COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

**REF.:** Establece procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley 20.936.

**SANTIAGO,** 14 SEP 2016

**RESOLUCION EXENTA Nº** 668

**VISTOS**

a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9° del D.L. N° 2.224 de 1978, del Ministerio de Minería que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión";

b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley Nº4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº1 de 1982, del Ministerio de Minería, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o "la Ley";

c) Lo señalado en el artículo décimo tercero transitorio de la Ley N°20.936 de 2016, que Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Ley N°20.936"; y

d) Lo señalado en la Resolución N°1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.

**CONSIDERANDO:**

a) Que, con fecha 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.936, que introduce cambios en la Ley General de Servicios Eléctricos;

b) Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo décimo tercero transitorio de la Ley N°20.936, el Ministerio de Energía, previa resolución exenta de la

Comisión, fijará mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria;

c) Que, el citado artículo establece un proceso ad-hoc para la fijación de las obras de transmisión zonal de ejecución obligatoria por parte de la autoridad regulatoria;

d) Que, resulta necesario, para la adecuada implementación de dicho proceso de determinación de obras zonales de ejecución obligatoria, establecer un procedimiento especial que regule en detalle los plazos, etapas y requisitos del mismo; y

e) Que, para estos efectos, se requiere la dictación del respectivo acto administrativo a través del cual se apruebe el procedimiento especial a que se ha hecho referencia.

**RESUELVO:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Establécese el siguiente procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley 20.936:

**Artículo 1°.- Objeto.** La presente resolución tiene por objeto establecer el procedimiento especial asociado a la determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo décimo tercero transitorio de la Ley 20.936 y, en particular, los plazos, etapas y requisitos que se deben cumplir durante su ejecución.

**Artículo 2°.- Presentación de antecedentes por empresas de transmisión zonal.** Las empresas de transmisión zonal deberán presentar a través de Oficina de Partes de la Comisión, una nómina de las obras que estén en construcción y una propuesta de expansión, las cuales contendrán las obras consideradas necesarias para el abastecimiento de la demanda.

En el caso de las propuestas de expansión presentadas por las empresas, el inicio de construcción de las respectivas obras deberá encontrarse previsto hasta el 31 de diciembre de 2018.

Habida consideración que el plazo establecido en la Ley 20.936 para la presentación de la nómina y propuesta de expansión expira el día 31 de octubre de 2016, y atendido que dicha fecha es feriado nacional, el plazo para la presentación de las nóminas y propuestas de expansión a que se refiere el inciso precedente, expirará el día miércoles 2 de noviembre de 2016.

La entrega de la información y antecedentes por parte de las empresas de transmisión zonal deberá efectuarse de acuerdo al formato que se contiene en el Anexo N° 1 de la presente Resolución, el cual deberá ser presentado en formato digital.

Las nóminas de obras en construcción y las propuestas de expansión presentadas por las empresas no serán vinculantes para la Comisión.

**Artículo 3°.- Requisitos para la presentación de la nómina de obras que estén en construcción.** Sólo para los efectos establecidos en la presente resolución, los proyectos contenidos en las nóminas de obras que estén en construcción, presentadas por las empresas de transmisión zonal, deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Estudio o Declaración de Impacto Ambiental, según corresponda, presentado por la empresa de transmisión zonal responsable de la obra indicada en la nómina, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley Nº 19.300 y en el artículo 3 del decreto supremo Nº 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental. En caso que la obra indicada en la nómina no deba someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, deberá presentarse el pronunciamiento de la autoridad ambiental en dicho sentido;

b) Órdenes de compra del correspondiente equipamiento eléctrico o electromagnético para el transporte o transformación de electricidad y los documentos de recepción y aceptación de cada orden de compra por el respectivo proveedor;

c) Tratándose de subestaciones que requieran compra de terreno, título habilitante para usar el o los terrenos en el cual se ubicará o construirá las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o como titular de servidumbres sobre los terrenos, o en defecto, el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;

d) Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la solicitud de antecedentes del respectivo proyecto de transmisión, según el formato que se contiene en el Anexo N° 2 de la presente Resolución.

Los requisitos establecidos en las letras precedentes deberán ser cumplidos en forma copulativa respecto a todos los proyectos presentados, salvo el indicado en la letra c), el cual deberá ser acreditado en aquellos casos en que por la naturaleza del proyecto se requiera.

No obstante lo anterior, excepcionalmente las empresas de transmisión zonal podrán dar cumplimiento posterior al requisito establecido en la letra a) anterior, en cuyo caso la incorporación en la nómina de obras en construcción contenida en el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria a que hace referencia el artículo 5°, se encontrará condicionado a que se cumpla con el mencionado requisito a más tardar el día 31 de enero de 2017.

**Artículo 4°.- Informe del CDEC o del Coordinador.** Una vez recibidas la nómina de obras que estén en construcción y las propuestas de expansión presentadas por las empresas de transmisión zonal, la Comisión pondrá dichos antecedentes en conocimiento de los respectivos CDEC, o en su caso, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente el Coordinador, quienes deberán emitir un informe con sus observaciones y parecer respecto a las expansiones propuestas por las empresas. El referido informe deberá ser presentado a más tardar el día 30 de diciembre del año 2016.

**Artículo 5°.- Listado Preliminar de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria.** La Comisión dentro del plazo de noventa días contados desde la entrega del Informe de los respectivos CDEC o Coordinador, a que se refiere el artículo precedente, definirá, mediante resolución exenta, el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda para cada sistema.

