

REF.: Aprueba bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes.

Santiago, 3 de marzo de 2022

RESOLUCIÓN EXENTA N° 120

VISTOS:

- a) Las facultades establecidas en la letra h) del artículo 9 del D.L. N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, modificado por la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo establecido en los artículos 173 al 180 del D.F.L. N°4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, “Ley General de Servicios Eléctricos” o “la Ley”;
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante “Reglamento de Sistemas Medianos”;
- d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos;
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 162, de la Comisión, de 20 de mayo de 2021, que declara abierto el proceso para formar el Registro Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de fijación tarifaria de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;

- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 218, de la Comisión, de 8 de julio de 2021, que crea los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, rectificada mediante Resolución Exenta N° 226, de la Comisión, de 13 de julio de 2021;
- g) Lo señalado en carta N° 1500972 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., de 13 de agosto de 2021;
- h) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 330, de 2 de septiembre de 2021, que modifica la Resolución Exenta N° 162, de la Comisión, de 20 de mayo de 2021, que declaró abierto el proceso para formar el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas correspondiente al proceso de fijación tarifaria de las instalaciones de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 333, de 3 de septiembre de 2021, que aprueba bases preliminares para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- j) Lo señalado en la Resolución Exenta N° 419, de 19 de octubre de 2021, que complementa Resolución Exenta CNE N° 218, de 8 de julio de 2021, que crea los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de tarificación y expansión de los sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, a que se refiere el artículo 8° del Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- k) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 420, de 19 de octubre de 2021, que aprueba las respuestas a observaciones formuladas a las Bases Preliminares para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta

Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, aprobadas mediante Resolución Exenta N° 333, de 3 de septiembre de 2021;

- l) Lo señalado en la Resolución Exenta N° 421, de 19 de octubre de 2021, que aprueba bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- m) Lo resuelto por el H. Panel de Expertos en su Dictamen N° 17-2021, de 23 de febrero de 2021; y,
- n) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019 de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, es necesario dar cabal cumplimiento a lo señalado en la Ley y el Reglamento de Sistemas Medianos para la aprobación de las bases definitivas para la realización de los estudios para los sistemas medianos de de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- 2) Que, en línea con lo anterior, a través de la Resolución Exenta N° 421, de 19 de octubre de 2021, esta Comisión aprobó las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes;
- 3) Que, el H. Panel de Expertos, mediante Dictamen N° 17-2021, de 23 de febrero de 2022, rechazó todas las discrepancias presentadas por la Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA contra las bases individualizadas en el considerando precedente;
- 4) Que, dado lo señalado en los considerandos anteriores, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de los Sistemas Medianos Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, así como al cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo para estos sistemas; y,

- 5) Que, habiéndose dado cumplimiento a las distintas etapas establecidas en la Ley y el Reglamento de Sistemas Medianos, mediante el presente el acto esta Comisión viene en determinar y aprobar las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, conforme a lo dispuesto en la parte resolutive.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébanse las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes, cuyo tenor es el siguiente:

BASES DEFINITIVAS PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE SISTEMAS MEDIANOS

MARZO DE 2022

INDICE

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO	3
1 INTRODUCCIÓN	3
2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO	3
3 ALCANCE DEL ESTUDIO	4
4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO	4
4.1 OFERENTES	5
4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO	5
4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	5
4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN	5
4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS	6
4.6 MULTAS	6
4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES	6
4.8 CLÁUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD	6
4.9 RESERVA DE DERECHOS	6
4.10 PROCESO CONCURSAL DECLARADO DESIERTO	7
4.11 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN	7
4.12 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO	7
4.13 CONTRATO	7
5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS	8
CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO	9
1 INTRODUCCIÓN	9
2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO	10
3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES	10
4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	33
4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA	33
4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	36
4.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	37
4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	38
4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	38
5 PROYECCIÓN DE DEMANDA	39
5.1 METODOLOGÍA GENERAL	39
5.2 INFORMACIÓN MÍNIMA REQUERIDA	41
5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES	42
5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	42
6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	43
6.1 CONSIDERACIONES GENERALES	43
6.2 METODOLOGÍA GENERAL	44
6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN	46

6.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	47
6.5	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA	47
6.6	VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	47
6.7	VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	48
6.8	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	48
6.9	RESULTADOS	48
7	DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO.....	49
7.1	OBJETIVOS GENERALES.....	50
7.2	METODOLOGÍA GENERAL	50
7.3	CÁLCULO.....	50
7.4	RESULTADOS	51
8	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	52
8.1	OBJETIVOS GENERALES.....	53
8.2	METODOLOGÍA GENERAL	53
8.3	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	54
8.4	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA.....	54
8.5	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	55
8.6	VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	55
8.7	DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO	55
9	PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	55
10	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	56
11	ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN	58
12	INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA	59
13	FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS	59
	ANEXO N° 1	60
	ANEXO N° 2	66
	ANEXO N° 3	68
	ANEXO N° 4	85
	ANEXO N° 5	87

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la “Ley”, y el Decreto Supremo N° 229, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, en adelante “el Reglamento de Sistemas Medianos”, establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante “Sistemas Medianos”. La Ley, en su artículo 177, establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en los mencionados sistemas, en adelante las “Empresas”, las bases para efectuar los estudios técnicos de costos y expansión de los sistemas, en adelante las “Bases”.

En cada Sistema Mediano, el referido estudio será efectuado por una empresa consultora o consorcio de ellas, contratada por la o las Empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, en virtud de lo establecido en los artículos 10 y 11 del Reglamento de Sistemas Medianos.

El presente capítulo establece los aspectos administrativos necesarios para el desarrollo del estudio a contratar por las respectivas Empresas que operan instalaciones de generación y transmisión en los Sistemas Medianos indicados en el Numeral 2 de las presentes Bases.

2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO

A la fecha de comunicación de las presentes Bases, los Sistemas Medianos para los cuales se deben desarrollar los estudios son los siguientes:

Tabla N° 1 Empresas Operadoras en los Sistemas Medianos

Sistema Mediano	Empresa Operadora
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG) Pecket Energy S.A. (PECKET) Vientos Patagónicos SpA (Vientos Patagónicos)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Cochamó	SAGESA S.A.
Hornopirén	SAGESA S.A. Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA (CUCHILDEO)

Sistema Mediano	Empresa Operadora
Puerto Cisnes	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)

3 ALCANCE DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo establecido en el artículo 177 de la Ley, las Empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en Sistemas Medianos deberá(n) contratar una empresa consultora o consorcio de ellas, en adelante el “Consultor”, para la realización de un estudio técnico de costos y expansión del sistema, en adelante el “Estudio”, que debe contemplar los siguientes ítems:

- Determinación del **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo (CID)** asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- Valorización del **Costo Total de Largo Plazo (CTLP)** asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes **Fórmulas de Indexación** y su forma de aplicación para los costos señalados en los literales b) y d).
- Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).
- La proyección de la demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

El Estudio debe ser presentado por las Empresas a la Comisión para que esta lo observe, corrija y estructure las tarifas pertinentes.

4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO

En cada Sistema Mediano el proceso de adjudicación y ejecución del Estudio será dirigido, coordinado y contratado por las Empresas señaladas en el numeral 2 del presente capítulo, de acuerdo con lo establecido en las presentes Bases.

En el caso de existir más de una Empresa operadora en un mismo Sistema Mediano, la coordinación y contratación del Estudio correspondiente será compartida por todas ellas, y su financiamiento se realizará a prorrata de la totalidad de la capacidad instalada en generación que posea cada una de ellas en el Sistema Mediano a diciembre del año base.

En el caso que la Empresa opere más de un Sistema Mediano, podrá seleccionar un único Consultor para realizar los Estudios de los Sistemas Medianos, a fin de incorporar convenientemente las economías de escala y de ámbito pertinentes. En todo caso, el Consultor podrá realizar el Estudio de más de un Sistema Mediano.

4.1 OFERENTES

La selección del Consultor se realizará a través de un proceso concursal implementado por la Empresa, debiendo invitarse sólo a aquellas consultoras incluidas en la lista definitiva de Consultores, previamente acordada con la Comisión. Copia de la señalada invitación deberá ser remitida a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la “Superintendencia”, a más tardar al siguiente día hábil de enviada.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de existir más de una Empresa operadora en un mismo Sistema Mediano, todas ellas participarán en la evaluación de las propuestas presentadas, así como en la selección del Consultor a partir del proceso concursal implementado por una de ellas.

4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO

Las Empresas deberán realizar el proceso concursal e iniciar el Estudio en un plazo no mayor a 45 días corridos contados desde que la Comisión comunique y publique, en su sitio web, las bases definitivas del Estudio, en adelante “Bases Definitivas”. En caso de presentarse discrepancias a las Bases Definitivas ante el Panel de Expertos conforme a lo establecido en el artículo 14 del Reglamento de Sistemas Medianos, las empresas podrán iniciar anticipadamente el proceso concursal, sin perjuicio de que el Estudio deberá ser desarrollado conforme a las bases resultantes de implementar lo dispuesto en el dictamen del Panel de Expertos.

Se entenderá como fecha de inicio del Estudio, aquella en la cual la Empresa suscriba el contrato con el Consultor que haya resultado adjudicado.

Previo al inicio del proceso concursal, la Empresa deberá remitir, vía correo electrónico, una comunicación a la Comisión señalando las fechas y etapas consideradas en el proceso de selección del Consultor, indicando, además, la fecha de inicio del Estudio.

4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán considerar un período de tiempo adecuado para la realización del Estudio, que asegure la concreción de sus objetivos y el cumplimiento de lo establecido en el inciso cuarto del artículo 177 de la Ley. Asimismo, durante el desarrollo del Estudio, las Empresas deberán copiar a la Comisión y a la Superintendencia, en todo correo o carta que envíen a los Consultores con la información que les aporten y estar disponibles para la realización de las reuniones que la Comisión pudiese solicitar en el marco la elaboración del Estudio.

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN

Las Empresas deberán informar, en forma detallada, a los oferentes y a la Comisión los criterios de evaluación de las propuestas, así como el mecanismo de adjudicación del proceso concursal que utilizará, el que deberá contener una adecuada ponderación de los méritos técnicos y condiciones económicas de las ofertas. Las Empresas deberán evaluar, a lo menos, los aspectos metodológicos de las propuestas, la experiencia previa del Consultor en estudios relacionados y la experiencia e idoneidad profesional del equipo de trabajo propuesto.

4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS

Las Empresas deberán exigir a los oferentes la entrega de garantías de seriedad de la oferta, de fiel realización y cumplimiento de los objetivos del Estudio, así como otras que estime pertinente, a través de boletas de garantía u otros instrumentos financieros de uso común para estos efectos.

Sin perjuicio de lo anterior, los montos exigidos deberán estar acorde a los parámetros normales para este tipo de procesos. Por otra parte, la vigencia de los documentos solicitados deberá estar en concordancia con los plazos del Estudio y del contrato y los requerimientos de la Comisión respecto del Estudio.

4.6 MULTAS

Las Empresas deberán considerar la incorporación de multas prudenciales en el contrato que celebre con el Consultor para efectuar el Estudio, las que deberán estar enfocadas, básicamente, a la entrega en tiempo y forma de los informes de avance e informe final que el Consultor deba elaborar.

4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES

El Estudio deberá contener como mínimo dos informes de avance y un informe final, cuyo contenido y obligación de entrega de información deberá estar en directa relación con los objetivos del Estudio y con las presentes Bases.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión copia íntegra de todos los informes y sus respectivos antecedentes de respaldos, a más tardar, el día siguiente de su recepción y de la misma forma en que hayan sido recibidos.

4.8 CLÁUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD

Las Empresas deberán establecer cláusulas de confidencialidad con el Consultor, tanto durante la vigencia de su contrato, como por un período posterior al término de este. Del mismo modo, deberán establecer que el Consultor no podrá utilizar la información facilitada por ellas en el marco de la realización del Estudio, en tanto esta información no tenga carácter de pública, en virtud de la normativa vigente en esta materia.

