directrices:
- I. Se procedió a categorizar los activos declarados para analizar en forma global la pertinencia de cada elemento. En ese sentido, las categorías que concentran el 80% de los elementos solicitados por la recurrente se catalogan en: Pernos, Golillas, Tuercas, Conectores, Soportes y fijaciones, Conductor, Perfiles de acero, Carga de Soldadura, Moldajes, Accesorios de Conexión, Interruptores, Moldes de Soldadura, Plataformas y rejillas, Luminarias, Servicios Sanitarios, Poste, Conduit, CCTV, MPAT, Pletinas, Resistencias, Brazo para Púas, Tuberías, Alambres, Malla Acma, Soleras, Canaletas, Borneras, Grouting. El 20% restante de los elementos declarados fue distribuido en un total de 164 categorías.
 - II. Se consideró no pertinente valorizar aquellos elementos que, pudiendo haber sido cargados en las fichas creadas en la Plataforma del Coordinador, no lo fueron.
 - III. Se consideró no pertinente valorizar aquellos elementos que forman parte de un activo mayor que ya ha sido objeto de valorización.
 - IV. Se consideró no pertinente valorizar los elementos que poseen errores de relacionamiento, ya sea por una instalación relacionada incorrectamente o por NUP mal asociados.

V. Finalmente, aquellos activos declarados que no se ajustaron a los criterios de exclusión mencionados en los numerales II, III, y IV precedentes, en ninguno de los puntos anteriores, fueron aprobados con pertinencia positiva.

63) Que, luego de ajustar el análisis de pertinencia, se valorizaron los activos de los antecedentes complementarios utilizando la metodología de valorización ya empleada en el primer proceso de valorización del artículo 52 del Reglamento, en conformidad a lo dispuesto en el ITD que dio origen al Decreto Supremo N° 7T/2022; Y,

64) Que, a la luz de lo expuesto en los considerandos precedentes, corresponde acoger parcialmente el recurso de reposición interpuesto por SAESA en contra de la Resolución Exenta N° 418, de 17 de julio de 2025, de la Comisión Nacional de Energía. En consecuencia, se procede a dictar la presente resolución.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: ACÓJASE PARCIALMENTE el recurso de reposición interpuesto por SAESA S.A., en contra de la Resolución Exenta N° 418, de 17 de julio de 2025, de la Comisión Nacional de Energía, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Valorización de las Instalaciones de los Sistemas de Transmisión a que se refiere el artículo 52 del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión, en virtud de lo razonado en la parte considerativa de la presente resolución exenta.

ARTÍCULO SEGUNDO: MODIFÍQUESE el Informe Técnico Definitivo aprobado mediante la Resolución Exenta N° 418, de 17 de julio de 2024, de la Comisión Nacional de Energía, en los siguientes términos:

1) Reemplácese las siguientes tablas:

a) Tabla 2-1: Resultados del ITD para instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo entre 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$
Nacional	Nacional	107.227.185	7.891.794	1.841.558	1.224.692	10.958.044
Zonal	Área A	-24.682	-2.698	-2.096	-275	-5.069
Zonal	Área B	-140.724	-9.450	-8.132	-3.393	-20.976
Zonal	Área C	592.798	49.917	29.038	5.639	84.594
Zonal	Área D	4.037.711	316.168	84.731	40.231	441.130
Zonal	Área E	22.303.952	1.835.946	681.710	258.718	2.776.374
Zonal	Área F	440.541	41.857	28.305	4.417	74.579

b) Tabla 2-2: Resultados del ITD para instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo entre 1 enero 2020 - 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	V.I. US\$	A.V.I. US\$	C.O.M.A. US\$	A.E.I.R. US\$	V.A.T.T. US\$
Nacional	Nacional	36.490.779	2.948.062	687.933	430.395	4.066.390

Zonal	Área A	378.842	38.066	29.505	4.427	71.998
Zonal	Área B	67.512	6.735	3.773	688	11.197
Zonal	Área C	88.163	10.351	6.021	1.057	17.429
Zonal	Área D	730.076	59.306	15.894	7.062	82.262
Zonal	Área E	868.538	70.733	26.264	7.945	104.942
Zonal	Área F	0	0	0	0	0
Dedicado	Dedicado	4.285	411	184	49	645

c) Tabla 6-2: BI de instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	BI US\$
Nacional	Nacional	163.442
Zonal	Área A	-124
Zonal	Área B	-316
Zonal	Área C	2.476
Zonal	Área D	8.005
Zonal	Área E	54.273
Zonal	Área F	2.209

d) Tabla 6-3: BI de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	BI US\$
Nacional	Nacional	55.511
Zonal	Área A	1.987
Zonal	Área B	261
Zonal	Área C	368
Zonal	Área D	1.447
Zonal	Área E	2.117
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	13

e) Tabla 6-4: CE de instalaciones de letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	CE US\$
Nacional	Nacional	361.793
Zonal	Área A	-256
Zonal	Área B	-650
Zonal	Área C	5.133
Zonal	Área D	16.639
Zonal	Área E	117.155
Zonal	Área F	4.599

- f) Tabla 6-5: CE de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023;

Sistema	Zona	CE US\$
Nacional	Nacional	122.879
Zonal	Área A	4.121
Zonal	Área B	536
Zonal	Área C	763
Zonal	Área D	3.008
Zonal	Área E	4.569
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	26

- g) Tabla 6-6: V.I. de equipos y materiales de las instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VI US\$
Nacional	Nacional	106.606.791
Zonal	Área A	-23.404
Zonal	Área B	-136.720
Zonal	Área C	573.021
Zonal	Área D	3.980.105
Zonal	Área E	20.740.550
Zonal	Área F	423.912

- h) Tabla 6-7: V.I. de equipos y materiales de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VI US\$
Nacional	Nacional	35.386.710
Zonal	Área A	359.230
Zonal	Área B	65.591
Zonal	Área C	85.221
Zonal	Área D	719.660
Zonal	Área E	858.576
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	4.206