Para estos efectos, el listado de instalaciones distinguirá las obras que estén en construcción de aquellas que correspondan a obras de expansión, y dentro de estas últimas, las obras nuevas y las obras de ampliación.

La resolución indicada en el inciso primero contendrá la descripción de las instalaciones contenidas en el listado, su A.V.I. y C.O.M.A., plazo de entrada en operación y empresa propietaria, si corresponde éste último.

La resolución dictada por la Comisión será comunicada a las empresas de transmisión zonal que presentaron nóminas y propuestas de expansión, a través de correo electrónico y mediante su publicación en la página web de la Comisión.

**Artículo 6°.- Observaciones de las empresas.** Dentro del plazo de diez días contado desde la comunicación a que se refiere el inciso final del artículo precedente,

las respectivas empresas podrán presentar a la Comisión sus observaciones al contenido de la resolución dictada por ésta.

Sólo podrán presentar observaciones al contenido de la resolución, las empresas que hubiesen presentado nóminas de obras que estén en construcción y propuestas de expansión conforme lo establecido en el artículo 2°.

**Artículo 7°.- Listado Final de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria.** Una vez recibidas las observaciones de las empresas conforme lo indicado en el artículo precedente, y dentro de los treinta días siguientes contados desde la expiración del plazo para la presentación de las mismas, la Comisión deberá emitir la resolución exenta que aprueba el listado final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, la cual será comunicada a las empresas de transmisión zonal de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo 5°.

En contra de dicha resolución se podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, dentro del plazo de quince días contados desde su comunicación. Para estos efectos, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones a la resolución exenta que aprueba el listado preliminar de instalaciones persevere en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a dicha resolución, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado el listado final de instalaciones. El Panel de Expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la realización de la respectiva audiencia pública.

**Artículo 8°.- Listado Definitivo de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria y Decreto.** La Comisión emitirá la resolución exenta que aprueba el listado definitivo de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, dentro de los tres días de vencido el plazo para presentar discrepancias, en el caso que éstas no se presentaren, o dentro de quince días de notificado el dictamen del Panel de Expertos, para el caso que se hayan presentado.

La referida resolución se remitirá al Ministerio de Energía, el cual dentro del plazo de diez días de recibidos los antecedentes fijará el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", el que deberá publicarse en el Diario Oficial.

Las obras contenidas en el referido decreto deberán contener como mínimo su individualización, características y el A.V.I. y C.O.M.A. de cada proyecto.

Tratándose de las obras que estén en construcción, adicionalmente el decreto deberá contener la individualización de la empresa propietaria y la fecha de entrada en operación de la respectiva obra.

En el caso de las obras nuevas de expansión, el decreto contendrá, además, su plazo de ejecución y fecha de inicio de construcción. Por su parte, respecto de las obras de ampliación, deberá indicarse en el decreto su plazo de ejecución, empresa propietaria y fecha de inicio de construcción.

El inicio de construcción de las obras nuevas y de ampliación no podrá ser posterior al 31 de diciembre de 2018. Para estos efectos, se entenderá que se ha dado inicio a la construcción, una vez que la respectiva empresa proponente hubiese aceptado la adjudicación de la licitación dispuesta por el Coordinador.

**Artículo 9°.- Definición de proyectos por la Comisión.** Para la definición del listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria por parte de la Comisión, no se considerarán las obras menores a que se refiere el inciso final del artículo 92°, las cuales podrán ser ejecutadas por las empresas sujetándose a lo dispuesto en el citado artículo.

Para el sólo efecto de lo dispuesto en la presente resolución, se considerarán obras menores las modificaciones que se requieran en las subestaciones primarias de distribución circunscritas en media tensión, reemplazos de instalaciones de transmisión zonal reutilizando equipamientos existentes, modificaciones en instalaciones de transmisión zonal que aumenten el nivel de eficiencia en la operación y aumentos de capacidad de los equipamientos serie asociados a las líneas de transmisión.

Tampoco serán consideradas como proyectos susceptibles de ser incluidos en el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria a que se refiere la presente resolución, todas aquellas obras que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicaciones, adecuaciones a las protecciones, normalización de paños de conexión a subestaciones, normalización de altura de las líneas de transmisión, normalización de conexiones en derivación, entre otras normalizaciones necesarias para el cumplimiento de las exigencias normativas.

Adicionalmente, no se considerarán en el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, todos aquellos reemplazos de instalaciones de transmisión por cumplimiento de vida útil o por obsolescencia técnica, tales como reemplazos de protecciones, reemplazo de medidores y reemplazos de sistema de control y comunicaciones, entre otros. Por último, no se considerarán en el listado de instalaciones zonal de ejecución obligatoria, proyectos destinados a prestar servicios complementarios al sistema.

**Artículo 10°.- Intervención de líneas de transmisión dedicada.** Aquellas obras presentadas por las empresas de transmisión zonal en sus propuestas de expansión, que requieran para su ejecución la intervención de instalaciones de transmisión dedicada, podrán ser incorporadas en el listado preliminar de instalaciones de

transmisión zonal de ejecución obligatoria a que hace referencia el artículo 5°, sólo en tanto acrediten ante la Comisión la respectiva autorización del propietario de la instalación de transmisión dedicada que será objeto de intervención. Para estos efectos, el plazo para acreditar el referido acuerdo será a más tardar el día 31 de enero de 2017.