4.9 RESERVA DE DERECHOS

Las Empresas deberán establecer claramente su reserva de derechos, a lo menos, en los siguientes aspectos:

- a) Adjudicar a la propuesta que sea la mejor combinación de factores relativos a los méritos técnicos de las ofertas, aunque no sea la del menor precio ofrecido.
- b) Adjudicar a la propuesta del siguiente mejor puntaje, cuando el oferente adjudicado no se presente a suscribir el contrato dentro del plazo señalado por las Empresas para tal efecto, o no suministre alguna de las garantías exigidas por las Empresas.
- c) Realizar observaciones a la propuesta técnica que resulte adjudicada para la ejecución del Estudio, las que deberán ser incorporadas por el Consultor en la ejecución de los servicios de que se trata, siempre que ello no signifique un costo mayor para el Consultor, una modificación esencial a los servicios concursados o una alteración al principio de igualdad entre los concursantes.
- d) Declarar inadmisibles las ofertas en caso de que:
 - No cumplan con las exigencias técnicas mínimas para la realización del Estudio.
 - No cumplan las exigencias administrativas.
- e) Declarar desierto el proceso concursal en caso de que no se reciban ofertas de parte de los Consultores invitados a participar.

4.10 PROCESO CONCURSAL DECLARADO DESIERTO

En el caso que el proceso concursal se declare desierto o las ofertas sean inadmisibles, las Empresas deberán emitir una comunicación fundada a la Comisión calificando los hechos que los llevaron a esta decisión. En dicho caso, las Empresas deberán efectuar un nuevo proceso concursal que se regirá por las correspondientes bases.

4.11 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN

Las Empresas deberán establecer en el contrato que el Consultor deberá estar disponible para responder las consultas que pueda formular la Comisión, tanto respecto de los informes de avance del Estudio como de los resultados finales del mismo. Las consultas de la Comisión podrán ser realizadas dentro del plazo de desarrollo del Estudio, así como, durante el desarrollo del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 177 de la Ley.

4.12 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán precaver, tanto en el proceso concursal como una vez suscrito el contrato, situaciones de abandono por parte del Consultor, tales como muerte, incapacidad sobreviniente u otras similares que impidan la adecuada concreción del Estudio y sus objetivos.

4.13 CONTRATO

El contrato deberá ajustarse a los términos y condiciones establecidas en la Ley, el Reglamento de Sistemas Medianos y en las presentes Bases.

La vigencia del contrato deberá extenderse, al menos, por cuatro meses después de recibido conforme el informe final del Estudio por parte de las Empresas.

5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS

La Empresa entregará a la Comisión los productos parciales y finales que se obtengan durante el desarrollo de los Estudios. La entrega deberá efectuarse mediante los respaldos electrónicos correspondientes, junto con todo otro antecedente empleado por el Consultor durante el desarrollo del Estudio.

Los Estudios que se entreguen por el Consultor deberán ser autosuficientes y acompañarse de todos los antecedentes y respaldos necesarios y suficientes para la completa revisión y reproducción por parte de la Comisión, en tiempo y forma, de sus resultados, conforme lo señalado en el Capítulo II de las Bases.

En caso de existir reservas de derecho o cláusulas contractuales o comerciales respecto de la propiedad intelectual o licencias comerciales del software utilizado que impidan su entrega, ello deberá ser declarado por escrito en el respectivo contrato por parte del Consultor, debiendo respaldar su comunicación con los antecedentes correspondientes. No obstante lo anterior, en este último caso, el Consultor deberá disponer de un equipo computacional portátil con los softwares mencionados para la correspondiente revisión por parte de la Comisión dentro del plazo de desarrollo del Estudio, así como, durante el desarrollo del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 177 de la Ley.

CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo establece los aspectos técnicos necesarios para el desarrollo del Estudio, el cual debe comprender los siguientes ítems:

- a) Determinación del **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para el horizonte de planificación.
- b) Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo, en adelante “CID”** asociado al respectivo Plan Obligatorio de Expansión Óptimo.
- c) Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión para el horizonte de planificación.
- d) Valorización del **Costo Total de Largo Plazo, en adelante “CTLP”** asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- e) Propuesta de las correspondientes **Fórmulas de Indexación** y su forma de aplicación para los costos señalados en los literales b) y d).
- f) Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).
- g) La proyección de la demanda de energía y potencia para el horizonte de planificación.

Todos los costos y precios relacionados con los Estudios, utilizados tanto en los resultados finales como en etapas intermedias, deberán expresarse en dólares considerando el valor promedio mensual del dólar observado, publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2020, correspondiente a 734,73 [\$/US\$].

Particularmente para referir los valores de componentes nacionales, originalmente expresados en pesos, se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2020 y, posteriormente, su equivalencia en dólares, utilizando para ello el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2020, el que corresponde a 734,73 [\$/US\$]. Por su parte, para referir los valores de componentes en otras monedas, se deberá considerar su valor al 31 de diciembre de 2020 y, posteriormente, su equivalencia en dólares, utilizando la tasa de cambio promedio para el mes de diciembre de 2020.

Para el cálculo del CID y CTLP, el año base corresponderá al año 2020.

El horizonte de planificación corresponderá, tanto para el Plan de Expansión Óptimo como para el Proyecto de Reposición Eficiente, al período de 15 años comprendido entre los años 2021 y 2035.

El horizonte de tarificación corresponderá al período de 4 años comprendido entre los años 2023 y 2026.

2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo estipulado en la Ley y el Reglamento de Sistemas Medianos, en cada Sistema Mediano, el Estudio será efectuado por un Consultor, contratado por la o las Empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en el respectivo sistema.

Las Empresas deben contratar un Consultor para la realización del Estudio sobre la determinación del Plan obligatorio de Expansión Óptimo para el período de planificación, del CID, del Proyecto de Reposición Eficiente para el período de planificación y del CTLP, fórmulas de indexación del CID y CTLP, así como los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación del Plan Obligatorio de Expansión Óptimo y la proyección de la demanda de energía y potencia para el período de planificación. El referido Estudio, debe ser presentado a la Comisión para que ésta lo observe, corrija y estructure las fórmulas tarifarias respectivas.

El Estudio deberá determinar la participación de cada Empresa en cada uno de los ítems definidos en el párrafo anterior del presente título, según los términos indicados en las presentes Bases.

Sin perjuicio de lo expuesto, en el caso que una Empresa sea propietaria o administre instalaciones de generación y transmisión en más de un Sistema Mediano, esta podrá seleccionar un único Consultor para desarrollar los Estudios que consideren los Sistemas Medianos involucrados y que estén incluidos en el numeral 2 del Capítulo I de las presentes Bases, a fin de incorporar convenientemente las economías de escala y de ámbito pertinentes.

Todos los resultados alcanzados por el Consultor en el desarrollo del Estudio, así como la totalidad de información empleada, respaldos y justificación de criterios considerados, deberán ser incluidos en los informes de avance y en el informe final.

3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES

De acuerdo con el detalle que se especifica en los numerales 4 al 13 del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá desarrollar las tareas que se describen a continuación y elaborar los informes correspondientes. Para ello, deberá desarrollar y/o implementar herramientas adecuadas de análisis, presentar el respaldo de la información utilizada, desarrollar los análisis respectivos, describir los resultados obtenidos y su justificación, e incluir todo ello en los informes de avance y en el informe final, según corresponda.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión la información que esta requiera durante el desarrollo del Estudio, de acuerdo con lo establecido en las presentes Bases, e incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, toda la información necesaria, descripción de resultados, hipótesis utilizadas, archivos de entrada y salida de datos, modelos utilizados, entre otros, de modo que permitan a la Comisión la reproducción completa de los resultados obtenidos y su análisis.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, tanto en su análisis como en sus resultados, las consideraciones de los literales que se describen a continuación, según corresponda.

a) Instalaciones de generación y transmisión

Para efectos del Estudio, se entenderá por instalaciones de generación e instalaciones de transmisión, lo establecido en el artículo 6 del Reglamento de Sistemas Medianos, y lo indicado en las presentes Bases.

Para el correcto desarrollo del Estudio cada Empresa deberá entregar al Consultor, a la Comisión y a la Superintendencia, toda la información técnica, comercial, administrativa, contable y de costos requeridos para estos efectos.

El Consultor deberá analizar críticamente la información entregada por las Empresas a fin de identificar, caracterizar, valorizar y/o costear justificadamente las distintas unidades generadoras y las distintas líneas y equipos de transmisión de cada sistema, así como los costos variables de operación combustibles y no combustibles informados por las Empresas para el año base.

b) Costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión

Se entenderá por costos unitarios, los costos de cada uno de los elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano que serán considerados en el dimensionamiento de la empresa eficiente.

El costo unitario considerará el precio unitario (puesto en proveedor), recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra, montaje mecánico y eléctrico, ingeniería, gastos generales, e intereses intercalarios), obras civiles más materiales, puesta en marcha, bienes intangibles y capital de explotación, conforme a la estructura establecida en el ANEXO N° 3, según corresponda.

Para el desarrollo del Estudio, y a fin de homologar, comparar o establecer consistencia entre los distintos Sistemas Medianos, las Empresas deberán informar en el formato establecido en el ANEXO N° 3, las características técnicas (descripción) y los costos unitarios de cada una de las componentes de generación, transmisión y demás infraestructura que pretenda utilizar en la valorización de las instalaciones existentes y candidatas a emplear en la determinación del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente. Dichos costos unitarios deberán estimarse a partir de cotizaciones y estudios de precio de mercado vigentes para el año base.

En particular para la valorización de cada tipo de unidad de generación candidata y/o existente, (motores diésel (lentos y rápidos), motores a gas (lentos y rápidos), turbinas a gas (heavy duty, industrial, duales), aerogeneradores, turbinas hidráulicas, centrales con capacidad de almacenamiento, entre otras) se deberá construir una base de datos utilizando la siguiente información para unidades comparables y de la misma tecnología, según corresponda:

- 1) Cotizaciones y/o tasaciones obtenidas de proveedores. Mínimo tres cotizaciones por potencia, definidas como las más próximas a valorizar por el estudio (unidades candidatas); adicionalmente, para motores

diésel, motores a gas y turbinas a gas, se deben adjuntar cotizaciones de las potencias más próximas a las que resulten de dividir el intervalo entre la potencia mínima y la máxima (de las unidades candidatas) con tramos previamente definidos y justificados por el Consultor.

- 2) Para turbinas a gas, adicionalmente a las cotizaciones obtenidas en el ítem 1), deberán incluirse los costos publicados por Gas Turbine World GTW Handbook, correspondientes al año base del estudio.
- 3) Adicionalmente a los datos obtenidos en 1) y 2), y para todas las tecnologías, deberán incluirse en la base de datos los costos unitarios de las compras efectivamente realizadas por las Empresas, considerando una antigüedad no superior a 5 años anteriores al año base del Estudio.
- 4) En el caso de las unidades candidatas resultantes del catastro de proyectos, los costos unitarios a considerar serán los declarados por el interesado durante el presente proceso tarifario.

Si de la aplicación del criterio señalado en los puntos 1), 2) y 3) resultaran menos de 5 precios por potencia, el Consultor deberá establecer y justificar una metodología que le permita obtener datos adicionales, de manera de contar con una muestra de al menos 5 precios por potencia.

En particular, para los valores obtenidos del ítem 2) anterior, será responsabilidad del Consultor analizar si a estos se les debe adicionar costos de equipamiento básico que no estén reflejados en los costos publicados.

La base de datos de precios sólo deberá incluir precios de equipos principales (motor-generador) y agregar un complemento del suministro estándar y/o de sistemas de almacenamiento, consistente principalmente en equipamiento relacionado con el sistema de refrigeración, panel de potencia y sincronismo y escape y silenciador para completar el suministro de las unidades generadoras; es decir, no incluirá recargos por montaje, obras civiles, puesta en marcha, ingeniería ni intereses intercalarios, ni de ningún otro recargo distinto a los establecidos en las presentes Bases, evitando en todo momento la doble contabilización de ítems de costos.