- i) Tabla 6-10: V.I. de BMI de las instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VI US\$
Nacional	Nacional	620.394
Zonal	Área A	-1.278

Zonal	Área B	-4.004
Zonal	Área C	19.777
Zonal	Área D	57.606
Zonal	Área E	240.653
Zonal	Área F	16.629

- j) Tabla 6-11: V.I. de BMI de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VI US\$
Nacional	Nacional	205.932
Zonal	Área A	19.612
Zonal	Área B	1.921
Zonal	Área C	2.941
Zonal	Área D	10.416
Zonal	Área E	9.962
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	79

- k) Tabla 6-12: A.V.I. de instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	AVI US\$
Nacional	Nacional	7.891.794
Zonal	Área A	-2.698
Zonal	Área B	-9.450
Zonal	Área C	49.917
Zonal	Área D	316.168
Zonal	Área E	1.835.946
Zonal	Área F	41.857

- l) Tabla 6 13: A.V.I. de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	AVI US\$
Nacional	Nacional	2.948.062
Zonal	Área A	38.066
Zonal	Área B	6.735
Zonal	Área C	10.351
Zonal	Área D	59.306
Zonal	Área E	70.733
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	411

m) Tabla 6-14: C.O.M.A. de instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	COMA US\$
Nacional	Nacional	1.841.558
Zonal	Área A	-2.096
Zonal	Área B	-8.132
Zonal	Área C	29.038
Zonal	Área D	84.731
Zonal	Área E	681.710
Zonal	Área F	28.305

n) Tabla 6-15: C.O.M.A. de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	COMA US\$
Nacional	Nacional	687.933
Zonal	Área A	29.505
Zonal	Área B	3.773
Zonal	Área C	6.021
Zonal	Área D	15.894
Zonal	Área E	26.264
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	184

o) Tabla 6-16: A.E.I.R. de instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento del Reglamento, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	AEIR US\$
Nacional	Nacional	1.224.692
Zonal	Área A	-275
Zonal	Área B	-3.393
Zonal	Área C	5.639
Zonal	Área D	40.231
Zonal	Área E	258.718
Zonal	Área F	4.417

p) Tabla 6 17: A.E.I.R. de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	AEIR US\$
Nacional	Nacional	430.395
Zonal	Área A	4.427
Zonal	Área B	688

Zonal	Área C	1.057
Zonal	Área D	7.062
Zonal	Área E	7.945
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	49

q) Tabla 6 18: V.A.T.T. de instalaciones de las letras a), b), c) y d) del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VATT US\$
Nacional	Nacional	10.958.044
Zonal	Área A	-5.069
Zonal	Área B	-20.976
Zonal	Área C	84.594
Zonal	Área D	441.130
Zonal	Área E	2.776.374
Zonal	Área F	74.579

r) Tabla 6 19: V.A.T.T. de instalaciones del segundo inciso del Artículo 52 del Reglamento de Valorización, periodo 1 enero 2020 – 31 diciembre 2023:

Sistema	Zona	VATT US\$
Nacional	Nacional	4.066.390
Zonal	Área A	71.998
Zonal	Área B	11.197
Zonal	Área C	17.429
Zonal	Área D	82.262
Zonal	Área E	104.942
Zonal	Área F	0
Dedicado	Dedicado	645

2) Modifíquense los siguientes Anexos:

- En el Anexo 3, en el archivo denominado " ANEXO N°3 Detalle de valorizacion Art52 Reglamento_ITD.xlsx", en las pestañas "BDATx7T_52", "DUSMA_52" y "AntComp_52" se incluyen los cambios realizados, producto de las observaciones de la empresa, con los resultados de la valorización.
- En el Anexo 4, en el archivo denominado "Resultados_ITD.xlsx", en la Hoja " Anexo N°4_52", se realizan los siguientes cambios respecto de aquellos tramos referentes a la empresa:

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
Z_1	(Ei1) Tap Quiani-Quiani 066->Parinacota 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	66 kV	51.684,10	4.193,63	621,17	3.250,49	8.065,29