**Artículo 11°.- Remuneración de las Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria.** La remuneración de las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria contenidas en el Decreto indicado en el artículo 8° de la presente resolución, definidas como obras de expansión, tanto nuevas como ampliaciones, se regirán de acuerdo a las reglas contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en especial por las normas introducidas por la Ley N°20.936.

Por otra parte, las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria contenidas en el referido decreto, definidas como obras en construcción, serán remuneradas como obras existentes de transmisión zonal, desde que entren en operación conforme a lo señalado en el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Para estos efectos, la Comisión procederá a su valorización sobre la base de los antecedentes y metodología contenidos en el Informe Técnico Definitivo relativo al Decreto de Valorización de Subtransmisión o Zonal, que se encuentre vigente al momento de entrada en operación de la obra. El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará por decreto expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, el A.V.I. y C.O.M.A. a remunerar, el cual sólo se aplicará hasta la entrada en vigencia del siguiente decreto de valorización de la transmisión correspondiente.

# ANEXO N°1
# CARÁTULA DEL PROYECTO

| | |
|---|---|
| **Nombre del Proyecto** | |
| **Empresa** | |
| **Tipo (construcción o expansión)** | |
| **Correo Contacto** | |

## 1. Descripción del proyecto

Memoria descriptiva del proyecto con la ubicación geográfica, alcances, capacidad de la instalación, configuración, entre otras. Además una descripción del Sistema Zonal/Subsistema/Subestación en que se encuentra el proyecto.

## 2. Justificación del proyecto

Se debe indicar la justificación técnica del proyecto (por ejemplo, por seguridad, por suficiencia, entre otros)

## 3. Cantidad de clientes beneficiados

Se debe cuantificar la cantidad de clientes que se verían beneficiados por mejoramiento de la calidad de servicio con el proyecto propuesto, de acuerdo a los SAIDI por S/E Primaria.

## 4. Plazo constructivo (meses)

Plazo constructivo del proyecto incluyendo trámites ambientales, ingeniería de detalles, suministros y puesta en servicio, entre otros.

## 5. Fecha estimada inicio de construcción y fecha estimada entrada operación

Se debe especificar la fecha de inicio en construcción y la fecha estimada de entrada en operación del proyecto. En el caso de que el proyecto sea construido por etapas, se debe especificar las fechas individualizadas por cada una de ellas.

## 6. Valorización estimada del proyecto (miles de USD)

Presupuesto del proyectos de acuerdo al nivel de ingeniería conceptual en miles de dólares.

## 2. ANTECEDENTES PARA NUEVO PROYECTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

| 1. Tensión de operación (kV) | 2. Tensión de diseño (kV) |
|---|---|
| | |

| 3. Longitud estimada | | |
|---|---|---|
| 3.1 Longitud Estimada Conductor | | km |
| 3.2 Longitud Estimada Trazado (servidumbre) | | km |

| 4. Tipo de Conductor | | |
|---|---|---|
| 4.1 Nombre | | |
| 4.2 Sección | | mm2 |
| 4.3 Peso | | kg/metro |
| 4.4 Resistencia AC a 50°C, 50 Hz | | ohm/km |

| 5. Conductores fasciculados | | |
|---|---|---|
| 5.1 Numero de conductores | | |
| 5.2 Separación de subconductores | | cm |

| 6. Cantidad de circuitos | 7. Número de ciclos de transposiciones | 8. Tipo de cable guardia |
|---|---|---|
| | | |

| 9. Capacidad de transporte de la línea de transmisión | | |
|---|---|---|
| 9.1 Temperatura máxima de operación permanente del conductor | | °C |
| 9.2 Tabla de transmisión en función de la temperatura ambiente (en amperes) | | |
| **Temperatura ambiente en °C** | **Con efecto del sol (A)** | **Sin efecto del sol (A)** |
| 10 | | |
| 15 | | |
| 20 | | |
| 25 | | |
| 30 | | |
| 35 | | |
| 40 | | |
| 45 | | |
| 50 | | |

| 10. Parámetros de la línea de transmisión | | |
|---|---|---|
| 10.1 Secuencia positiva | R1 (ohm/km) | |
| | X1 (ohm/km) | |
| | B1 (uS/km) | |
| 10.2 Secuencia cero | R0 (ohm/km) | |
| | X0 (ohm/km) | |
| | B0 (uS/km) | |

| 11. Parámetros del conductor | | |
|---|---|---|
| 11.1 Secuencia positiva | R1 (ohm/km) | |
| | X1 (ohm/km) | |
| | B1 (uS/km) | |
| 11.2 Secuencia cero | R0 (ohm/km) | |
| | X0 (ohm/km) | |
| | B0 (uS/km) | |

| 12. Reactores de línea | | |
|---|---|---|
| 12.1 Nivel de tensión de diseño en kV | | kV |
| 12.2 Potencia nominal (MVAr) | | MVAr |
| 12.3 Conexión del banco | | |
| 12.4 Superficie a utilizar | | m2 |