Cabe señalar que todos los valores deberán ser referidos a moneda de diciembre de 2020 indexándolos por IPC y/o CPI, según corresponda, y se procederá a presentar la base de datos para las mismas tecnologías (tecnología, combustible y tipo) en un gráfico de dispersión con la potencia (kW) en abscisas y el precio unitario (USD/kW) en ordenadas, y se determinará la regresión que mejor se ajuste a la misma, verificando las economías de escala.

Para cada una de las instalaciones de transmisión requeridas (líneas, transformadores, sistemas de almacenamiento, etc.) se indicará la cantidad de materiales y equipos principales necesarios para su construcción. Se entiende por equipos y materiales principales: transformadores, equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, reconectadores), capacitores, bancos de baterías u otros sistemas de almacenamiento y los componentes principales de las líneas eléctricas (torres o postes, aisladores, conductores, cables). Para los materiales y equipos principales se deberá armar una base de datos de precios que surja de un relevamiento de mercado. Adicionalmente, el Consultor podrá utilizar como fuente de precios los determinados en el último proceso de VNR o en el último proceso de valorización de la transmisión, justificando debidamente su consideración.

El Consultor realizará un análisis de consistencia de estos precios unitarios relevados a partir de la comparación de los mismos con (i) precios de compras efectivamente realizadas por la Empresa operadora, considerando una antigüedad de no más de 5 años anteriores al año base del Estudio (respaldados con facturas de compra); y (ii) Estudios de precios de elementos de generación y transmisión, todos actualizados a diciembre del 2020. En caso de existir más de una referencia de compra para un material y/o equipo específico, se tomará el valor mínimo unitario considerando la cantidad comprada en cada adquisición. Particularmente, en el caso del uso de precios cuya fuente sean estudios de precios de elementos de generación y transmisión, el Consultor deberá asegurar que, en la determinación de los precios, el estudio de mercado acredite como mínimo los siguientes factores:

- 1) Esté realizado exclusivamente en base a instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros, empleados en las actividades de generación o transmisión eléctrica.
- 2) Considere precios, descuentos y volúmenes en cotizaciones, licitaciones y compras efectivas respaldadas por escrito de empresas productoras o consumidoras de instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros. Esto es, generadores, transmisores, distribuidores, usuarios regulados, usuarios no sometidos a regulación de precios, empresas contratistas, constructores o proveedores de instalaciones, materiales y equipos para las actividades mencionadas anteriormente, nacionales o internacionales.
- 3) Cuento con una metodología que asegure un universo adecuado de elementos y cotizaciones, a fin de asegurar la validez estadística de los precios que obtenga.
- 4) Elimine sesgos en su metodología derivados de efectos coyunturales que puedan significar desviaciones no representativas de los precios obtenidos.
- 5) Sea realizado por una empresa independiente de las empresas que operan los Sistemas Medianos.

Los recargos a utilizar en la valorización de las instalaciones deberán basarse en estudios de mercado considerando la gestión de una empresa eficiente. El cálculo de los recargos deberá realizarse para la totalidad de los elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de generación y transmisión.

Las Empresas deberán poner a disposición del Consultor toda la información disponible y respaldada del Sistema Mediano, en particular, la correspondiente a los costos unitarios de elementos, equipos, materiales, componentes e infraestructura de generación y transmisión existentes y a los costos y tareas involucradas en labores de operación, mantenimiento, administración y comercialización. El Consultor deberá analizar críticamente toda la información recibida de parte de las Empresas en relación con los valores de mercado obtenidos mediante cotizaciones directas o estudios de precios, de tal forma de establecer una base de datos a emplear en la valorización y dimensionamiento de la empresa eficiente.

Adicionalmente las Empresas deberán informar en forma detallada y respaldada, tanto al Consultor como a esta Comisión, el régimen tributario que enfrentan, así como subsidios, exenciones o bien cualquier otra modalidad que, de alguna forma, afecte sus costos de inversión y/u operación en cada uno de sus Sistemas Medianos.

c) Recargos

Los recargos a emplear por el Consultor deberán ser el resultado de una política de gestión eficiente de la empresa eficiente.

(i) Flete a bodega

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de traslado hacia bodega de equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Para la determinación de este recargo se deberán considerar criterios de eficiencia en cuanto a las distancias entre el punto de abastecimiento de los equipos y materiales hasta el lugar de destino y los traslados, considerando que se realizan de forma programada y en momentos razonables, por lo que no se podrán utilizar los tiempos de desplazamiento en las horas de mayor congestión.

Adicionalmente, el Consultor deberá identificar el tipo de flete eficiente para cada equipo y material requerido en las obras de generación y/o transmisión.

(ii) Bodegaje

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de almacenamiento transitorio en obra de los equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Todo criterio aplicado para la inclusión de los equipos y materiales que defina el Consultor deberá estar debidamente respaldado.

En la determinación de este recargo se debe considerar una adquisición y uso eficiente del stock de los materiales en bodega, de manera de minimizar el costo financiero asociado al capital inmovilizado.

El Consultor deberá identificar, evaluar y cuantificar sólo aquellos equipos y materiales que, en la práctica, son almacenados temporalmente en obra.

(iii) Flete a obra

Deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de traslado de bodega hacia la obra de equipos y materiales destinados a la construcción de instalaciones de generación y/o transmisión, según corresponda.

Para la determinación de este recargo se deberán considerar criterios de eficiencia en cuanto a las distancias entre el punto de abastecimiento de los equipos y materiales hasta el lugar de destino y los traslados, considerando que se realizan de forma programada y en momentos razonables, por lo que no se podrán utilizar los tiempos de desplazamiento en las horas de mayor congestión.

Adicionalmente, el Consultor deberá identificar el tipo de flete eficiente para cada equipo y material requeridos en las obras de generación y/o transmisión.

(iv) Montaje

Los costos de montaje considerarán lo siguiente:

- Costos de montaje de personal, ya sea de contratistas o personal propio;
- Costos de inspector técnico de obras (ITO) y supervisión;
- Costos de vehículos, maquinarias y herramientas utilizadas en el montaje, sin considerar el costo de los materiales;
- Costo de montaje de las obras civiles y equipos electromecánicos; y,
- Otros costos de montaje debidamente detallados, justificados y respaldados por el Consultor.

Para cada uno de los equipos y materiales requeridos en las obras de generación y/o transmisión, el Consultor deberá listar las tareas requeridas para llevar a cabo el montaje de dichos equipos y materiales, indicando los recursos y personal necesarios para llevar a cabo cada tarea eficientemente.

Los costos de montaje deberán ser eliminados de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(v) Ingeniería

Los costos de ingeniería considerarán lo siguiente:

- Estudios de factibilidad y estudios eléctricos de los proyectos contratados con terceros;
- Ingeniería conceptual, básica y de detalle de obras contratada con terceros;
- Personal propio asignado a ingeniería de obras; y,
- Otros costos de ingeniería debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

Para cada uno de los estudios y servicios de ingeniería requeridos para el desarrollo de las obras, o bien, para las familias representativas de estas, el Consultor deberá listar las tareas y/o actividades de ingeniería requeridas, indicando los recursos y personal necesarios para llevar a cabo dichas tareas eficientemente.

Dichos costos de ingeniería deberán ser eliminados de los ítems de montaje o de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(vi) Gastos Generales

Los costos por gastos generales considerarán lo siguiente:

- Administración de obras contratadas a terceros; y,
- Otros costos asociados a gastos generales debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

Dichos gastos generales deberán ser eliminados de los ítems de montaje o de cualquier otro ítem, a fin de evitar duplicidad de costos informados.

(vii) Intereses Intercalarios

El costo por intereses intercalarios corresponderá al costo financiero que se produce durante el período de construcción eficiente de un conjunto de obras representativas de generación y/o transmisión. Deberán ser determinados a partir de los plazos asociados a la ejecución de las obras y los flujos de fondos eficientemente administrados, durante un determinado período.

A partir de los antecedentes de flujo de fondos y plazos vinculados a la ejecución de las obras, el Consultor deberá determinar los intereses intercalarios asociados a la construcción de las instalaciones. El Consultor deberá corregir o, en su defecto, eliminar las ineficiencias asociadas a períodos extensos e injustificados entre inversiones relevantes, con el fin de evitar que estas se reflejen en el valor final.

Para la determinación del interés intercalario, el Consultor deberá determinar una tasa de interés real anual única y representativa de las condiciones de mercado, expresada en forma porcentual, que considere el costo de capital de mercado para el financiamiento. Esta tasa se aplicará sobre la totalidad de los pagos asociados al establecimiento de las obras (incluidos costos de adquisición, fletes, montaje, ingeniería, gastos generales). Para ello, el Consultor deberá expresar el resultado de este cálculo en forma porcentual y resguardar la consistencia del recargo con su aplicación.

Para determinar los flujos de fondos destinados a la construcción de obras de generación y/o transmisión se considerarán los momentos de traspaso efectivo de fondos a las empresas contratistas para la construcción de estas obras, eficientemente determinados y coordinados, los que deberán estar debidamente respaldados. Los flujos de fondos de costos de materiales y equipos deberán considerarse en el momento en que los materiales son enviados con destino a faena de construcción.

Para el caso de equipos mayores en que es necesario realizar un pago al proveedor para ordenar su fabricación, el flujo de fondos será considerado desde la emisión de la orden de compra emitida para la fabricación del equipo.

Para la determinación de los intereses intercalarios, el Consultor deberá detectar, corregir o, en su defecto, eliminar las ineficiencias asociadas a períodos extensos e injustificados entre inversiones relevantes, con el fin de evitar que estas se reflejen en el valor final.

(viii) Bienes Intangibles

La valorización de bienes intangibles deberá recoger los costos de contratación inicial de personal, gastos de puesta en marcha y estudios previos.

El Consultor deberá presentar y respaldar los cálculos, antecedentes y factores que permitan determinar los costos asociados a bienes intangibles. Los costos de contratación inicial de personal no podrán ser superiores a dos meses de gastos en remuneraciones, sin considerar compensaciones o beneficios, en el

año base. Los gastos de puesta en marcha estarán conformados por los costos de capacitación, operación y mantenimiento a lo largo de un período no superior a un mes. Los estudios previos consideran los estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para iniciar las actividades, así como los gastos notariales y similares asociados a la constitución de la sociedad.

El Consultor en ningún caso podrá imputar a los bienes intangibles gastos adicionales a los indicados previamente, como, por ejemplo, costos de la sociedad precursora y gastos asociados a la captación comercial.

Los bienes intangibles a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual de los bienes intangibles de la empresa eficiente, en función de la anualidad de la inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

(ix) Capital de explotación

El capital de explotación se determinará como dos doceavos del costo anual de operación, mantención y administración (C.O.M.A.) de la inversión correspondiente.

El capital de explotación a considerar en el costo unitario de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles se determinará prorrateando el costo anual del capital de explotación de la empresa eficiente en función de las anualidades de inversión de las instalaciones eléctricas y de los bienes muebles e inmuebles (no incluyendo bienes intangibles y capital de explotación), y dividiendo dicha prorrata por el factor de recuperación de capital de la correspondiente instalación eléctrica o bien mueble e inmueble.

d) Subdivisión de la transmisión en tramos

A fin de facilitar la asignación de los costos de transmisión, el Consultor deberá identificar los distintos tramos de las instalaciones de transmisión y asignar justificadamente transformadores, subestaciones y demás equipos, o fracciones de ellos, así como sus respectivos costos, a cada uno de los tramos identificados.

e) Nudos de retiro

El Consultor deberá definir el conjunto de nudos o barras del Sistema Mediano desde donde se retira la energía y potencia generada, en adelante “nudos de retiro”, para efectos de dar suministro a empresas concesionarias de distribución u otros clientes.

Para este efecto, el Consultor debe considerar que las líneas o barras del Sistema Mediano conectadas que no sean parte de instalaciones de la empresa concesionaria de distribución u otros clientes, corresponden al segmento de transmisión.