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-Z_27	Algarrobo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	32.333,13	3.137,40	319,84	1.757,73	5.214,97
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	773.584,69	62.888,32	9.180,01	14.675,05	86.743,38
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	228.034,34	20.948,34	2.136,04	4.888,32	27.972,70
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	2.991,47	283,61	28,92	66,18	378,71
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	5.396,11	511,59	52,16	119,38	683,13
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	110.742,93	10.499,18	1.070,54	2.449,99	14.019,71
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	2.814,66	266,85	27,21	62,27	356,33
SE-N_1	Alto Jahuel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	432,87	61,69	6,29	14,40	82,37
RE244_2023_Art2_N1	Ampliación en S/E Algarrobal	NUP 3069	Subestaciones	220 kV	27.779,66	2.139,89	350,14	499,35	2.989,37
RE773_2022_Art2_N1	Ampliación en S/E Cumbre	NUP 1909	Subestaciones	500 kV	1.062.806,71	85.818,70	9.809,47	20.025,88	115.654,05
RE773_2022_Art2_N1	Ampliación en S/E Cumbre	NUP 1909	Transformación	220 kV	5.030.781,66	382.751,92	40.003,00	89.315,55	512.070,47
RE773_2022_Art2_N1	Ampliación en S/E Cumbre	NUP 1909	Subestaciones	220 kV	193.166,53	15.568,25	1.730,14	3.632,87	20.931,26
RE773_2022_Art2_N1	Ampliación en S/E Cumbre	NUP 1909	Subestaciones	66 kV	19.107,45	1.426,74	180,60	332,93	1.940,27
RE138_2023_Art2_N1	Ampliación en S/E La Ruca 110 kV	NUP 2972	Subestaciones	110 kV	186.965,19	15.252,55	2.348,03	8.545,22	26.145,80
RE615_2022_Art3_N1	Ampliación en S/E Lucero	NUP 2383	Subestaciones	66 kV	225.593,02	22.773,61	3.033,78	8.456,18	34.263,56
RE533_2021_Art2_N1	Ampliación en S/E Puente Alto	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	4.209,47	601,23	61,30	161,13	823,66
SE-N_2	Ancoa	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	142.693,10	13.528,27	1.379,40	3.156,84	18.064,51
SE-N_2	Ancoa	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	178.911,86	17.015,07	1.747,24	3.970,48	22.732,79
SE-N_2	Ancoa	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	55.196,75	4.182,42	426,55	975,97	5.584,94
SE-N_2	Ancoa	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	35,74	3,39	0,35	0,79	4,52
SE-N_3	Atacama	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	80.588,62	7.745,28	790,63	1.807,37	10.343,28
SE-N_3	Atacama	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	34,77	3,30	0,34	0,77	4,40
RE481_2023_Art1_N1	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Costanera – Puente Alto	NUP 1841	Línea	110 kV	1.226.527,16	94.334,48	13.286,29	25.280,89	132.901,66
RE481_2023_Art1_N1	Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Costanera – Puente Alto	NUP 1841	Subestaciones	110 kV	23.758,03	2.950,06	301,09	790,59	4.041,75
SE-Z_134	Batuco	NUP 3120	Subestaciones	<= 23kV	13.889,12	1.326,81	135,35	355,58	1.817,73
SE-Z_134	Batuco	NUP 2763	Subestaciones	<= 23kV	13.889,12	1.326,81	135,35	355,58	1.817,73
SE-Z_71	Bosquemar	NUP 1748	Subestaciones	110 kV	4.852,10	565,98	57,73	329,25	952,96
SE-Z_71	Bosquemar	NUP 1748	Subestaciones	<= 23kV	81.237,13	6.899,42	718,55	4.013,57	11.631,54
Z_496	Cabrero 066->Charrua 066	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	66 kV	18.000,45	1.714,84	174,86	636,75	2.526,45
SE-N_5	Calama Nueva	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	37.961,36	3.309,19	369,52	772,20	4.450,91
SE-N_5	Calama Nueva	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	110 kV	83.882,55	7.072,06	887,19	1.650,27	9.609,52
SE-N_5	Calama Nueva	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	228.919,08	25.024,63	2.675,65	5.839,52	33.539,81

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
Z_12	Calama Nueva 110->Calama 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	18.851,37	1.570,55	194,21	1.217,34	2.982,10
Z_13	Calama Nueva 220->Calama Nueva 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	110 kV	34.180,12	3.609,75	406,38	2.797,93	6.814,06
SE-Z_32	Caldera	NUP 1674	Subestaciones	<= 23kV	28.350,53	2.217,05	226,06	1.242,10	3.685,20
SE-N_6	Candelaria	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	92.007,71	11.713,66	1.195,07	2.733,40	15.642,13
SE-N_7	Cardones	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	14.091,72	1.364,27	145,67	318,35	1.828,29
SE-N_7	Cardones	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	1.861,21	176,46	17,99	41,18	235,62
SE-N_7	Cardones	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	303,89	28,81	2,94	6,72	38,47
N_18	Cardones 220->Algarrobal 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	17.504,40	1.659,54	169,21	387,25	2.216,00
Z_80	Cardones 220->Cardones 110	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	110 kV	2.922,80	283,61	28,91	158,89	471,42
SE-N_8	Carrera Pinto	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	37.414,55	2.937,17	306,82	685,39	3.929,38
SE-Z_34	Castilla	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	4.507,63	637,27	64,95	357,03	1.059,24
SE-Z_34	Castilla	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	534,28	51,84	5,29	29,04	86,17
SE-N_9	Cautin	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	102.099,88	11.174,38	1.166,64	2.607,55	14.948,56
SE-N_9	Cautin	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	7.214,43	1.028,16	104,81	239,92	1.372,88
SE-N_9	Cautin	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	45.414,44	3.706,25	377,96	864,86	4.949,07
SE-Z_7	Cerro Dragon	NUP 4135	Subestaciones	110 kV	-26.817,97	-2.477,91	-252,85	-1.924,05	-4.654,82
SE-N_10	Cerro Navia	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	296.920,37	25.048,88	2.922,69	5.845,18	33.816,75
SE-N_10	Cerro Navia	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	34 kV	2.074,62	196,69	20,06	45,90	262,64
SE-N_10	Cerro Navia	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	127.965,33	11.883,21	1.211,68	2.772,96	15.867,85
SE-N_10	Cerro Navia	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	1.957,04	185,54	18,92	43,30	247,76
Z_316	Cerro Navia 220->Cerro Navia 110	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	110 kV	15.350,71	1.466,44	149,59	392,99	2.009,02
SE-Z_142	Chacabuco	NUP 2686	Subestaciones	<= 23kV	68.464,36	5.711,60	606,22	1.530,66	7.848,48
SE-Z_142	Chacabuco	NUP 2033	Subestaciones	<= 23kV	50.934,96	4.205,40	431,79	1.127,01	5.764,20
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Subestaciones	500 kV	232.246,72	27.770,17	2.831,07	6.480,20	37.081,43
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	25.166,05	2.555,31	286,49	596,28	3.438,08
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	218.935,49	20.440,26	2.084,20	4.769,76	27.294,22
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	3.552,14	336,77	34,34	78,58	449,69
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	2.039.968,72	160.910,57	25.095,51	37.548,64	223.554,72
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	305.143,36	28.929,65	2.949,79	6.750,76	38.630,21
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	39.860,22	3.040,80	310,12	709,57	4.060,50
SE-N_11	Charrua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	74.454,16	9.163,51	934,17	2.138,32	12.236,00
RE380_2020_Art2_N8	Charrua 220->Notros 220	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Línea	220 kV	46.205.112,35	3.386.291,56	536.756,90	790.194,55	4.713.243,00
RE380_2020_Art2_N12	Charrua 220->Tap Cholguan 220	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Línea	220 kV	5.162.506,79	380.798,55	59.583,81	88.859,73	529.242,09