| 13. Compensación serie | | |
|---|---|---|
| 13.1 Reactancia (1/B) | | Ohm |

| 14. Capacidad de equipos serie en los extremos de la línea de transmisión | | |
|---|---|---|
| 14.1 Capacidad TT/CC extremo 1 | | MVA |
| 14.2 Capacidad TT/CC extremo 2 | | MVA |
| 14.3 Capacidad Interruptor extremo 1 | | MVA |
| 14.4 Capacidad Interruptor extremo 2 | | MVA |
| 14.5 Nombre de tercer equipo en serie en extremo 1 | | |
| 14.6 Capacidad de tercer equipo en serie en extremo 1 | | MVA |
| 14.7 Nombre de tercer equipo en serie en extremo 2 | | |
| 14.8 Capacidad de tercer equipo en serie en extremo 2 | | MVA |
| 14.9 Nombre de cuarto equipo en serie en extremo 1 | | |
| 14.10 Capacidad de cuarto equipo en serie en extremo 1 | | MVA |
| 14.11 Nombre de cuarto equipo en serie en extremo 2 | | |
| 14.12 Capacidad de cuarto equipo en serie en extremo 2 | | MVA |

| 15. Barras en extremos de la línea | | |
|---|---|---|
| **15.1 Extremo 1** | | |
| 15.1.1 Configuración de Barras | | |
| 15.1.2 Capacidad de barra 1 | | MVA |
| 15.1.3 Capacidad de barra 2 | | MVA |
| 15.1.4 Capacidad de barra 3 | | MVA |
| 15.1.5 Capacidad de barra 4 | | MVA |
| **15.2 Extremo 2** | | |
| 15.2.1 Configuración de Barras | | |
| 15.2.2 Capacidad de barra 1 | | MVA |
| 15.2.3 Capacidad de barra 2 | | MVA |
| 15.2.4 Capacidad de barra 3 | | MVA |
| 15.2.5 Capacidad de barra 4 | | MVA |

| 16. Condición esperada del comportamiento de la línea propuesta | | |
|---|---|---|
| - Periodo en que se activa la necesidad de la nueva Línea (explicar condiciones).<br>- Indicar periodo del año, rango horario de la demanda máxima esperada y capacidad térmica en la condición de demanda máxima. | | |
| **16.1 Tabla de Demanda Máxima Histórica** | | |
| **Año** | **Condición Normal (MVA)** | **Contingencia (MVA)** |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| **16.2 Tabla de Demanda Máxima Proyectada** | | |
| **Año** | **Condición Normal (MVA)** | **Contingencia (MVA)** |
| 2016 | | |
| 2017 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |

## 3. ANTECEDENTES PARA NUEVO PROYECTO DE SUBESTACIÓN

| 1. Cantidad de Patios | 2. Estimación del terreno (m2) | 3. Cantidad de Transformadores |
|---|---|---|
| | | |

| 4. Coordenadas Georreferenciadas | | |
|---|---|---|
| 4.1 Tabla de Coordenadas de Subestación | | |
| **Vértices delimitantes de terreno de Nueva Subestación** | **Coordenada Norte** | **Coordenada Este** |
| Vértice 1 de Subestación | | |
| Vértice 2 de Subestación | | |
| Vértice 3 de Subestación | | |
| Vértice 4 de Subestación | | |
| 4.2 Zona o Huso (Ej: 18H-19J) | | |

| 5. Tensiones Existentes | | |
|---|---|---|
| 5.1 Nivel de tensión Patio 1 | | kV |
| 5.2 Nivel de tensión Patio 2 | | kV |
| 5.3 Nivel de tensión Patio 3 | | kV |

| 6. Configuración de Barras | |
|---|---|
| 6.1 Configuración de Barras Patio 1 | |
| 6.2 Configuración de Barras Patio 2 | |
| 6.3 Configuración de Barras Patio 3 | |

| 7. Barras Patio 1 | | |
|---|---|---|
| 7.1.1 Función Barra 1 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 7.1.2 Capacidad Barra 1 | | MVA |
| 7.2.1 Función Barra 2 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 7.2.2 Capacidad Barra 2 | | MVA |
| 7.3.1 Función Barra 3 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 7.3.2 Capacidad Barra 3 | | MVA |

| 8. Barras Patio 2 | | |
|---|---|---|
| 8.1.1 Función Barra 1 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 8.1.2 Capacidad Barra 1 | | MVA |
| 8.2.1 Función Barra 2 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 8.2.2 Capacidad Barra 2 | | MVA |
| 8.3.1 Función Barra 3 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 8.3.2 Capacidad Barra 3 | | MVA |

| 9. Barras Patio 3 | | |
|---|---|---|
| 9.1.1 Función Barra 1 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 9.1.2 Capacidad Barra 1 | | MVA |
| 9.2.1 Función Barra 2 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 9.2.2 Capacidad Barra 2 | | MVA |
| 9.3.1 Función Barra 3 (Barra Principal, Barra Transferencia, etc.) | | |
| 9.3.2 Capacidad Barra 3 | | MVA |

| 10. Paños | |
|---|---|
| 10.1.1 Cantidad de Paños Construidos Patio 1 | |
| 10.1.2 Cantidad de Paños Disponibles en Plataforma Patio 1 | |
| 10.2.1 Cantidad de Paños Construidos Patio 2 | |
| 10.2.2 Cantidad de Paños Disponibles en Plataforma Patio 2 | |
| 10.3.1 Cantidad de Paños Construidos Patio 3 | |
| 10.3.2 Cantidad de Paños Disponibles en Plataforma Patio 3 | |

| 11. Banco de Condensadores Estático | | |
|---|---|---|
| 11.1 Tensión nominal | | kV |
| 11.2 Máximo Número de Pasos | | |
| 11.3 Potencia Reactiva por Pasos del Banco | | MVAr |
| 11.4 Capacidad Total del Banco | | MVAr |
| 11.5 Superficie a utilizar | | m2 |

## 12. Condición esperada del comportamiento de la Subestación Propuesta

- Explicar la necesidad de la nueva subestación.
- Indicar la capacidad máxima de expansión de las subestaciones aledañas.
- Explicar, si existen, condiciones particulares en la distribución que activan el proyecto. Por ejemplo, clientes puntuales.