En dichos nudos de retiro, el Consultor deberá determinar la demanda de energía y potencia en el año base y para cada uno de los años del período de planificación, debiendo además en cada una de ellas asignar los costos que correspondan, de acuerdo con la metodología establecida en la normativa vigente.

f) Proyección de demanda de energía y potencia

En cada uno de los nudos de retiro del Sistema Mediano, el Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y potencia total para el período de planificación. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda de energía y potencia, del resultado de encuestas a grandes clientes a las que se hace referencia en el artículo 28 del Reglamento de Sistemas Medianos, y de la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, ambientales, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificadas.

En particular, para los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes, el Consultor deberá analizar las implicancias en la proyección de demanda de los lineamientos establecidos en la “Política Energética de Magallanes y Antártica Chilena”, elaborada por el Ministerio de Energía. A su vez, para la determinación de la proyección de demanda del Sistema Mediano de Aysén, y en particular la referente a la ciudad de Coyhaique, el Consultor deberá analizar los efectos del “Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Coyhaique y su zona circundante”, establecido en el Decreto Supremo N° 7, de 2019, del Ministerio de Medio Ambiente. Ambos análisis, y la decisión sobre su consideración en las proyecciones, deben estar debidamente justificados y respaldados en los anexos entregados a la Comisión.

En cada nudo de retiro y para el sistema completo, las Empresas deberán entregar al Consultor y a la Comisión, toda la información que posean respecto de la demanda histórica de energía y potencia de cada Sistema Mediano, acompañando una descripción que dé cuenta del comportamiento mensual de la misma y de los registros horarios de mediciones de demanda de energía y potencia en cada nudo de retiro. Adicionalmente, las Empresas deberán entregar los consumos históricos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano (grandes clientes) y, por cada uno de los años en que se tenga registro de información, la proyección de consumos de estos clientes para los siguientes cuatro años (p.ej. año 2020, proyección 2021-2024). La información entregada debe ser concordante con la ya enviada a la Comisión en virtud de lo dispuesto en los artículos 27 y 28 del Reglamento de Sistemas Medianos.

La proyección de demanda en los nudos de retiro, la configuración topológica del sistema y la estimación de pérdidas de transmisión eficientes, deberán ser consideradas en la estimación de las necesidades de inyección de generación para el respectivo Sistema Mediano.

Para la proyección de la demanda de potencia de punta, el Consultor deberá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo. Adicionalmente, el Consultor podrá estimar, en casos justificados, ajustes en el factor de carga basado en modificaciones de las características de la demanda proyectada en comparación a la histórica. Por su parte, sobre la base del comportamiento histórico de la demanda y del consumo de grandes clientes, el Consultor deberá elaborar una curva de demanda

constituida por escalones horarios de potencia, cuya duración y cantidad se establece en el punto 5.1 del Capítulo II de las presentes Bases.

g) Condiciones de mercado y tecnológicas vigentes

Para valorizar eficientemente las instalaciones existentes, identificar unidades candidatas, elaborar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá estudiar los recursos disponibles, las condiciones de mercado, las condiciones tecnológicas vigentes y los proyectos en construcción o estudio para determinar en forma eficiente los costos unitarios de inversión, mantenimiento, operación, administración y comercialización involucrados en las mejores alternativas técnico-económica de generación, transmisión y demás infraestructura disponibles para cada Sistema Mediano.

El Consultor deberá determinar con ello las características técnicas óptimas de las futuras instalaciones de generación, transmisión y demás infraestructura, así como los costos eficientes de inversión, mantenimiento, operación, administración y comercialización asociados. En aquellos casos en que el Consultor determine los costos mencionados a partir de precios de mercado, este deberá incluir los descuentos por volúmenes de compras habituales para una empresa de tamaño similar al de la empresa eficiente y, en aquellos casos que se cuente con más de una cotización, se deberá emplear la de menor valor.

La identificación de los elementos, materiales, equipos, componentes, insumos y servicios, entre otros, asociados a las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano, así como sus correspondientes costos unitarios, deberán ser informados por el Consultor a las Empresas, para que esta última los informe a la Comisión en el plazo establecido en las presentes Bases, la cual los analizará y podrá recomendar la corrección de ellos, al tenor de lo señalado en el artículo 16 del Reglamento de Sistemas Medianos.

En concordancia con lo establecido en la normativa vigente, los Planes de Expansión Óptimos de las instalaciones de generación en cada Sistema Mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación con otras fuentes de energía primaria, siempre y cuando sean igual de competitivos y eficientes, tanto técnica como económicamente.

h) Infraestructura, terrenos, servidumbres y medio ambiente

A partir de los análisis críticos de la información respaldada y documentada correspondiente a la infraestructura, terrenos, servidumbres y medio ambiente efectivamente pagados, actualizadas por el Índice de Precios al Consumidor, que entreguen las Empresas para el año base, en cada Sistema Mediano el Consultor deberá determinar los costos a emplear en la valorización de dichos ítems en la empresa eficiente.

Se debe incluir en la infraestructura los edificios de oficina, mobiliarios y equipos, equipos de seguridad para operarios, talleres, galpones, bodegas, casas de alojamiento para cuidadores, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros.

Para efectos de determinar y valorizar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente a que se refieren las presentes Bases, el Consultor deberá definir la infraestructura y terrenos óptimos, y su evolución en el tiempo, considerando costos eficientes, dimensiones adecuadas en cuanto a tamaño y cantidad de infraestructura y terrenos involucrados, economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por una misma Empresa.

Para dimensionar los terrenos y servidumbres se deberá hacer un lay-out con la ubicación de las instalaciones e infraestructura de generación y transmisión del Sistema Mediano, y las distancias mínimas requeridas considerando los requerimientos establecidos en la normativa vigente.

Para efectos de establecer el valor anualizado de los terrenos, servidumbres, medio ambiente y demás costos asociados que no se hubieren constituido como gastos, se considerará la tasa de descuento indicada en el literal w) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases y un flujo perpetuo.

i) Estructura y costos de personal

El Consultor deberá definir la estructura de personal óptima de la empresa eficiente, para lo cual deberá considerar y analizar críticamente toda la información que entreguen las Empresas, la cual deberá incluir, a lo menos, la cantidad, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos y otros que conforman la planta de personal utilizada por cada Empresa en las actividades asociadas a la generación y transmisión en cada Sistema Mediano.

La estructura de personal deberá considerar las economías de ámbito y de escala, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la seguridad y calidad de servicio que establece la normativa vigente, en el horizonte de planificación pertinente.

Para cumplir con lo anterior, el Consultor deberá identificar el personal óptimo dedicado a la operación, mantenimiento, administración y comercialización del Sistema Mediano correspondiente, y su evolución en el tiempo, analizando además la conveniencia de utilizar personal propio o contratistas.

El Consultor deberá describir detalladamente la metodología empleada en la determinación de la estructura de la empresa eficiente, adjuntando, además, como mínimo, lo siguiente:

- Identificación de los procesos, actividades y funciones que, como mínimo, debe desarrollar la empresa.
- Diseño en detalle de la organización propuesta y de cómo se encuentran asignadas cada una de las tareas en las distintas unidades de trabajo consideradas.
- Descripción de cada una de las tareas desarrolladas por el personal propio.
- Descripción de cada una de las tareas desarrolladas por el personal tercerizado (contratistas).
- Organigrama.
- Para cada tipo de cargo existente (p.ej. ingenieros), propio o de contratistas, se deberán desglosar sus tareas anuales y señalar en cada caso la dedicación de tiempo, conforme al siguiente formato:
 - ✓ Tipo de cargo
 - ✓ Identificación de la tarea

- ✓ Actividad realizada
- ✓ Dedicación (horas/año)
- Dotación eficiente de personal propio
- Prestaciones eficientes de personal tercerizado, detallado por prestación (nombre y descripción) y cantidad anual.

Para determinar los costos de personal de la empresa eficiente, el Consultor deberá considerar uno o más estudios de remuneraciones de mercado representativos, realizado por empresas especialistas del rubro y de reconocido prestigio en el tema, identificando para cada estamento de personal el mercado relevante y los salarios de mercado, debiendo anexar al Estudio toda la información relevante que estas aporten para permitir un análisis completo de la metodología utilizada en la determinación de los respectivos costos. Adicionalmente, las empresas deberán poner a disposición de la Comisión el o los estudios de remuneraciones utilizados por el Consultor en la elaboración del Estudio, debiendo esta resguardar el carácter confidencial que pudiesen tener dichos antecedentes.

El estadígrafo que debe utilizarse para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%. No obstante lo anterior, para determinar los costos de personal tercerizado, el Consultor podrá considerar un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, cuya muestra corresponda exclusivamente a empresas que ejecutan labores externalizadas por otras empresas, en cuyo caso el estadígrafo a utilizar será el percentil 50%. Asimismo, el Consultor podrá considerar, justificadamente, tanto para personal propio como tercerizado, percentiles distintos a los señalados precedentemente para aquellos cargos cuyo nivel de especialización no se encuentre debidamente recogido en el o los estudios de remuneraciones.

Para efectos de estimar las remuneraciones asociadas a cada cargo, se deberá realizar un proceso de homologación debidamente fundamentado de cada uno de ellos, buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos con la información disponible en el estudio de mercado de remuneraciones.

Para el personal propio, las remuneraciones deberán incluir las obligaciones legales vigentes al 31 de diciembre del 2020. Por su parte, las remuneraciones del personal tercerizado deberán incluir los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre un contratista (provisión para pago de indemnización, aporte patronal legal (seguro de invalidez y sobrevivencia), seguro de cesantía y cotización por accidentes del trabajo), un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado del personal tercerizado.

La inclusión de beneficios adicionales que no sean obligatorios para la empresa modelada de acuerdo con la normativa laboral vigente, deberán ser debidamente justificados, siendo necesario, además, que representen prácticas frecuentes en el mercado.

Con el fin de evitar duplicidades en la estimación de los costos de remuneraciones, los estudios de remuneraciones de mercado que utilice el Consultor para estimar las remuneraciones del personal (propio y/o tercerizado) deben permitir diferenciar entre el sueldo contractual mensual y cada asignación, bono, incentivo y beneficio adicional que estas estén considerando.

El Consultor deberá considerar como tope para el costo laboral de la empresa eficiente, el monto efectivamente pagado por la Empresa por este concepto para el año base, calculado a partir de las partidas de costos consideradas en la empresa eficiente, y proyectar su evolución en consistencia con las modificaciones de estructura y/o aumentos de planta requeridos para dar respuesta al plan de expansión.

j) Gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización

A partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el Consultor deberá determinar y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración, y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de las Empresas, existentes al año base.

El C.O.M.A. corresponde a costos que no varían con la cantidad de energía y potencia transitada a capacidad fija de las instalaciones de transmisión, por lo que no se deben incorporar costos variables por dichos conceptos.

Para tal efecto, se deben incluir los gastos de personal técnico y administrativo identificados en el literal h), los contratos a empresas de servicio, el gasto y costo unitario de insumos tales como lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios y medicamentos, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros.

Para efectos de determinar y valorizar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar los gastos fijos anuales óptimos y eficientes y su evolución en el tiempo para la empresa eficiente, considerando además los precios de mercado debidamente respaldados con cotizaciones y/o valores efectivos, consumo de insumos adecuado al tamaño del Sistema Mediano correspondiente y las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas. Asimismo, en el caso de materiales y otros elementos asociados a las labores de mantenimiento y operación, el Consultor deberá considerar, cuando corresponda, la posibilidad de descuentos por volumen, considerando la oportunidad de efectuar una gestión de adquisición y mantención de inventarios eficiente desde el punto de vista financiero, reconociendo la disponibilidad de las instalaciones requerida, el emplazamiento geográfico y tiempos de respuesta, de acuerdo con las normas y reglamentos, debiendo justificar la procedencia de tal consideración.

k) Asignación de costos administrativos y economías de ámbito y escala

Para las instalaciones existentes, en la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar la fracción del costo de infraestructura, gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, incluyendo el costo anual de personal que es asignable a los segmentos de generación y transmisión de los Sistemas Medianos en Estudio. Para ello, y según corresponda, deberá descontar los costos correspondientes al segmento de distribución, otros sistemas u otros servicios administrados por las empresas operadoras, y determinar justificadamente un prorrateo de esta fracción a cada unidad de generación y a cada uno de los tramos de transmisión identificados de la Empresa, según lo que efectivamente corresponda.