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_12	Chena	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	3.986,39	377,94	38,54	88,19	504,66
SE-Z_143	Chicureo	NUP 2828	Subestaciones	<= 23kV	30.571,10	2.336,29	238,40	626,11	3.200,80
SE-Z_240	Chillan	NUP 2358	Subestaciones	<= 23kV	35.564,96	2.815,07	287,10	1.045,28	4.147,45
SE-N_15	Ciruelos	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	18.380,23	2.138,76	226,64	499,08	2.864,49
SE-N_17	Concepcion	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	31.851,93	2.419,92	246,80	564,69	3.231,41
SE-N_17	Concepcion	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	109.878,50	8.529,62	1.403,26	1.990,39	11.923,27
SE-N_17	Concepcion	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	41.609,74	3.944,88	402,24	920,54	5.267,66
SE-N_18	Condores	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	121.266,29	12.687,76	1.395,88	2.960,70	17.044,35
SE-N_18	Condores	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	110 kV	23.410,19	1.800,94	287,91	420,25	2.509,10
SE-N_18	Condores	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	3.584,46	266,02	40,10	62,08	368,19
Z_21	Condores 110->Pacífico 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	12.608,51	1.065,95	121,36	826,22	2.013,52
Z_22	Condores 110->Palafitos 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	15.151,42	1.286,00	142,88	996,78	2.425,66
Z_24	Condores 220->Condores 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	110 kV	48.418,87	4.472,90	539,37	3.466,95	8.479,22
SE-Z_253	Coronel	NUP 3178	Subestaciones	<= 23kV	126.525,23	10.078,46	1.432,34	3.742,28	15.253,09
SE-Z_253	Coronel	NUP 3178	Subestaciones	154 kV	257,06	36,68	3,74	13,62	54,04
Z_562	Coronel 154->Coronel 066	NUP 3098	Transformación	66 kV	59.666,79	4.617,54	470,94	1.709,96	6.798,44
SE-N_20	Cumbre	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	500 kV	8.855,52	1.262,03	128,65	294,50	1.685,17
SE-N_20	Cumbre	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	500 kV	751.322,39	91.677,07	10.593,54	21.392,96	123.663,56
N_43	Cumbre 500->Nueva Cardones 500	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Línea	500 kV	35.030,15	3.857,50	393,28	900,15	5.150,93
SE-Z_438	Dalcahue	NUP 2113	Subestaciones	<= 23kV	148.125,41	16.386,84	1.749,65	11.081,20	29.217,69
SE-Z_438	Dalcahue	NUP 2113	Subestaciones	110 kV	2.061,41	296,64	30,26	200,59	527,49
SE-N_21	Diego de Almagro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	28.072,68	2.707,52	286,76	631,80	3.626,07
SE-N_21	Diego de Almagro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	96.700,26	7.387,27	753,39	1.723,83	9.864,49
SE-N_21	Diego de Almagro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	28.219,33	2.675,38	272,79	624,30	3.572,48
SE-N_21	Diego de Almagro	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	10.484,59	791,95	80,77	184,80	1.057,53
SE-N_21_D	Diego de Almagro - Distribuidoras	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	3.180,38	315,23	32,16	244,34	591,73
Z_96	Diego de Almagro 110->Diego de Almagro 023	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	<= 23kV	16.334,91	1.362,10	138,88	763,11	2.264,09
D_216	Diego de Almagro 220->Seccionadora Francisco 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	65,32	5,04	0,51	2,25	7,80
SE-N_23	Don Hector	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	100.553,44	7.693,73	904,34	1.795,34	10.393,41
SE-D_138	Dos Amigos	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	250,12	24,04	2,45	10,75	37,24
SE-D_138	Dos Amigos	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	118,78	11,42	1,16	5,11	17,69
SE-N_24	Duquenco	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	252.999,31	27.827,81	3.115,90	6.493,65	37.437,35
SE-N_24	Duquenco	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	66 kV	36.597,33	2.716,62	384,74	633,93	3.735,28

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_24	Duquenco	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	10.766,35	978,10	104,18	228,24	1.310,52
SE-N_24_D	Duquenco - Distribuidoras	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	17.757,14	1.450,68	147,94	538,66	2.137,29
Z_574	Duquenco 066->Duquenco 023	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	<= 23kV	114.421,30	9.533,25	1.045,93	3.539,84	14.119,03
Z_576	Duquenco 066->Tap Santa Barbara 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	66 kV	117.693,75	10.210,95	1.142,42	3.791,48	15.144,84
N_46	Duquenco 220->Bureo 220	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	220 kV	101.079,34	8.284,84	970,32	1.933,27	11.188,43
Z_577	Duquenco 220->Duquenco 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	66 kV	27.396,88	3.027,13	308,63	1.124,02	4.459,77
N_47	Duquenco 220->Los Varones 220	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	220 kV	83.161,91	6.976,85	732,81	1.628,06	9.337,72
N_48	El Cobre 220->Esperanza SING 220	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Línea	220 kV	22.734,32	2.155,37	219,77	502,96	2.878,09
SE-D_219	El Manzano	NUP 3339	Subestaciones	<= 23kV	31,53	1,83	0,33	0,82	2,98
SE-D_219_D	El Manzano	NUP 3339	Subestaciones	<= 23kV	73.741,97	5.631,49	583,82	1.509,19	7.724,50
SE-Z_42	El Salado	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	938,25	97,93	11,58	54,87	164,38
SE-Z_42	El Salado	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	125,72	12,20	1,24	6,83	20,28
SE-N_26	Encuentro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	3.731,57	353,78	36,07	82,55	472,40
SE-N_26	Encuentro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	92.899,98	6.791,24	1.233,17	1.584,74	9.609,15
N_53	Encuentro 220->Tap off Sierra Gorda Eolico 220	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Línea	220 kV	12.050,77	1.142,49	116,49	266,60	1.525,59
SE-Z_9	Esmeralda	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	110 kV	674,90	52,86	8,14	40,97	101,96
SE-Z_9	Esmeralda	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	52.187,19	7.451,10	776,44	5.775,36	14.002,90
SE-Z_9	Esmeralda	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	23.361,02	2.194,63	246,08	1.701,06	4.141,77
Z_26	Esmeralda 110->Centro 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	10.090,04	948,68	110,69	735,33	1.794,70
Z_27	Esmeralda 110->Guardia Marina 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	9.228,19	722,75	111,24	560,20	1.394,19
Z_28	Esmeralda 110->Sur 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	31.804,36	2.782,29	315,94	2.156,56	5.254,78
D_85	Esmeralda 110->Tap Uribe 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	404,31	34,41	3,95	15,40	53,77
Z_29	Esmeralda 220->Esmeralda 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	110 kV	22.733,76	2.795,54	293,18	2.166,83	5.255,54
SE-Z_81	Esperanza	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	88.162,60	10.350,86	1.057,16	6.021,37	17.429,39
SE-N_27	Esperanza SING	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	6.507,60	479,93	76,56	111,99	668,49
N_54	Esperanza SING 220->Centinela 220	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	220 kV	22.554,60	2.138,33	218,03	498,98	2.855,34
Z_116	H. Fuentes 110->Galleguillos 110	NUP 2221	Línea	110 kV	-372.709,75	-28.223,29	-6.100,20	-18.650,16	-52.973,65
Z_116	H. Fuentes 110->Galleguillos 110	NUP 2528	Línea	110 kV	16.669,99	1.303,62	132,92	730,35	2.166,88
SE-N_28	Hualpen	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	25.804,60	2.728,09	343,32	636,60	3.708,01