**12.1 Tabla de Demanda Máxima de la Subestación Aledaña 1**

| Año | Demanda Máxima (MVA) | Capacidad Instalada de la S/E (p.ej. 2x25MVA, 1x30MVA + 1x10MVA, etc) |
|---|---|---|
| 2010 | | |
| 2011 | | |
| 2012 | | |
| 2013 | | |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| 2016 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |
| 2036 | | |

**12.2 Tabla de Demanda Máxima de la Subestación Aledaña 2**

| Año | Demanda Máxima (MVA) | Capacidad Instalada de la S/E (p.ej. 2x25MVA, 1x30MVA + 1x10MVA, etc) |
|---|---|---|
| 2010 | | |
| 2011 | | |
| 2012 | | |
| 2013 | | |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| 2016 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |
| 2036 | | |

**12.3 Tabla de Demanda Máxima de la Subestación Aledaña 3**

| Año | Demanda Máxima (MVA) | Capacidad Instalada de la S/E (p.ej. 2x25MVA, 1x30MVA + 1x10MVA, etc) |
|---|---|---|
| 2010 | | |
| 2011 | | |
| 2012 | | |
| 2013 | | |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| 2016 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |

| | | |
|---|---|---|
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |
| 2036 | | |

| 12.4 Tabla de Demanda Máxima de la Subestación Aledaña 4 | | |
|---|---|---|
| **Año** | **Demanda Máxima (MVA)** | **Capacidad instalada de la S/E (p.ej. 2x25MVA, 1x30MVA + 1x10MVA, etc)** |
| 2010 | | |
| 2011 | | |
| 2012 | | |
| 2013 | | |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| 2016 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |
| 2036 | | |

## 4. ANTECEDENTES PARA NUEVO PROYECTO DE TRANSFORMADOR

| 1. Capacidad nominal del transformador (MVA) | 2. Capacidad máxima del transformador (MVA) | 3. Tipo (Transformador/Autotransformador) |
|---|---|---|
| | | |

| 4. Impedancia Equivalente | | |
|---|---|---|
| 4.1 Resistencia (R0) | | ohm |
| 4.2 Reactancia (X0) | | ohm |

| 5. Unidad Trifásica o Banco | 6. Tipo Conexión | 7. Propósito (En Servicio/Reserva Conectada/Reserva en Frío) |
|---|---|---|
| | | |

| 8. Nivel de tensión | | |
|---|---|---|
| 8.1 Tensión nominal primario | | kV |
| 8.2 Tensión nominal secundario | | kV |
| 8.3 Tensión nominal terciario | | kV |

| 9. Potencia Nominal | | |
|---|---|---|
| 9.1 Potencia nominal primario | | MVA |
| 9.2 Potencia nominal secundario | | MVA |
| 9.3 Potencia nominal terciario | | MVA |

| 10. Capacidad Máxima con Refrigeración Forzada | | |
|---|---|---|
| 10.1 Capacidad máxima con refrigeración forzada primario | | MVA |
| 10.2 Capacidad máxima con refrigeración forzada secundario | | MVA |
| 10.3 Capacidad máxima con refrigeración forzada terciario | | MVA |
| 10.4 Capacidad máxima con refrigeración forzada (siguientes etapas) | | MVA |
| 10.5 Tipo de Refrigeración (ONAN-OFAF etc) | | |

| 11. Impedancia Secuencia Positiva | | |
|---|---|---|
| 11.1 Base Propia | | MVA |
| 11.2 Resistencia (R1) en base propia | | p.u. |
| 11.3 Reactancia (X1) en base propia | | p.u. |

| 12. Impedancia Secuencia Cero | | |
|---|---|---|
| 12.1 Base Propia | | MVA |
| 12.2 Resistencia (R0) en base propia | | p.u. |
| 12.3 Reactancia (X0) en base propia | | p.u. |

| 13. Cambiador de TAP | | |
|---|---|---|
| 13.1 Tipo de cambiador primario (Carga/Vacío) | | |
| 13.2 Tipo de cambiador secundario (Carga/Vacío) | | |
| 13.3 Tipo de cambiador terciario (Carga/Vacío) | | |
| 13.4.1 Cantidad de Pasos primario | | |
| 13.4.2 Tap Central primario | | kV |
| 13.4.3 Tap Máximo primario | | kV |
| 13.4.4 Tap Mínimo primario | | kV |
| 13.5.1 Cantidad de Pasos secundario | | |
| 13.5.2 Tap Central secundario | | kV |
| 13.5.3 Tap Máximo secundario | | kV |
| 13.5.4 Tap Mínimo secundario | | kV |
| 13.6.1 Cantidad de Pasos terciario | | |
| 13.6.2 Tap Central terciario | | kV |
| 13.6.3 Tap Máximo terciario | | kV |
| 13.6.4 Tap Mínimo terciario | | kV |