Para la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá considerar, además, las economías de ámbito y escalas asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

l) Subcontrato con empresas consultoras especialistas

Para el desarrollo de los literales h), i), j) y k) anteriores, el Consultor deberá realizar estudios que respalden los respectivos resultados, los que podrán ser subcontratados a empresas consultoras especialistas en las materias identificadas en dichos literales. En su informe, la empresa consultora especialista, o bien el Consultor, deberá incluir el detalle completo de los análisis efectuados y los resultados alcanzados. Las Empresas deberán enviar una copia a la Comisión del informe antes dicho, e incluirlo en los informes de avance y en el informe final que debe enviar el Consultor a la Comisión en las instancias indicadas en estas Bases.

m) Modelos y herramientas para la modelación de la operación

El Consultor deberá modelar adecuadamente las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano para todo el horizonte de planificación, tanto para el desarrollo del CID como del CTLP, de acuerdo con las distintas características técnicas y económicas de sus componentes, cumpliendo los formatos establecidos en el ANEXO N° 3.

1. Unidades generadoras: Deberán ser caracterizadas por su capacidad bruta y neta, rendimiento, precio de combustibles, costos variables no combustibles, indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, capacidad de regulación, diagrama de operación PQ, factor de planta y estadísticas hidrológicas existentes para centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos existentes para centrales eólicas y estadísticas de radiación para centrales fotovoltaicas, entre otros.
2. Líneas, equipos y componentes de transmisión: Las líneas de transmisión deberán ser caracterizadas, al menos, por su capacidad, resistencia, reactancia, susceptancia, nivel de tensión u otras. Por su parte, los transformadores deberán considerar, al menos, su reactancia, pérdidas (cobre y en vacío), tensiones nominales, razón de transformación, número de taps y rango de regulación (% de tensión por tap). En el caso de los equipos de compensación reactiva, estos deberán ser caracterizados por su capacidad y nivel de tensión, entre otras.
3. Sistemas de almacenamiento: Estos sistemas son útiles para la optimización de la operación de la generación, transmisión y distribución de electricidad y servicios eléctricos. Deberán ser caracterizados por su potencia nominal, capacidad de almacenamiento, rango de operación en función del tiempo (potencia/tiempo), carta de operación PQ, duración de ciclos de carga y descarga, rendimientos u otras.
4. Características técnicas y económicas: Se deberá tener en consideración el costo de falla correspondiente del sistema, la tasa de descuento definida en la letra w) de esta sección y las exigencias de diseño y operación establecidos y/o derivados de las normas ambientales, de seguridad y calidad de servicio vigentes, entre otras.

Mediante los modelos y herramientas que se utilicen, el Consultor deberá obtener los siguientes resultados:

1. *Despacho económico de las distintas unidades generadoras*, bajo las distintas condiciones de operación y mantenimiento, y considerando las limitaciones de transmisión en las líneas, pérdidas en las instalaciones de transmisión, exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, así como las normas vigentes respecto de las restricciones ambientales.
2. *Flujos de potencia, pérdidas de energía y pérdidas de demanda máxima en los distintos tramos de las instalaciones de transmisión*, en las distintas condiciones de operación y mantenimiento, e identificación de situaciones de congestión.
3. *Factores de prorrata* basados en la metodología que utiliza los factores GLDF y GGDF¹, u otra equivalente, que cumpla el mismo propósito.
4. *Factores de penalización de energía y demanda máxima* en los nudos de retiro del sistema.
5. *Análisis de estabilidad del sistema y regulación de tensión en los nudos de retiro* de este, para distintas condiciones de operación.

En aquellos casos en que las empresas no dispongan de la información indicada en el Anexo N°3, el Consultor podrá realizar supuestos justificados en base a instalaciones de similares características.

n) Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar justificadamente el Plan de Expansión Óptimo de generación y transmisión asociado al Sistema Mediano para todo el horizonte de planificación del Estudio. Dicho plan será de carácter obligatorio para las Empresas que operen en el Sistema Mediano, entendiéndose por tales aquellas que actualmente lo hacen, así como aquellas unidades candidatas que resulten despachadas en el Estudio. El Plan de Expansión debe ser óptimo de modo tal que se minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación², falla, mantenimiento, administración y comercialización del Sistema Mediano, sujeto a las restricciones ambientales, restricciones de las políticas de desarrollo energético y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, e incluyendo las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa.

El Consultor deberá efectuar el Plan de Expansión Óptimo sobre la base de las características técnicas-económicas de las instalaciones de generación y transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) asociada a cada segmento existente en el Sistema Mediano, así como de considerar para el período de planificación la variabilidad hidrológica y de vientos, los precios de los combustibles, la proyección de

¹ GLDF y GGDF debido a sus siglas en inglés “Generalized Load Distribution Factors” y “Generalized Generation Distribution Factors”, respectivamente.

² Dentro de los costos de operación debe ser incluido el Impuesto a las Emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, de 2014, del Ministerio de Hacienda, que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

demanda, los costos de falla de corta y larga duración, las alternativas tecnológicas actuales tales como sistemas de almacenamiento y el costo eficiente para los distintos elementos de generación, transmisión e infraestructura, considerando las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Adicionalmente, el Consultor deberá individualizar en el Plan de Expansión Óptimo las instalaciones requeridas, indicando además la fecha de entrada en operación, plazo referencial de construcción, tipo (ampliación o nueva), principales características técnicas (kV, kVA, kW, kVAr, según corresponda) y, en el caso de las ampliaciones, deberá incluir el nombre de la empresa propietaria de las instalaciones originales.

Para tal efecto, el Consultor deberá evaluar las distintas alternativas de expansión para distintos escenarios de precio y disponibilidad de los insumos energéticos primarios existentes en la zona en que opera cada Sistema Mediano, priorizando los proyectos de medios de generación renovables no convencionales siempre y cuando sean igual de competitivos y eficientes, tanto técnica como económicamente, a otras fuentes de energía primaria.

En particular, para el caso de los Sistemas Medianos en que existe presencia de gas natural y diésel como insumos de generación, el Consultor deberá proyectar el precio y la disponibilidad de estos insumos para todo el horizonte de planificación del Estudio, proyección que deberá estar respaldada en los antecedentes y comunicaciones que el Consultor obtenga de las empresas operadoras del Sistema Mediano, así como de los suministradores y/o distribuidores actuales y potenciales de estos insumos.

Una vez iniciado el Estudio, la Comisión podrá poner a disposición del Consultor y de las Empresas individualizadas en el numeral 2 del Capítulo I de estas Bases, los antecedentes de proyectos de generación y/o transmisión que obren en su poder, a efectos de que estos sean considerados en el Plan de Expansión Óptimo. Dentro de los antecedentes, al menos se considerará la entrega de lo dispuesto en el ANEXO N° 5 de las presentes Bases.

o) Rango de validez de las hipótesis para el Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar y justificar detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de efectuar las inversiones establecidas en el Plan de Expansión Óptimo, en la forma, dimensión y plazos recomendados.

p) Costos variables de operación y falla

El Consultor deberá determinar el costo variable esperado de operación y falla de cada año considerado dentro del período de planificación, de acuerdo con las características técnicas de las instalaciones de generación y transmisión existentes, en el Plan de Expansión Óptimo o en el Proyecto de Reposición Eficiente, según corresponda, el precio de los combustibles, las restricciones de operación dadas por las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes, el costo de falla correspondiente, y a partir de los modelos y herramientas para la modelación de la operación.

q) Costo Incremental de Desarrollo

El Consultor deberá determinar justificadamente a partir del Plan de Expansión Óptimo descrito en el literal m), el CID de las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) asociada a cada Sistema Mediano, y luego asignarlo a cada uno de los nudos de retiro a través de los factores GLDF y GGDF, u otra metodología equivalente, que cumpla el mismo propósito, y desagregarlos en sus componentes de generación y transmisión, de acuerdo a lo establecido en el ANEXO N° 1 de las presentes Bases y la normativa vigente.

En caso de que el Consultor utilice una metodología distinta a la propuesta, este deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden la aplicación de dicha metodología, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

r) Proyecto de Reposición Eficiente

El Consultor deberá determinar justificadamente un Proyecto de Reposición Eficiente para las instalaciones de generación y transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) de cada Sistema Mediano. Dicho proyecto debe ser eficiente, para lo cual el parque generador debe estar óptimamente adaptado a la demanda, contar con una política de gestión de mantenimiento y operación eficiente, e incorporar las economías de ámbito y de escala asociadas a una Empresa que opera más de un sistema o a un sistema que es operado por más de una Empresa. A su vez, debe cumplir con las restricciones ambientales, restricciones de las políticas energéticas regionales y exigencias establecidas en la normativa vigente.

El Proyecto de Reposición Eficiente involucra los segmentos de generación, transmisión, infraestructura, organización de personal, entre otros, y debe ser el necesario y suficiente para abastecer la demanda inicial y futura de cada Sistema Mediano, minimizar el costo total actualizado esperado de inversión, operación³, falla, mantenimiento, administración y comercialización de largo plazo en el o en los Sistemas Medianos administrados por las mismas Empresas, incluyendo la optimización de la condición inicial de cada sistema y las economías de ámbito y escala ligadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

s) Costo Total de Largo Plazo

El Consultor deberá determinar justificadamente el Costo Total de Largo Plazo de cada Sistema Mediano a partir del Proyecto de Reposición Eficiente descrito en el literal precedente, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N° 2 de las presentes Bases y la normativa vigente, desagregando dicho costo en sus componentes de generación y transmisión.

El Consultor deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de la Comisión.

t) Fórmulas de Indexación

³ Dentro de los costos de operación debe ser incluido el Impuesto a las Emisiones establecido en el artículo 8 de la Ley N° 20.780, de 2014, del Ministerio de Hacienda, que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

El Consultor deberá determinar e identificar justificadamente los principales elementos que afectan el valor del CID y del CTLP de cada Sistema Mediano, y proponer el valor de los índices de indexación correspondientes y sus ponderadores en conformidad con lo establecido en el número 10 del Capítulo II. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía, en cada uno de ellos.

u) Propuesta de costos variables medios de operación, factor de costos de inversión y administración, y costos de transmisión

En aquellos Sistemas Medianos donde exista más de un operador o el Plan de Expansión Óptimo considere una unidad generadora operada por otra Empresa, el Consultor deberá, a partir del CTLP definido:

- 1) Asignar la potencia reconocida en el Plan de Reposición Eficiente a las unidades existentes y reconocidas en el CID.
- 2) Determinar para cada Empresa el costo variable medio, que corresponde al promedio ponderado entre generación esperada y sus costos variables y su fórmula de indexación.
- 3) Determinar un factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora.
- 4) Determinar un costo de transmisión a partir de la anualidad de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración de las empresas propietarias de instalaciones de transmisión.

v) Costos de falla de corta y larga duración

Los valores del costo de falla de corta duración o intempestivo y del costo de falla de larga duración a utilizar en el desarrollo del Estudio serán aquellos establecidos por la Comisión, mediante Resolución Exenta, vigentes a la fecha de inicio del Estudio.

w) Tasa de descuento

Para todos los efectos del Estudio, la tasa de descuento a utilizar será de un 10% anual.

x) Precio de combustibles

Para todos los efectos del Estudio, para el año base se calcularán los precios de los combustibles, según se utilicen, considerando lo siguiente:

- Precio diésel: corresponderá al promedio ponderado del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente, informado por la Empresa para el periodo de seis meses comprendido entre julio y diciembre de 2020, en US\$/m³.
- Precio gas natural: corresponderá al promedio ponderado del precio vigente del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente, informado por la Empresa para el periodo de tres meses comprendido entre octubre y diciembre de 2020, en US\$/m³.

y) Exigencias de seguridad y calidad de servicio

Para efectos de las presentes Bases, las exigencias de seguridad y calidad de servicio que el Consultor deberá utilizar en el desarrollo del Estudio corresponderán a aquellas que se encuentren vigentes en el marco normativo a la fecha de la entrega del primer informe de avance del Estudio y, en particular, a las establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.