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_28	Hualpen	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	4.817,35	456,72	46,57	106,58	609,86
SE-N_28	Hualpen	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	348,90	33,08	3,37	7,72	44,17
Z_619	Hualpen 154->Hualpen 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	154 kV	63.449,76	4.828,85	492,50	1.793,03	7.114,37
SE-D_145	Huasco	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	163,89	15,75	1,61	7,05	24,40
SE-N_29	Itahue	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	177.376,26	13.403,16	1.366,94	3.127,64	17.897,74
SE-N_29	Itahue	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	7.362,84	698,05	71,18	162,89	932,11
SE-N_29	Itahue	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	77.127,68	5.737,14	963,13	1.338,77	8.039,05
Z_635	Itahue 154->Itahue 066	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	66 kV	14.041,65	1.068,64	108,99	396,80	1.574,44
SE-Z_84	La Calera	NUP 1752	Subestaciones	110 kV	2.625,60	245,35	25,03	142,72	413,10
Z_203	La Calera 110->Tap Pachacama A 110	NUP 1752	Línea	110 kV	431.259,81	35.831,53	4.165,86	20.844,14	60.841,53
Z_33	La Portada 110->Guardia Marina 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	9.477,68	744,09	113,48	576,74	1.434,32
Z_342	La Reina 110->La Reina 012	NUP 1914	Transformación	<= 23kV	15.040,26	1.213,17	152,21	325,12	1.690,50
Z_342	La Reina 110->La Reina 012	NUP 2656	Transformación	<= 23kV	26.089,09	2.492,26	254,23	667,91	3.414,40
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	Existente	Línea	220 kV	11.371.046,72	832.652,03	131.984,99	194.300,19	1.158.937,21
N_61	Laberinto 220->Kimal 220	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Línea	220 kV	898.137,56	62.869,63	21.211,41	14.670,69	98.751,73
N_62	Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	220 kV	7.582.478,24	555.277,15	87.991,35	129.574,48	772.842,98
SE-N_33	Lagunas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	300,90	28,53	2,91	6,66	38,09
SE-N_33	Lagunas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	507.871,06	43.285,34	6.544,63	10.100,68	59.930,64
SE-N_34	Lagunillas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	311.699,35	28.536,37	4.047,64	6.658,99	39.243,01
SE-N_34	Lagunillas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	7.722,73	732,17	74,65	170,85	977,67
SE-N_34	Lagunillas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	145,32	13,78	1,40	3,21	18,40
SE-Z_286	Laja	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	347,97	33,15	3,38	12,31	48,84
SE-Z_286	Laja	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	258,90	24,66	2,51	9,16	36,34
SE-N_35	Las Palmas	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	170.831,65	20.975,48	2.346,40	4.894,65	28.216,53
RE380_2020_Art2_N12	Línea 1x220 kV Cholguán - Charrúa	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Línea	220 kV	10.744,95	784,39	125,75	183,04	1.093,17
Z_347	Lo Boza 110->Lo Boza 012	NUP 1458	Transformación	<= 23kV	6.962,11	563,02	80,53	150,88	794,43
Z_348	Lo Boza 110->Lo Boza 012	NUP 1458	Transformación	<= 23kV	425,40	34,85	3,56	9,34	47,74
Z_348	Lo Boza 110->Lo Boza 023	NUP 1458	Transformación	<= 23kV	2.393,25	188,69	28,58	50,57	267,83
Z_700	Los Angeles 066->Tap Duqueco 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	66 kV	23.470,67	1.779,15	197,30	660,63	2.637,08
SE-N_37	Los Changos	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	500 kV	35.856,86	5.110,09	520,90	1.192,45	6.823,44
N_72	Los Changos 500->Cumbre 500	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Línea	500 kV	48.075,36	5.294,03	539,74	1.235,37	7.069,13
SE-N_38	Los Maquis	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	17.159,61	2.311,58	236,54	539,41	3.087,54