| 14. Pérdidas en Vacío (kW) | 15. Pérdidas a Plena Carga (kW) | |
|---|---|---|
| | | |

| 16. Pérdidas en el Cobre de la Prueba de Cortocircuito | | |
|---|---|---|
| 16.1.1 Pérdidas en el Cobre Tap Central primario | | kW |
| 16.1.2 Pérdidas en el Cobre Tap Máximo primario | | kW |
| 16.1.3 Pérdidas en el Cobre Tap Mínimo primario | | kW |
| 16.2.1 Pérdidas en el Cobre Tap Central secundario | | kW |
| 16.2.2 Pérdidas en el Cobre Tap Máximo secundario | | kW |
| 16.2.3 Pérdidas en el Cobre Tap Mínimo secundario | | kW |
| 16.3.1 Pérdidas en el Cobre Tap Central terciario | | kW |
| 16.3.2 Pérdidas en el Cobre Tap Máximo terciario | | kW |
| 16.3.3 Pérdidas en el Cobre Tap Mínimo terciario | | kW |

| 17. Barras en extremos del Transformador | | |
|---|---|---|
| **17.1 Extremo Primario** | | |
| 17.1.1 Configuración de Barras | | |
| 17.1.2 Capacidad de barra 1 | | MVA |
| 17.1.3 Capacidad de barra 2 | | MVA |
| 17.1.4 Capacidad de barra 3 | | MVA |
| 17.1.5 Capacidad de barra 4 | | MVA |
| **17.2 Extremo Secundario** | | |
| 17.2.1 Configuración de Barras | | |
| 17.2.2 Capacidad de barra 1 | | MVA |
| 17.2.3 Capacidad de barra 2 | | MVA |
| 17.2.4 Capacidad de barra 3 | | MVA |
| 17.2.5 Capacidad de barra 4 | | MVA |

| 18. Cuadro de Carga | | |
|---|---|---|
| **18.1 Tabla de Demanda Máxima Histórica del Transformador** | | |
| **Año** | **Demanda Máxima (MVA)** | **Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)** |
| 2010 | | |
| 2011 | | |
| 2012 | | |
| 2013 | | |
| 2014 | | |
| 2015 | | |
| 2016 (a la fecha) | | |
| **18.2 Tabla de Demanda Máxima Proyectada del Transformador** | | |
| **Año** | **Demanda Máxima (MVA)** | **Nivel de Carga respecto Capacidad Nominal (%)** |
| 2016 | | |
| 2017 | | |
| 2018 | | |
| 2019 | | |
| 2020 | | |
| 2021 | | |
| 2022 | | |
| 2023 | | |
| 2024 | | |
| 2025 | | |
| 2026 | | |
| 2027 | | |
| 2028 | | |
| 2029 | | |
| 2030 | | |
| 2031 | | |
| 2032 | | |
| 2033 | | |
| 2034 | | |
| 2035 | | |

## 5. CRONOGRAMA DEL PROYECTO

| N° | Hitos Relevantes Proyecto Etapa 1 | MES |
|---|---|---|
| | | 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 |
| 1.- | Ingeniería Básica y Detalles | |
| 2.- | Estudio o Declaración de impacto Ambiental | |
| 3.- | Gestión de Concesión y Servidumbres | |
| 4.- | Instalación de Faenas | |
| 5.- | Seguros Contratados | |
| 6.- | Emisión de las Ordenes de Compra de Suministros | |
| 7.- | Construcción y Montaje | |
| 8.- | Prueba de Equipos | |
| 9.- | Entrada en Operación | |

| N° | Hitos Relevantes Proyecto Etapa 2 (*) | MES |
|---|---|---|
| | | 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 |
| 1.- | Ingeniería Básica y Detalles | |
| 2.- | Estudio o Declaración de impacto Ambiental | |
| 3.- | Gestión de Concesión y Servidumbres | |
| 4.- | Instalación de Faenas | |
| 5.- | Seguros Contratados | |
| 6.- | Emisión de las Ordenes de Compra de Suministros | |
| 7.- | Construcción y Montaje | |
| 8.- | Prueba de Equipos | |
| 9.- | Entrada en Operación | |

(*) De existir más etapas, se debe informar según este formato.

# 6. CRONOGRAMA DE PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

*** Completar Tabla si el proyecto se encuentra en etapa de construcción**

| Actividad | Fecha Inicio Actividad | Fecha Fin Actividad | Estado de Avance Programado % | Estado de Avance Real % | Comentarios |
|---|---|---|---|---|---|
| **1 Ingeniería Básica y Detalles** | | | | | |
| 1.1. ATR | | | | | |
| 1.1.1. Ingeniería Básica | | | | | |
| 1.1.2 Ingeniería de Detalles | | | | | |
| 1.2. Subestaciones | | | | | |
| 1.2.1 Patio 1 (Especificar Nivel Tensión) | | | | | |
| 1.2.1.1. Ingeniería Básica | | | | | |
| 1.2.1.2 Ingenieria de Detalles | | | | | |
| 1.2.2. Patio 2 (Especificar Nivel Tensión) | | | | | |
| 1.2.2.1 Ingeniería Básica | | | | | |
| 1.2.2.2 Ingeniería de Detalles | | | | | |
| 1.3. Lineas de Transmisión | | | | | |
| 1.3.1 Ingeniería Básica | | | | | |
| 1.3.1 Ingeniería de Detalles | | | | | |
| **2 Estudio o Declaración de impacto Ambiental** | | | | | |
| 2.1. Elaboración del documento Ambiental | | | | | |
| 2.2. Tramitación SEIA | | | | | |
| 2.3. Obtención de la Resolución de Calificación Ambiental Favorable | | | | | |
| **3 Gestión de Concesión, Servidumbres y Terrenos** | | | | | |
| **4 Suministros de equipos y materiales** | | | | | |
| 4.1. Suministros ATR | | | | | |
| 4.2. Equipos y Materiales Subestaciones | | | | | |
| 4.2.1 Patio X kV | | | | | |
| 4.2.2 Patio Y kV | | | | | |
| 4.3. Materiales Linea de Transmisión | | | | | |
| **5 Construcción, Montaje y Pruebas** | | | | | |
| **6 Entrada en Operación** | | | | | |