En ausencia de mayores especificaciones, el Consultor podrá aplicar consideraciones y supuestos que respondan a las mejores prácticas de la ingeniería y que guarden relación con la planificación y operación económica y eficiente de sistemas eléctricos. En este caso, el Consultor deberá explicitar y justificar dichas consideraciones y supuestos, dentro del mismo Estudio. El Consultor deberá desarrollar, justificar y adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

z) Vida útil

La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el valor de inversión del sistema de generación y transmisión se establecerá conforme a lo siguiente:

■ Unidades generadoras hidráulicas:	50 años
■ Unidades generadoras diésel y biomasa:	20 años
■ Unidades generadoras eólicas:	20 años
■ Unidades generadoras solar fotovoltaica	25 años
■ Otras unidades generadoras:	24 años
■ Baterías u otros sistemas de almacenamiento:	15 años
■ Obras civiles:	50 años
■ Estructuras de líneas y subestaciones:	50 años
■ Equipamiento electromagnético y electromecánico:	30 años
■ Conductor desnudo:	40 años
■ Conductor aislado:	35 años
■ Conductor protegido:	35 años
■ Elementos de sujeción y aislación:	30 años
■ Equipos de control y telecomando:	10 años
■ Protecciones digitales:	15 años
■ Protecciones electromecánicas o electromagnéticas:	10 años
■ Equipamiento computacional:	5 años
■ Vehículos:	5 años
■ Equipamiento de oficina no fungible:	15 años
■ Equipamiento de operación y mantención no fungible:	15 años
■ Bienes inmuebles distintos a los terrenos:	50 años
■ Terrenos, servidumbres y medio ambiente:	Perpetuidad
■ Bienes intangibles y capital de explotación:	Perpetuidad

aa) Condiciones y requisitos para los proyectos presentados

Para la determinación del Plan de Expansión de las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano, le corresponde a la Comisión analizar la disponibilidad de oferta de generación y transmisión en el mediano y largo plazo en dichos sistemas. El Plan de Expansión resultante del Estudio que sea establecido en el o en los decretos respectivos es de carácter obligatorio, mientras este se encuentre vigente, para las Empresas que operen en el Sistema Mediano, entendiéndose por tales aquellas que actualmente lo hacen, así como aquellas unidades candidatas que resulten despachadas.

Considerando lo anterior, se enviará a los promotores de proyectos que han manifestado su intención de conectarse a algún Sistema Mediano, en adelante “el Promotor” o “los Promotores”, un oficio indicándole las condiciones, requisitos y antecedentes establecidos en las presentes Bases para ser parte del catastro de proyectos a considerar en la determinación del plan antes mencionado.

Los promotores de proyectos deberán presentar los antecedentes y respaldos que justifiquen su propuesta, conforme a lo dispuesto en el ANEXO N° 5 de las presentes Bases, debiendo ajustarse a los formatos y requisitos que establezca la Comisión.

Desde el momento de la incorporación de un proyecto al catastro, será responsabilidad de los Promotores actualizar, durante el desarrollo del Estudio, el avance en el desarrollo de este de acuerdo con la Carta Gantt presentada. La actualización de la información en los términos indicados precedentemente permitirá al Promotor del proyecto mantener su calidad de integrante del catastro.

- **Garantías de seriedad de los proyectos**

Con el fin de garantizar la seriedad de los proyectos presentados y su efectivo desarrollo conforme al Plan de Expansión Óptimo original, los desarrolladores de proyectos deberán presentar ante la Comisión, instrumentos que permitan resguardar la integridad y seriedad del respectivo proyecto, los que podrán ser boletas de garantía, pólizas de seguros a primer requerimiento de ejecución inmediata o cartas de crédito *stand-by*. Dichos instrumentos deberán presentarse en las oportunidades y con las características que se señalan a continuación:

1. Las boletas de garantía deberán cumplir con los siguientes requisitos:
 - a. La glosa de dichas boletas será: “Para garantizar el desarrollo del proyecto en el proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó, Hornopirén y Puerto Cisnes correspondiente al período 2022 – 2026, conforme a las condiciones y plazos definidos en el Plan de Expansión Óptimo”;
 - b. Deberán ser irrevocables, pagaderas a la vista y a primer requerimiento;
 - c. Deberán ser tomadas por el Promotor o por una de las sociedades integrantes del consorcio;
 - d. Deberán ser emitidas en Santiago de Chile, por un banco con sucursal en Chile;
 - e. Deberán ser emitidas a nombre de la empresa mayoritaria del Sistema Mediano, correspondiente a SAGESA S.A. para los Sistemas Medianos de Cochamó y Hornopirén, Empresa Eléctrica de Aysén

S.A. para los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. para los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams; y,

- f. Conjuntamente con la o las boletas de garantía, cada Promotor deberá entregar una declaración firmada ante Notario Público, efectuada por su representante legal, renunciando expresamente al ejercicio de cualquier acción o derecho con el fin de trabar embargo y/o medidas precautorias respecto de dichas garantías.
2. Alternativamente, el Promotor deberá contratar y hacer entrega de una póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, para efectos de garantizar el desarrollo del proyecto, la cual permitirá su ejecución por parte de la empresa mayoritaria correspondiente. La ejecución inmediata a primer requerimiento se realizará de conformidad a lo establecido en el inciso tercero del artículo 583 del Código de Comercio.
3. Las cartas de crédito *stand-by* deberán cumplir con los requisitos propios de este tipo de instrumentos de acuerdo con la normativa vigente.
4. Los instrumentos antes mencionados deberán ser entregados en las oportunidades y por los montos indicados a continuación:
 - a) Al momento de inscribirse en el catastro de proyectos, el Promotor, para cada uno de sus proyectos, deberá presentar un instrumento de garantía por un monto equivalente a 100 Unidades de Fomento, en adelante “UF”. Este instrumento de garantía deberá tener una vigencia hasta el 30 de abril de 2023, o el día hábil siguiente.

Este instrumento de garantía deberá cobrarse si:

- (i) El Promotor comunica, por escrito, antes de la emisión del informe técnico definitivo de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 178 de la Ley, en adelante “Informe Técnico Definitivo”, que:
 - Retirá el proyecto de ser considerado en el Plan de Expansión Óptimo;
 - Retirá su inscripción del catastro ya referido; u
 - Otras de similar naturaleza y que signifiquen la no continuación del proyecto propuesto.
- (ii) No presenta el instrumento de garantía de la letra b) siguiente, en caso de que corresponda.

El monto recaudado por el cobro de este instrumento de garantía irá en beneficio único y directo de los clientes del Sistema Mediano al que está asociado el proyecto en cuestión. Para estos efectos, la Comisión deberá incorporar lo recaudado en el proceso de tarificación en curso como una disminución en el C.O.M.A.

En aquellos casos en que el instrumento de garantía corresponda a una boleta de garantía o una cartas de crédito *stand-by* y no hubiese sido cobrada, esta será devuelta por la Comisión al

Promotor dentro del plazo de 30 días corridos siguientes a la emisión del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.

- b) Una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del Estudio, el Promotor deberá presentar, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la comunicación del Estudio por parte de la Comisión a los interesados, un instrumento de garantía por un monto equivalente a 1.000 UF. Este instrumento de garantía deberá tener una vigencia hasta el 30 de abril de 2023, o el día hábil siguiente.

Este instrumento de garantía deberá cobrarse si:

- (i) El Promotor comunica, por escrito, antes de la emisión del Informe Técnico Definitivo, que:
- Retirá el proyecto de ser considerado en el Plan de Expansión Óptimo;
 - Retirá su inscripción del catastro referido en la letra anterior; u
 - Otras de similar naturaleza y que signifiquen la no continuación del proyecto propuesto.
- (ii) No presenta el instrumento de garantía de la letra c) siguiente, en caso de que corresponda.

El monto recaudado por el cobro de este instrumento de garantía irá en beneficio único y directo de los clientes del Sistema Mediano al que está asociado el proyecto en cuestión. Para estos efectos, la Comisión deberá incorporar lo recaudado en el proceso de tarificación en curso como una disminución en el C.O.M.A.

En aquellos casos en que el instrumento de garantía corresponda a una boleta de garantía o una cartas de crédito *stand-by* y no se hubiese cobrado, esta será devuelta por la Comisión al Promotor dentro del plazo de 30 días corridos siguientes a la emisión del Informe Técnico Definitivo por parte de la Comisión.

- c) Una vez que un proyecto sea seleccionado dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del informe técnico de la Comisión al que se hace referencia en el artículo 177 de la Ley, el Promotor deberá presentar, dentro de los 20 días siguientes a la emisión de dicho informe por parte de la Comisión, como máximo 15 (quince) instrumentos de garantía. La cantidad de instrumentos de garantía a entregar será el mínimo valor entre 15 (quince) y la cantidad de meses faltantes entre la fecha de entrada en operación informada del proyecto conforme a la letra a) del ANEXO N° 5 y el 31 de octubre de 2026, que corresponde a la fecha de vencimiento de las tarifas a ser fijadas en el presente proceso tarifario.

Cada uno de dichos instrumentos deberá ser por un monto equivalente al promedio mensual del sobre costo resultante del estudio tarifario para el Sistema Mediano correspondiente dada la no entrada en operación del proyecto en cuestión. Los montos percibidos por el cobro de esta garantía se sumarán a la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia y deberán repartirse entre los operadores del Sistema Mediano en cuestión al momento de realizarse la repartición de la recaudación del mes en que se verifica el incumplimiento de cada boleta, de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo 32 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio

de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.

La Comisión determinará en cada versión de su informe técnico, la cantidad de instrumentos a entregar por cada Promotor y el monto de cada una de ellas, el que deberá estar expresado en UF. De todas maneras, el valor del conjunto de las boletas de garantía no podrá ser superior al 10% del valor de implementación del proyecto presentado en "5.- TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)" de la hoja "2. Presupuesto Central" del "Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx". Si la suma del valor de los instrumentos es superior al referido 10%, la cantidad de estos y el monto del último de ellos deberá ser reducido para cumplir con el límite ya señalado.

La fecha de vigencia de cada instrumento de garantía deberá ser de 45 días contados desde la fecha que da lugar a alguna de las causales de incumplimiento, conforme se señala más abajo.

Aquellos proyectos seleccionados dentro del Plan de Expansión Óptimo resultante del Informe Técnico Definitivo, y que no hayan sido seleccionados en el Plan de Expansión Óptimo del informe técnico al que se hace referencia en el artículo 177 de la Ley, deberán presentar los instrumentos de garantía en las mismas condiciones antes referidas y en un plazo de 20 días desde la emisión del Informe Técnico Definitivo. En caso de que un proyecto previamente seleccionado en el Plan de Expansión Óptimo no sea seleccionado en el Plan de Expansión Óptimo del Informe Técnico Definitivo, las boletas presentadas serán devueltas por la Comisión al Promotor dentro del plazo de 30 días corridos siguientes a la emisión del referido informe por parte de la Comisión.

En caso de verificarse el incumplimiento por parte del o de los Promotores, la empresa beneficiaria del instrumento de garantía podrá solicitar a la Comisión la entrega de este y proceder a su cobro, para efectos de sumar lo percibido a la recaudación de ingresos por concepto de venta de energía y potencia según lo señalado precedentemente. Se entenderá por incumplimiento: (i) la no entrada en operación⁴ del respectivo proyecto en la fecha original establecida en el Plan de Expansión Óptimo resultante del presente proceso tarifario, lo que dará lugar al cobro del primer instrumento de garantía; y, (ii) los sucesivos atrasos mensuales en que incurra el Promotor del proyecto en la entrada en operación de este, lo que autorizará el cobro de los sucesivos instrumentos de garantía.