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_40	Los Vilos	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	25.447,68	2.547,77	334,09	594,52	3.476,38
RE013_2024_Art2_N4	LT 2x220 kV Charrúa – Santa Clara	NUP 2432	Línea	220 kV	958.162,54	76.350,18	9.586,70	17.816,39	103.753,26
RE013_2024_Art2_N4	LT 2x220 kV Charrúa – Santa Clara	NUP 2432	Línea	220 kV	135.394,12	9.883,85	1.584,49	2.306,41	13.774,74
RE013_2024_Art2_N5	LT 2x220 kV Santa Clara – Mulchén	NUP 2432	Línea	220 kV	959.289,41	76.463,15	9.586,83	17.842,75	103.892,74
RE013_2024_Art2_N5	LT 2x220 kV Santa Clara – Mulchén	NUP 2432	Línea	220 kV	135.394,12	9.883,85	1.584,49	2.306,41	13.774,74
SE-N_41	Maipo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	44.988,81	5.255,01	536,71	1.226,26	7.017,98
D_384	Maipo 220->Maipo 110	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	110 kV	460,02	65,74	6,70	29,41	101,85
SE-N_42	Maitencillo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	27.128,14	2.065,74	210,68	482,04	2.758,46
SE-N_42	Maitencillo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	285.281,45	27.442,10	3.298,08	6.403,64	37.143,82
SE-N_42	Maitencillo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	17.053,46	1.616,78	164,85	377,28	2.158,91
SE-Z_165	Mariscal	NUP 2800	Subestaciones	<= 23kV	5.725,07	473,64	48,32	126,93	648,90
SE-Z_89	Miraflores	NUP 1629	Subestaciones	<= 23kV	2.411,44	234,87	23,96	136,63	395,46
SE-N_45	Miraje	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	84.588,79	9.478,78	1.176,47	2.211,88	12.867,13
SE-N_46	Mulchen	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	68.215,36	8.791,67	897,19	2.051,55	11.740,41
RE380_2020_Art2_N5	Mulchen 220->Notros 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	16.925.934,36	1.241.016,82	196.098,56	289.592,52	1.726.707,90
SE-N_47	Neptuno	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	2.903,31	319,71	42,92	74,60	437,23
SE-N_48	Nogales	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	103.291,25	8.427,31	1.231,82	1.966,52	11.625,65
RE380_2020_Art2_N10	Notros 220->Charrua 220 C1 (Tap Trupan)	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Línea	220 kV	19.341.293,56	1.416.074,06	225.412,50	330.442,31	1.971.928,86
RE380_2020_Art2_N11	Notros 220->Tap Cholguan 220	CNE.OF.ORD. N 163-2024	Línea	220 kV	13.015.704,25	951.352,71	151.810,24	221.999,11	1.325.162,06
SE-N_50	Nueva Cardones	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	500 kV	55.054,92	7.846,08	799,79	1.830,89	10.476,76
SE-N_50	Nueva Cardones	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	500 kV	381.247,87	51.067,84	5.487,61	11.916,74	68.472,19
RE92_2023_Art2_N1	Nueva S/E Bajos de Mena	NUP 1839	Subestaciones	110 kV	218.023,70	17.373,96	2.725,52	4.656,08	24.755,56
RE92_2023_Art2_N1	Nueva S/E Bajos de Mena	NUP 1839	Subestaciones	<= 23kV	106.800,05	8.723,08	890,02	2.337,72	11.950,82
RE92_2023_Art2_N1	Nueva S/E Bajos de Mena	NUP 1839	Línea	110 kV	225.951,63	19.338,32	1.972,96	5.182,52	26.493,80
RE92_2023_Art2_N1	Nueva S/E Bajos de Mena	NUP 1839	Transformación	110 kV	838.940,77	64.750,21	6.607,08	17.352,54	88.709,82
RE92_2023_Art2_N1	Nueva S/E Bajos de Mena	NUP 1839	Transformación	<= 23kV	67.729,20	5.431,80	554,22	1.455,68	7.441,70
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro (ex Los Canelos)	NUP 2096 E1	Subestaciones	154 kV	3.066.475,91	262.196,08	37.219,14	97.357,34	396.772,56
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro (ex Los Canelos)	NUP 2096 E1	Transformación	66 kV	2.369.778,01	183.518,47	20.432,77	68.143,16	272.094,40
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro (ex Los Canelos)	NUP 2096 E1	Subestaciones	66 kV	575.767,47	43.391,72	6.813,79	16.112,00	66.317,50
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro	NUP 2096 E1	Transformación	<= 23kV	936.873,02	74.138,93	8.213,39	27.528,90	109.881,22