# 7. VALORIZACIÓN DEL PROYECTO

| Valor Inversión Proyecto miles de US$ | Unidad | Precio Unitario | Cantidad | Total |
|---|---|---|---|---|
| **1. Ingeniería** | | | | - |
| 1.1 Ingeniería básica y de detalle<br>1.2. Elaboración y tramitación de DIA<br>1.3. Obtención e implementación de permisos ambientales | | | | |
| **2. Suministros** | | | | - |
| 2.1. Suministro de estructuras metálicas<br>2.2. Suministro de equipos primarios<br>2.3. Suministro de equipos mayores<br>2.4. Otros suministros | | | | |
| **3. Construcción** | | | | - |
| 3.1. Obras Preliminares e Instalación de Faena | | | | - |
| 3.1.1 Obras Preliminares e Instalación de Faena<br>3.1.2 Desmovilización de Faenas | | | | |
| 3.2. Obras Civiles | | | | - |
| 3.2.1. Obras Civiles<br>3.2.1.1. Movimiento de Tierra<br>3.2.1.2. Construcción de Fundaciones<br>3.2.1.3 Construcción de Caminos<br>3.2.1.4 Construcción de salas de control y SSAA | | | | - |
| 3.3. Obras Eléctricas y Montaje | | | | - |
| 3.3.1 Obras Eléctricas y Montaje<br>3.3.1.1 Montaje equipos primarios<br>3.3.1.2. Montaje estructuras<br>3.3.1.3. Montaje sistema de control y protecciones | | | | - |
| **4. Servidumbre** | | | | |
| **5. Pruebas y Puesta en Servicio de las instalaciones** | | | | - |
| 5.1. Pruebas y Puesta en Servicio de las instalaciones de la SSEE<br>5.2. Pruebas y Puesta en Servicio de la línea | | | | |
| **6. Inspección Técnica de Obra** | | | | |
| **7. Gastos Generales del Contratista y Seguros** | | | | |
| **8. Imprevistos del Contratista** | | | | |
| **9. Utilidades del Contratista** | | | | |
| | | | **Costo Total** | - |

# 8. OTROS ANTECEDENTES

| 1. ANTECEDENTES PARA NUEVO PROYECTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN |
|---|
| 1.1. Plano Silueta de estructuras (al menos la más repetitiva y representativa). |
| 1.2. Trazado tentativo de la línea en formato kmz. |

| 2. ANTECEDENTES PARA NUEVO PROYECTO DE SUBESTACIÓN |
|---|
| 2.1. Diagrama Unilineal de la(s) subestación(es). |
| 2.2. Planos de disposición de equipos, planos de malla de tierra y planos de planta de la subestación (*) |
| 2.3. Diagramas unilineales de los esquemas de barra (*). |
| **2.6 Servicios Auxiliares** |
| 2.6.1. Diagramas unilineales de los servicios auxiliares de CA y CC (*). |
| 2.6.2. Capacidad Nominal de diseño en kV y capacidad para futuras ampliaciones en lW de los servicio auxiliares (*). |

| 3. UBICACIÓN Y/O RUTA DE LAS INSTALACIONES |
|---|
| 3.1. Condiciones ambientales a ser consideradas para el diseño (vientos, temperaturas, altitudes, etc.) |
| 3.2. Descripción de las áreas con posibles restos arqueológicos y otras fuentes de conflictos potenciales tales como medioambientales, comunidades indígenas, entre otros (*). |
| 3.3. Descripción de las concesiones de explotación y exploración minera en las zonas de ubicación del Proyecto (*). |

| 4. DEMANDA Y ANÁLISIS TÉCNICO |
|---|
| 4.1. Escenarios de demanda utilizados en sus análisis. Indicar supuestos y condiciones de borde considerados para cada uno de ellos. |
| 4.2. Justificar con antecedentes el aumento o disminución de la demanda en caso que no coincida con la proyección enviada por la empresas para el proceso de licitaciones. |
| **4.3. Para proyectos de líneas AT y Subestaciones AT/AT** |
| 4.3.1. Análisis del Comportamiento Actual de la Red (2016) en condición de demanda máxima de potencia. |
| 4.3.2. Análisis de cargabilidad de las instalaciones en condición de demanda máxima de potencia proyectada en un horizonte de 20 años. |
| 4.3.3. Evaluación de las alternativas de solución y justificación de la selección. |
| **4.4. Para proyectos de Nuevas SSEE** |
| 4.4.1. Análisis de la demanda AT/MT de los sectores y subestaciones aledañas a la nueva subestación, en condición de demanda máxima de potencia. |
| 4.4.2. Proyectos Alternativos analizados para el abastecimiento de la demanda máxima de potencia. |
| 4.4.3 Evaluación de las alternativas y justificación de la selección. |
| **4.5. Para proyectos de Transformación AT/MT** |
| 4.5.1. Análisis de la demanda AT/MT en condición de demanda máxima de potencia (con y sin proyecto). |
| 4.5.2. Indicar las obras realizadas en MT que tienen efecto sobre el proyecto. |
| 4.5.3. Indicar los factores de diversidad considerados en el análisis y proyección de la demanda. |
| 4.5.4 Indicar los niveles de respaldo en M.T. que cuentan las subestaciones primarias de distribución (en MVA). |
| 4.5.5 Evaluación de las alternativas para abastecer la demanda máxima y justificación de la selección. |