Para estos efectos, no será procedente invocar como causal eximente por parte del Promotor una hipótesis de caso fortuito o fuerza mayor; el otorgamiento de una eventual autorización para el retraso de la entrada en operación del proyecto por parte de la Comisión, conforme a lo dispuesto en el artículo 25 del Reglamento de Sistemas Medianos; o una eventual autorización para el retraso en la interconexión del proyecto, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 28 del Decreto Supremo N° 23, del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba el Reglamento de

⁴ Se entenderá que una instalación ha entrado en operación con el término efectivo de la etapa de puesta en servicio, correspondiendo esta última al periodo que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización de la Operadora Principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará de conformidad con lo establecido en Capítulo 4 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos, y hasta el término de las respectivas pruebas.

Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Las boletas de garantía entregadas, o el menor número de ellas si ha correspondido el cobro de alguna o algunas, serán devueltas al Promotor dentro de los 30 días corridos siguientes a la entrada en operación del respectivo proyecto o a la fecha de vigencia de estas. Las referidas devoluciones se realizarán a solicitud del respectivo Promotor, una vez que esta Comisión haya verificado el cumplimiento de las condiciones señaladas en este acápite.

Toda entrega, devolución y/o reemplazo de instrumentos de garantía deberá ser previamente autorizada, por escrito, por esta Comisión.

4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

De acuerdo con las condiciones de mercado, el Consultor deberá analizar críticamente la información entregada por las Empresas, especialmente en lo que se refiere a los costos unitarios de los diferentes insumos, componentes, servicios o terrenos utilizados en instalaciones de generación, transmisión e infraestructura, y corregirlos en caso de que no exista coherencia entre los valores entregados por las Empresas y los valores de mercado.

Copia de los costos unitarios entregados por las Empresas al Consultor deberán ser enviadas por estas, en la misma fecha y forma, a la Comisión. Asimismo, con ocasión del primer informe de avance del Consultor a las Empresas, estas deberán informar a la Comisión el resultado del análisis crítico del Consultor a dichos costos unitarios en los formatos indicados en estas Bases.

La Comisión comunicará a las Empresas los costos unitarios recomendados que se deben utilizar, de acuerdo con sus propios antecedentes y aquellos entregados con ocasión del desarrollo del Estudio, recomendación que deberá hacerse llegar a las Empresas dentro de los 20 días hábiles siguientes a la recepción de parte de la Comisión del primer informe de avance del Consultor. En dicho caso, las Empresas deberán analizar dicha recomendación, adoptarla o rechazarla justificadamente y, en definitiva, utilizar los costos unitarios que estime como los más adecuados, de acuerdo con las condiciones de mercado vigentes. Finalmente, las Empresas deberán informar oportunamente de lo anterior al Consultor y a la Comisión, lo que deberá ser realizado, a más tardar, en forma conjunta con la entrega del segundo informe de avance a esta Comisión.

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, una caracterización del Sistema Mediano estudiado, donde incluya, a lo menos, el detalle indicado en los numerales 3 y 4 del Capítulo II de las presentes Bases.

4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA

a) Plano y topología del Sistema Mediano

El Consultor deberá elaborar un plano o mapa con la ubicación geográfica de cada unidad generadora, líneas de transmisión, transformadores y subestaciones. Asimismo, el Consultor deberá incluir un diagrama unilineal completo y detallado del sistema eléctrico presente en el Sistema Mediano.

b) Identificación de unidades generadoras

El Consultor deberá identificar y describir detalladamente las distintas unidades generadoras, sus transformadores elevadores, sistemas de control, instalaciones de conexión al sistema, las mallas de puesta a tierra, los equipos de protección y control, los equipos de medida y demás equipamiento de cada unidad generadora. Asimismo, para cada unidad generadora, deberá informar los estanques de combustible (material, capacidad, etc.), los sistemas de tratamiento de combustible y las obras civiles para su emplazamiento directo tales como fundaciones u otros.

A partir de la información entregada por las Empresas para las centrales hidroeléctricas, el Consultor deberá analizar la ingeniería de detalle de las obras civiles, mecánicas, eléctricas u otras, e identificar los elementos eléctricos y mecánicos utilizados para la generación eléctrica y las obras civiles y mecánicas utilizadas para la captación, conducción, embalse y evacuación de las aguas.

c) Características técnicas de las unidades generadoras

Para las distintas unidades generadoras del sistema, el Consultor deberá especificar, a lo menos, las siguientes características:

- Capacidad nominal kVA.
- Potencia nominal (bruta y neta) en kW.
- Mínimo técnico en kW.
- Reactancia serie (Ohm ó p.u).
- Diagrama PQ.
- Diagrama unilineal funcional (protección y control).
- Descripción y modelo de los sistemas de control (regulador de velocidad o control de potencia activa, controlador de excitación o control de potencia reactiva, limitadores, PSS⁵, etc.).
- Tipo de combustible o insumo energético utilizado.
- Precio del combustible o insumo energético utilizado.
- Curvas de rendimiento y consumo específico.
- Costo variable no combustible (base, semibase y punta) y su composición.
- Año de construcción.
- Factor de planta.
- Estadísticas hidrológicas para las centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas de vientos para las centrales eólicas.
- Tasa de indisponibilidad forzada histórica.
- Programa de mantenimiento (detallado anualmente y ciclos involucrados).

⁵ PSS, debido a sus siglas en inglés “Power System Stabilizer”.

Por su parte, para líneas de interconexión, transformadores elevadores y subestaciones de elevadoras o de interconexión asociadas a las instalaciones de generación, se deberá considerar la especificación indicada en el literal d) siguiente.

Toda la información anterior deberá venir respaldada y contrastada con información del fabricante de las unidades generadoras.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

d) Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión

El Consultor deberá identificar y caracterizar las líneas de transmisión, transformadores, subestaciones y equipos, detallando, al menos, lo siguiente:

- Identificar las líneas de transmisión del sistema y sus características técnicas, indicando al menos:
 - Tipo y sección del(los) conductor(es).
 - Longitud (km).
 - Parámetros eléctricos de secuencia positiva: Resistencia (Ohm/km), Reactancia (Ohm/km) y Susceptancia (uS/km).
 - Número de circuitos.
 - Capacidad según temperatura ambiente (kA).
 - Nivel de tensión (kV).
 - Tipo de torres y/o postes.
 - Espaciamiento entre torres y/o postes.
 - Tipo de aislación, ferretería, mallas de puesta a tierra.
 - Cable de guardia, entre otros.
- Identificar los transformadores de poder y sus características técnicas, indicando al menos:
 - Capacidad (kVA).
 - Tensión nominal AT y BT.
 - Parámetros eléctricos de secuencia positiva: Reactancia serie (%), Pérdidas en el cobre (kW), Pérdidas en el hierro (kW).
 - Razón de transformación.
 - Grupo de conexión.
 - Número de taps y su % de regulación de tensión.
 - Año de construcción.
 - Tipo de refrigeración.
 - Tipo de aislación.
 - Peso, tipo de fundación, entre otros.
- Identificar los equipos o elementos de subestaciones tales como interruptores, desconectadores, pararrayos, condensadores, reactores, trampas de onda, transformadores de medida (TC y TP), bancos de baterías, mallas de puesta a tierra, ferreterías y demás equipos indicando sus características técnicas (tales como capacidad en kA, kW o kVAr, razón de transformación, niveles de tensión, etc), según corresponda.

- Identificar los equipos de compensación reactiva tales como reactores, capacitores, SVC, Statcom u otros según corresponda, indicando al menos su capacidad en kVAr, nivel de tensión y diagrama de operación, según corresponda.

e) Infraestructura

El Consultor deberá identificar y caracterizar en forma detallada la infraestructura asociada a las instalaciones de generación y transmisión, tales como, edificios de oficina, mobiliarios y equipos, talleres, galpones, bodegas, estructuras metálicas, fundaciones, casas de alojamiento para cuidadores, vehículos para el transporte de personal y/o equipos, sistemas informáticos, sistemas de control y sistemas de comunicación, entre otros, indicando además por cada uno de ellos los costos de inversión y mantenimiento asociados. Particularmente para los edificios, se debe indicar al menos características tales como número de metros cuadrados de construcción, metros cuadrados de terreno utilizado, tipo de construcción y número de pisos, entre otros.

El Consultor debe clasificar dicha infraestructura según se localicen al interior de subestaciones asignables directamente a las instalaciones de transmisión, o bien se utilicen para el emplazamiento de unidades generadoras asignables directamente a las instalaciones de generación y aquellas que no estén ni en el interior de subestaciones ni que se utilicen para el emplazamiento de unidades generadoras.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

f) Terrenos y superficies

El Consultor deberá identificar los terrenos utilizados para el emplazamiento de subestaciones, unidades generadoras, edificios, galpones, entre otros. Asimismo, el Consultor deberá identificar las superficies utilizadas en las servidumbres para el tendido de líneas. En ambos casos se deberá individualizar cada terreno y superficie indicando a lo menos su georreferenciación, vértices y metros cuadrados.

g) Formatos de entrega de información

Toda la información referida a las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura deberá informarse de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N° 3 de las presentes Bases.

4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

La valorización de las instalaciones existentes y de los costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las mismas, corresponderá a los valores que se determinen al 31 de diciembre del 2020, de acuerdo con la metodología expuesta anteriormente. Tales valores sólo serán utilizados para calcular los costos del año base, los que, a su vez, se utilizarán en la determinación del CID, y como valor de referencia para efectos de la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente.

En la valorización de las unidades generadoras el Consultor deberá detallar el costo unitario de cada elemento, material, componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo cuando corresponda los recargos descritos en el numeral 3 literal c) del Capítulo II de las presentes Bases, los costos de internación, descarga, la valorización de las obras civiles, puesta en marcha, costo de equipos de protección, control y medida, transformador elevador, instalaciones de interconexión al sistema y mallas de puesta a tierra, entre otros.

Para centrales hidroeléctricas el Consultor deberá determinar el costo de los equipos eléctricos y mecánicos utilizados para generación, los equipos mecánicos y obras civiles utilizadas para la captación, conducción, embalse y evacuación de aguas, entre otros.

En la valorización de las líneas de transmisión, transformadores y subestaciones, el Consultor deberá detallar el costo de cada componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo conductores, aisladores, ferretería, torres y/o postes, espaciamiento entre ellos, puestas a tierra, fundaciones, obras civiles, servicios de ingeniería, topografía y mano de obra, entre otros, incluyendo cuando corresponda los recargos descritos en el numeral 3 literal c) del Capítulo II de las presentes Bases.

En la valorización de la infraestructura, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Junto con lo anterior, se deberán considerar los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios utilizados, obras civiles, mano de obra y servicios de ingeniería, entre otros.

Para la valorización del costo asociado a terrenos involucrados en las servidumbres para el tendido de líneas, emplazamiento de subestaciones, unidades generadoras y construcción de edificios, entre otros, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando los costos de mercado que corresponda. En el caso que se hayan otorgado servidumbres gratuitas para el tendido de líneas de transmisión sobre bienes nacionales de uso público, el valor a considerar para esos terrenos será igual a cero.

En relación a la valorización del costo asociado a medio ambiente, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literal h) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando los costos que corresponda.

Por otra parte, el Consultor deberá valorizar las inversiones necesarias para incorporar mejoras en las centrales generadoras, que no estén directamente relacionadas con una unidad en particular y que estén, por ejemplo, destinadas al cumplimiento de restricciones ambientales. Dichos costos deberán ser dimensionados de forma eficiente y su inclusión deberá estar debidamente justificada.

4.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Para la determinación de la estructura de personal y la determinación de los gastos fijos anuales, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando y justificando los costos unitarios de insumos y sueldos de mercado utilizados.

4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Para la determinación del costo variable de operación, el Consultor deberá utilizar la información entregada por las Empresas. Asimismo, el Consultor deberá simular y determinar el costo variable de operación, combustible y no combustible, así como el costo esperado de falla correspondiente del año base, y verificar la información de las Empresas de acuerdo con lo señalado en el numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.