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
	(ex Los Canelos)								
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro (ex Los Canelos)	NUP 2096 E1	Línea	66 kV	9.897,09	925,03	95,65	343,48	1.364,16
RE546_2023_Art2_N2	Nueva S/E Montenegro (ex Los Canelos)	NUP 2096 E1	Subestaciones	<= 23kV	713.612,37	57.840,14	8.070,17	21.476,91	87.387,23
RE3_2023_Art2_N1	Nueva Subestación Fuentecilla	NUP 2695	Línea	66 kV	496.197,44	40.890,35	5.312,86	15.183,20	61.386,41
RE3_2023_Art2_N1	Nueva Subestación Fuentecilla	NUP 2695	Subestaciones	66 kV	2.182.038,24	182.798,22	29.161,90	67.875,72	279.835,84
RE3_2023_Art2_N1	Nueva Subestación Fuentecilla	NUP 2695	Transformación	66 kV	814.010,38	63.546,70	7.011,19	23.595,84	94.153,73
RE3_2023_Art2_N1	Nueva Subestación Fuentecilla	NUP 2695	Subestaciones	<= 23kV	328.142,83	30.316,69	3.373,65	11.257,04	44.947,37
RE3_2023_Art2_N1	Nueva Subestación Fuentecilla	NUP 2695	Transformación	<= 23kV	99.236,44	8.655,06	1.002,64	3.213,75	12.871,46
RE3_2023_Art2_N3	Nueva Subestación Puquillay	NUP 2822	Subestaciones	66 kV	2.526.851,82	208.101,32	34.720,06	77.271,14	320.092,52
RE3_2023_Art2_N3	Nueva Subestación Puquillay	NUP 2822	Transformación	66 kV	859.961,76	67.054,05	7.619,52	24.898,17	99.571,74
RE3_2023_Art2_N3	Nueva Subestación Puquillay	NUP 2822	Línea	66 kV	498.776,42	41.141,83	5.314,68	15.276,58	61.733,09
RE3_2023_Art2_N3	Nueva Subestación Puquillay	NUP 2822	Transformación	<= 23kV	99.759,20	8.703,02	1.008,14	3.231,56	12.942,73
RE3_2023_Art2_N3	Nueva Subestación Puquillay	NUP 2822	Subestaciones	<= 23kV	362.098,26	33.005,72	3.402,30	12.255,52	48.663,54
RE3_2023_Art2_N2	Nueva Subestación Santa Cruz	NUP 2824	Línea	66 kV	532.935,13	44.009,79	5.708,66	16.341,49	66.059,94
RE3_2023_Art2_N2	Nueva Subestación Santa Cruz	NUP 2824	Subestaciones	66 kV	2.853.495,92	240.291,75	43.557,02	89.223,91	373.072,68
RE3_2023_Art2_N2	Nueva Subestación Santa Cruz	NUP 2824	Transformación	66 kV	988.090,96	76.488,59	8.946,91	28.401,36	113.836,87
RE3_2023_Art2_N2	Nueva Subestación Santa Cruz	NUP 2824	Subestaciones	<= 23kV	310.811,01	29.577,40	3.189,89	10.982,53	43.749,82
RE3_2023_Art2_N2	Nueva Subestación Santa Cruz	NUP 2824	Transformación	<= 23kV	136.967,62	11.782,51	1.428,91	4.375,02	17.586,45
RE246_2020_Art2_N2	Nuevo Transformador 220/154 kV y adecuaciones en S/E Tinguiririca	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	18.109,56	1.725,24	175,92	640,61	2.541,76
SE-Z_446	Osorno	NUP 1492	Subestaciones	66 kV	19.791,41	2.443,65	249,38	1.652,46	4.345,49
SE-Z_446	Osorno	NUP 1492	Subestaciones	<= 23kV	88.915,56	7.361,59	818,65	4.978,10	13.158,34
SE-Z_53	Ovalle	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	4.303,88	618,27	63,02	346,38	1.027,66
SE-N_54	Pan de Azucar	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	203.605,44	17.175,50	2.560,49	4.007,92	23.743,91
SE-N_54	Pan de Azucar	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	14.436,79	1.368,71	139,56	319,39	1.827,65
SE-N_54	Pan de Azucar	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	2.913,72	276,24	28,17	64,46	368,87

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
N_105	Pan de Azucar 220->Punta Colorada 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	37.411,48	2.825,88	288,20	659,42	3.773,50
Z_766	Panimavida 066->Ancoa 066	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	66 kV	14.018,62	1.066,89	108,81	396,15	1.571,85
SE-D_167	Paposo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	211,96	15,81	2,83	7,07	25,71
SE-N_55	Parinacota	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	45.302,30	4.656,37	545,95	1.086,57	6.288,89
SE-N_55	Parinacota	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	66 kV	5.441,12	397,20	65,77	92,69	555,66
SE-N_55	Parinacota	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	<= 23kV	3.168,59	231,31	37,08	53,98	322,37
SE-N_55	Parinacota	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	66 kV	23.551,04	1.778,33	182,37	414,98	2.375,68
SE-N_55	Parinacota	CNE.OF.ORD. N 338-2022	Subestaciones	<= 23kV	23.314,92	1.761,09	179,61	410,95	2.351,66
Z_43	Parinacota 066->Chinchorro 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	66 kV	13.523,00	1.537,85	156,88	1.191,99	2.886,73
Z_44	Parinacota 066->Pukara 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	66 kV	14.685,81	1.637,89	167,09	1.269,53	3.074,50
Z_45	Parinacota 220->Parinacota 066	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Transformación	66 kV	6.300,27	624,46	63,71	484,02	1.172,20
SE-Z_331	Parral	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	2.619,83	249,58	25,45	92,67	367,70
D_408	Pehuenche 220->Ancoa 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	62,21	4,78	0,49	2,14	7,40
SE-N_56	Polpaico	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	73.044,18	9.873,33	1.006,95	2.303,95	13.184,23
SE-N_56	Polpaico	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	357.477,84	33.891,31	3.455,70	7.908,57	45.255,59
SE-N_56	Polpaico	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	500 kV	266.463,54	25.372,57	2.612,63	5.920,71	33.905,91
SE-N_56	Polpaico	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	9.621,04	912,14	93,01	212,85	1.217,99
N_111	Polpaico 500->Polpaico 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Transformación	220 kV	282.648,74	26.797,01	2.732,34	6.253,11	35.782,46
SE-Z_344	Pucon	NUP 1395	Subestaciones	66 kV	10.534,74	1.003,61	102,34	372,65	1.478,60
Z_378	Puente Alto 110->Puente Alto 012	NUP 3371	Transformación	<= 23kV	62.766,56	5.237,45	534,36	1.403,59	7.175,40
SE-N_58	Puente Negro	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	286.818,50	22.572,07	3.556,96	5.267,22	31.396,25
N_114	Puente Negro 220->Tinguiririca 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	870.658,09	65.515,06	10.147,26	15.288,00	90.950,32
SE-N_59	Puerto Montt	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	8.092,09	768,87	78,79	179,42	1.027,07
SE-Z_14	Pukara	NUP 4139	Subestaciones	<= 23kV	-3.613,15	-220,27	-22,50	-171,87	-414,64
SE-N_60	Punta Colorada	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	122.267,09	15.724,39	1.714,63	3.669,30	21.108,32
Z_382	Quilicura 110->Quilicura 012	NUP 3135	Transformación	110 kV	14.043,39	1.252,59	150,05	335,68	1.738,32
SE-D_293	Quilleco	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	126,41	18,10	1,85	8,10	28,05
SE-N_64	Quillota	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	76.630,76	6.890,43	705,50	1.607,89	9.203,82
SE-N_64	Quillota	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	93.337,02	8.848,98	902,28	2.064,92	11.816,18
SE-N_65	Rahue	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	85.961,97	7.807,80	1.091,79	1.821,96	10.721,55
SE-Z_353	Rancagua	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	35.297,97	2.904,80	299,85	1.078,59	4.283,25