| 5. ESTUDIOS TÉCNICOS |
|---|
| 5.1. Análisis detallado de la selección del escenario de demanda, generación y configuración de operación normal de la transmisión para desarrollar la planificación. |
| 5.2. Adjuntar modelos DigSilent que incluya las obras propuestas, indicando las respectivas variaciones dentro de la base de datos (con y sin proyecto). |
| 5.3. Estudios técnicos demostrando cumplimiento de NTSyCS dentro de al menos un horizonte de 20 años, considerando cada subetapa derivada de cambios topológicos o aumento de capacidad. Se debe presentar al menos: Flujos de potencia, estabilidad de tensión, verificación de la capacidad de los equipos por aumento del nivel de cortocircuito, capacidad de barras, selección óptima del conductor. |
| 5.4 Indicar las alternativas de solución a los problemas de cargabilidad y la evaluación que justifique la selección definitiva. |

| 6. MODIFICACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES |
|---|
| 6.1. En el caso de modificaciones existentes deberá incluir una memoria explicativa con la secuencia constructiva completa de cada etapa, identificando la necesidad de desconexiones y la forma de asegurar el abastecimiento de la demanda y en caso que no sea posible, cuantificar las horas de desconexión total de pérdida de abastecimiento de cada subetapa de obras en el horizonte de planificación. |

(*) Adjuntar en el caso que la empresa tenga dicho antecedente al momento de la entrega del día 31 de octubre.

**ANEXO N° 2**
**DECLARACIÓN JURADA SOBRE VERACIDAD Y AUTENTICIDAD DE ANTECEDENTES PRESENTADOS ANTE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

En (ciudad/país), a (fecha), (nombre completo y rut del Representante o encargado de la empresa), representante (encargado o gestor) de (nombre de la persona jurídica o empresa que presenta la nómina de obras en construcción), por el presente acto vengo en declarar lo siguiente:

1. Que los documentos presentados a la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, la Comisión, como parte de la nómina de obras que estén en construcción, en el marco del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo decimotercero transitorio de la Ley 20.936, son fidedignos, están vigentes y son válidos y, en su caso, son copia fiel de los documentos originales.

2. Que, asimismo, declaro y certifico la veracidad e integridad de las traducciones de los documentos que se acompañan, así como la conformidad de los mismos con sus textos originales, cuando corresponda.

3. Que dichos documentos dan cuenta de un consentimiento real y serio encaminado a la efectiva construcción de la respectiva obra.

4. Que no existen en dichos documentos, o en otros, sean estos últimos de carácter público o privado, circunstancias, condiciones, requisitos, o cualquier tipo de modalidad encaminada a condicionar, restringir o dejar sin efecto, las obligaciones contraídas tanto por el suministrador, como por la empresa suministrada, respecto de la fabricación, suministro o instalación del equipamiento eléctrico o electromagnético correspondiente al proyecto que se presenta. Lo expuesto, se refiere particularmente a la existencia de convenciones o cláusulas condicionales vinculadas a financiamiento del proyecto por parte de terceros o cláusulas abiertas y generales de resciliación. Lo anterior debe entenderse, sin perjuicio de la aplicación de las reglas generales en materias de contratación privada.

5. Que, no existen otros documentos pertinentes y vinculados a los proyectos contenidos en la nómina de obras en construcción, que contemplen fechas distintas a las informadas a la Comisión.

6. Que conozco las causales de infracción y sanciones dispuestas para el caso de entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, establecidas en la normativa vigente.

7. Finalmente, declaro que la dirección de correo electrónico y datos de contacto son fidedignos, están vigentes y son válidos para que la Comisión practique todas las notificaciones y comunicaciones formales que correspondan, obligándome a actualizarlos o corregirlos oportunamente en caso de modificaciones posteriores a su presentación. La falta de actualización o corrección oportuna de la dirección de correo electrónico y datos de contacto liberará a la Comisión de toda responsabilidad.

_____

(nombre del representante o encargado y de la empresa propietaria de las obras que estén en construcción)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Notifíquese la presente resolución a las empresas de transmisión zonal del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, a través de su envío por correo electrónico.

**ARTÍCULO TERCERO:** La presente Resolución deberá estar disponible a más tardar el día hábil siguiente al de su dictación en forma permanente y gratuita para todos los interesados en formato *Portable Document Format* (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional De Energía www.cne.cl.

**Anótese y Comuníquese.**

**ANDRÉS ROMERO CELEDÓN**
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

**CZR/ISD/JMA/EFG/MFB/MFH**/gav

**DISTRIBUCIÓN:**
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown IV, Piso 13, Santiago, Chile
Tel: (2) 2797 2600
www.cne.cl