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_66	Rapel	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	38.529,85	3.655,19	373,23	852,94	4.881,37
SE-Z_358	Rengo	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	700,10	66,70	6,80	24,77	98,26
SE-Z_59	Romeral	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	240,64	23,35	2,38	13,08	38,81
SE-D_297	Rucue	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	12,33	1,76	0,18	0,79	2,73
N_125	S. San Andres 220->Cardones 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	35.008,80	3.319,07	338,43	774,51	4.432,01
RE013_2024_Art2_N7	S/E Santa Clara	NUP 2432	Subestaciones	220 kV	1.086.711,95	90.756,68	12.366,09	21.178,16	124.300,93
RE013_2024_Art2_N7	S/E Santa Clara	NUP 2432	Subestaciones	220 kV	108.597,55	7.927,68	1.272,64	1.849,93	11.050,26
RE013_2024_Art2_N7	S/E Santa Clara	NUP 2432	Línea	220 kV	22.624,35	1.708,93	174,29	398,78	2.282,00
SE-N_68	Salar	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	220 kV	2.109,59	159,35	16,25	37,18	212,78
N_126	Salar 220->Calama Nueva 220	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	220 kV	44.411,69	3.370,77	522,23	786,57	4.679,58
SE-Z_102	San Antonio	NUP 1749	Subestaciones	110 kV	3.064,70	308,48	31,47	179,45	519,40
SE-Z_102	San Antonio	NUP 1749	Subestaciones	<= 23kV	67.347,33	5.831,54	616,08	3.392,36	9.839,98
SE-Z_361	San Fernando	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	2.558,93	243,78	24,86	90,52	359,16
SE-Z_178	San Joaquin	NUP 3470	Subestaciones	<= 23kV	613.279,88	49.167,71	5.994,43	13.176,55	68.338,69
Z_391	San Joaquin 110->San Joaquin 012	NUP 3470	Transformación	<= 23kV	97.235,49	8.070,88	856,90	2.162,93	11.090,71
SE-Z_367	San Vicente	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	227.082,13	17.326,67	1.767,15	6.433,65	25.527,48
SE-Z_367	San Vicente	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	389,85	37,14	3,79	13,79	54,72
SE-Z_367	San Vicente	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	73.300,30	6.036,07	615,57	2.241,29	8.892,93
SE-Z_374	Sauzal	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	154 kV	94.456,44	6.987,51	1.249,85	2.594,57	10.831,93
SE-Z_374	Sauzal	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	728,10	69,36	7,07	25,76	102,19
D_256	Seccionadora Francisco 220->Tap Taltal 1 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	40,19	3,10	0,32	1,39	4,80
RE546_2023_Art2_N1	Seccionamiento Línea 1x154 kV Charrúa - Chillán	NUP 2096 E1	Línea	154 kV	1.073.497,82	85.243,97	11.682,17	31.652,36	128.578,50
RE92_2023_Art2_N2	Seccionamiento línea 2x110 kV Alto Jahuel - Florida.	NUP 1838	Línea	110 kV	945.044,84	71.272,13	10.511,06	19.100,36	100.883,55
SE-Z_375	Talca	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	2.437,63	347,85	35,46	129,16	512,47
Z_57	Tap Alto Hospicio 110->Alto Hospicio 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	701,24	60,32	6,16	46,76	113,24
SE-NE_3	Tap El Llano	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	160.133,62	12.873,94	2.084,16	3.004,15	17.962,24
NE_43	Tap El Llano 220->Los Maquis 220	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Línea	220 kV	3.476,33	495,43	50,50	115,61	661,53
SE-D_120	Tap Uribe	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Subestaciones	110 kV	1.833,68	170,09	21,53	76,10	267,72
SE-N_78	Tarapaca	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	19.869,67	2.089,80	213,96	487,66	2.791,42
SE-N_79	Temuco	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	65.012,66	4.938,91	837,28	1.152,50	6.928,68

codigo244	nombre244	NombreDecreto	TipoTramo	TensionTarifa	VI_TOTAL US\$	AVI_TOTAL US\$	AEIR US\$	COMA US\$	VATT US\$
SE-N_79	Temuco	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	544,05	51,58	5,26	12,04	68,88
SE-N_79	Temuco	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	66 kV	15.548,95	1.474,15	150,31	343,99	1.968,45
SE-N_80	Tinguiririca	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	270,79	29,82	4,00	6,96	40,78
D_188	Uribe 110->Tap Uribe 110	CNE.OF.ORD. N 569-2020	Línea	110 kV	536,14	41,34	5,75	18,49	65,58
SE-N_81	Valdivia	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	220 kV	23.738,89	2.297,30	245,08	536,08	3.078,46
SE-Z_459	Valdivia STS	NUP 2990	Subestaciones	<= 23kV	179.283,80	15.137,32	1.545,35	10.236,25	26.918,92
Z_1048	Valdivia STS 066->Valdivia STS 023	NUP 2990	Transformación	<= 23kV	2.363,10	230,94	23,57	156,17	410,67
SE-Z_66	Vallenar	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	110 kV	773,48	75,05	7,65	42,05	124,75
SE-Z_66	Vallenar	CNE.OF.ORD. N 267-2024	Subestaciones	<= 23kV	4.497,03	436,36	44,49	244,47	725,32
Z_957	Villarrica 066->Pucon 066	NUP 1394	Línea	66 kV	10.534,74	1.003,61	102,34	372,65	1.478,60

Anótese, Publíquese, Notifíquese y Archívese

**SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

DZO/LZG/PMP/SQI/MZR

Distribución:

- Grupo SAESA
- Coordinador Eléctrico Nacional.
- Secretaría Ejecutiva.
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE

Expedientes N° 2689 – 2025; N° 2690 – 2025; N° 2812 – 2025.