4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Sin perjuicio de la información que el Consultor debe incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 4 del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá además determinar justificadamente, e incluir en dichos informes, lo siguiente:

- a) *Costo unitario de inversión, en adelante "CI", de cada unidad generadora*, indicando y considerando su vida útil conforme lo establece el literal z) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.
- b) *CI de las distintas instalaciones de transmisión*, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos de las instalaciones de transmisión.
- d) *CI de infraestructura utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales*, considerando su vida útil de acuerdo con el detalle indicado en el literal h) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases. En el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución, o con otros sistemas o con otros servicios administrados por las mismas Empresas, el Consultor deberá identificar la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión.
- e) *Precios de combustibles* establecidos conforme el literal x) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, y *costos variables de operación combustibles* del año base para las distintas unidades generadoras, a partir de la información aportada por las Empresas.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* del año base, a partir de la información entregada por las Empresas, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar y presentar por separado a lo menos lo siguiente:
 - Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.

- Gastos fijos de administración.
- Gastos fijos de comercialización.

Particularmente para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización, cuyo origen sea asignable a los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema, o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por las mismas Empresas, el Consultor deberá identificar y presentar la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y a los otros sistemas y servicios administrados por las mismas Empresas y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano.

- g) *Estructura de personal* vigente de las Empresas y costos al año base, de acuerdo con lo informado por las Empresas y al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Determinar los *nudos de retiro del Sistema Mediano*.
- i) Mediante la metodología que utiliza los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, el Consultor deberá *asignar las distintas instalaciones de generación y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del Sistema mediano*.

5 PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, los análisis y resultados de la proyección de demanda realizada, en los que se incluya, a lo menos, el detalle indicado en el literal f) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, y lo establecido en presente punto.

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

A partir de la información entregada por las Empresas, el Consultor deberá determinar la proyección total de demanda de energía y potencia para el período de planificación.

Para ello, el Consultor deberá verificar la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región, los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificadas e incluir las variaciones de consumo de grandes clientes del sistema, basadas en la información disponible obtenida a través de encuestas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 del Reglamento de Sistemas Mediano. Para tal efecto, las Empresas deberán realizar encuestas a sus grandes clientes, las cuales deberán ser entregadas al Consultor al momento de dar inicio al Estudio.

En particular, para los Sistemas Medianos de la Región de Magallanes, el Consultor deberá analizar las implicancias en la proyección de demanda de los lineamientos establecidos en la “Política Energética de Magallanes y Antártica Chilena”, elaborada por el Ministerio de Energía. A su vez, para la determinación de la proyección de demanda del Sistema Mediano de Aysén, y en particular la referente a la ciudad de

Coyhaique, el Consultor deberá analizar los efectos del “Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Coyhaique y su zona circundante”, establecido en el Decreto Supremo N° 7, de 2019, del Ministerio de Medio Ambiente. Ambos análisis, y la decisión sobre su consideración en las proyecciones, deben estar debidamente justificados y respaldados en los anexos entregados a la Comisión.

Para la proyección de la demanda máxima, el Consultor podrá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo, justificando la decisión de los años a considerar en los datos históricos.

En el mismo Estudio, y sobre la base del comportamiento histórico de la demanda y del resultado de las encuestas a grandes clientes, el Consultor deberá elaborar una proyección para la curva de demanda en los distintos nudos de retiro del sistema, y para la curva de demanda total agregada del mismo, estimando justificadamente el factor de diversidad. Para cada año, el Consultor deberá desagregar dichas curvas en 12 períodos mensuales y caracterizarla en cada mes a través de al menos 24 bloques, 12 bloques que representen un día hábil promedio y 12 bloques que representen un día no hábil promedio. Cada uno de ellos, agrupan dos horas consecutivas dentro de cada tipo de día, tal como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla N° 2 Distribución horaria de los bloques de demanda mensuales

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
12	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
13	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
16	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
18	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

Hora del día	Asignación día hábil												Asignación día no hábil											
	Mes												Mes											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

5.2 INFORMACIÓN MÍNIMA REQUERIDA

La Empresa deberá entregar al Consultor, con copia a la Comisión en la misma fecha y formato, como mínimo, los siguientes antecedentes para la estimación de la proyección de demanda:

- Registro histórico de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano, a lo menos los últimos 12 años.
- Las encuestas de consumo para clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano.
- Registros históricos horarios de mediciones de demanda de energía y de potencia, en cada barra de consumo del Sistema Mediano, así como las series históricas disponibles, a paso mensual.
- Registro histórico de ventas de energía y potencia en cada barra del Sistema Mediano.
- Registro histórico de ventas de energía y potencia de clientes libres referenciado a la barra de retiro del Sistema Mediano.
- Registro histórico de generación bruta diaria por cada una de las unidades generadoras, así como las series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en cada Sistema Mediano.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación en cada una de las unidades generadoras del Sistema Mediano.
- Series históricas de Actividad Económica, Índice Mensual de Actividad Económica en adelante “IMACEC” y Producto Interno Bruto, en adelante “PIB” elaborados por el Banco Central de Chile. El horizonte histórico de estos indicadores debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del Sistema Mediano. El Consultor podrá analizar la pertinencia de incluir otras variables explicativas que den cuenta de la realidad de la región de referencia. En caso de existir otra serie económica que el Consultor considere apropiada, en reemplazo del IMACEC y PIB o como complemento, la misma puede ser incorporada justificando una relación económica con la demanda de energía eléctrica. Todos los índices deberán estar mensualizados para su inclusión en los modelos.
- Series históricas de otras variables explicativas a utilizar en los procesos de proyección, detallando la fuente, horizonte y justificando su utilización.
- Solicitudes de factibilidad, conexión e información disponible de nuevos proyectos cuyos consumos puedan afectar el crecimiento de la demanda proyectada.
- Cartas de solicitud de traspaso de régimen tarifario entre regulado y libre, en caso de existir.

Adicionalmente, la Empresa y/o el Consultor podrán utilizar para el proceso de proyección, estudios tanto públicos como privados, nacionales o internacionales que sirvan como sustento para el mismo.

Toda la información solicitada se deberá enviar en los formatos establecidos en las presentes Bases y en la fecha que se encuentre disponible, abarcando la mayor cantidad de información con la que cuente la

Empresa, debiendo ser, además, consistente con la información entregada para el resto de los procesos tarifarios y/o la información solicitada previamente por la Comisión.

5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

La proyección de demanda se realizará a partir de las ventas de energía del Sistema Mediano, para lo cual el Consultor deberá realizar un análisis de consistencia de las series entregadas por las Empresas para, luego, estimar la demanda considerando, a lo menos, la aplicación de dos modelos complementarios: un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA) y un Modelo de Ajuste Parcial. Si bien estos modelos pueden conducir a diferentes resultados, el Consultor deberá utilizar los mencionados modelos a efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos, indicando, a lo menos, los estadísticos R^2 , R^2 ajustado, t , F y d .

En caso de que ninguno de los modelos mencionados resultase adecuado, es decir, dadas las características de las series históricas entregadas por las Empresas estos no permitiesen obtener resultados estadísticamente aceptables, el Consultor podrá desarrollar un tercer modelo analítico para proyectar la demanda de energía y potencia del Sistema Mediano, debiendo justificar en forma detallada y completa su elección.

Las variables explicativas que resulten significativas, y que, por tanto, sean utilizadas en las modelaciones, deberán ser proyectadas en forma justificada técnicamente y/o económicamente por el Consultor. En caso de que existan proyecciones realizadas por organismos públicos y/o privados reconocidos, se deberán utilizar estos valores.

El Consultor deberá realizar un análisis preliminar de las series históricas, para lo que se recomienda realizar un análisis gráfico de las mismas, lo que permitirá optimizar la modelación de la demanda. En este marco, es recomendable que, previamente al estudio de proyección de demanda, la empresa operadora del Sistema Mediano realice un control de las series históricas relevantes a efectos de mejorar la calidad de las mismas, ya sea corrigiendo errores de contabilidad o bien, encontrando una explicación en las anomalías encontradas en los datos históricos. Estas explicaciones pueden ser incorporadas en la modelación mediante intervenciones o variables dummies, mejorando de esta manera la predicción.

Ante el escenario de incertidumbre asociado a la crisis sanitaria generada por el COVID-19 y, dado el desacople del crecimiento económico con la demanda de energía histórica desde el cuarto trimestre de 2019, el Consultor deberá incluir un análisis particular respecto de la forma en la que se considerará esta data en los modelos de proyección, de manera que no se incluyan outliers que generen errores en la metodología. Asimismo, y dada la incertidumbre ya referida, el Consultor deberá tener a la vista las ventas de energía reales del año 2021 para los modelos de proyección.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, los que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el Consultor deberá detallar a lo menos lo siguiente:

- a) Las curvas de demanda mensual para cada nudo de retiro, y la curva de demanda mensual total coincidente del Sistema Mediano.
- b) La información base para determinar dichas curvas, indicando como mínimo lo siguiente:
 - Antecedentes de la evolución de la curva de demanda, en cada uno de los nudos de retiro, y respecto de la curva de demanda total agregada, considerando y estimando justificadamente el factor de diversidad empleado.
 - Antecedentes respecto de la incorporación o retiro de clientes de gran tamaño.
 - Metodología de proyección utilizada junto con los test que permitan verificar la proyección realizada.
 - Respaldos de los modelos de proyección en el software utilizado junto con todos los antecedentes que permitan a la Comisión la reproducción y entendimiento de estos.

6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y resultados del Plan de Expansión Óptimo, donde incluya al menos las consideraciones del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases y lo establecido en el presente acápite.

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El Plan de Expansión Óptimo es de carácter obligatorio para las Empresas que operen el Sistema Mediano, entendiéndose por tales aquellas que actualmente lo hacen, así como aquellas unidades candidatas que resulten despachadas en el Estudio. Asimismo, se determinará de manera que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, y que cumpla con la normativa ambiental y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

Dicho Plan de Expansión Óptimo se debe desarrollar de acuerdo con las características reales de las instalaciones existentes al año base de cada Sistema Mediano, a la proyección de demanda de energía potencia para el período de planificación, y considerando las alternativas tecnológicas más eficientes presentes en el mercado de la generación y transmisión.

Para efectos de caracterizar las instalaciones de generación existentes al año base, se deberá considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes que se encuentren operando efectivamente en el Sistema Mediano, incluyendo en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, los parámetros de costos variables combustibles, costos variables no combustibles (base, semibase y punta), indisponibilidades forzadas y programadas de las unidades generadoras, que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo con las prácticas y estándares internacionales.

Para la determinación de los parámetros de las unidades generadoras existentes, el Consultor definirá los valores de los parámetros que las definen a partir de un análisis crítico de la información real de las unidades de generación presentado por las Empresas, considerando a lo menos los siguientes criterios:

- a) Curvas de consumo (eficiencia): se considerarán valores promedio que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y los provenientes de los manuales del fabricante, considerando que se efectúan la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante.
- b) Costos Variables No combustibles: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y los estimados considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, y bajo la óptica de una gestión eficiente de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N° 4.
- c) Indisponibilidades programadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y el promedio anual, considerando el ciclo de mantenimiento, la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una duración por intervención, bajo la óptica de una gestión eficiente.
- d) Indisponibilidades forzadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y en base a un benchmarking internacional, considerando unidades similares (potencia y tecnología) operadas según las mejores prácticas por personal capacitado, y cumpliendo los mantenimientos programados recomendados por el fabricante.

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costos del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación y transmisión, incluyendo su administración, costos de inversión, costos fijos y variables de operación y mantenimiento, según corresponda, considerando lo establecido en las presentes Bases. En cada caso se deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su reproducción y análisis.

6.2 METODOLOGÍA GENERAL

Para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá desarrollar a lo menos lo siguiente:

- a) Modelar las características técnicas eficientes de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
- b) Determinar la proyección de demanda en los nudos de retiro del Sistema Mediano y la demanda total agregada del sistema, desagregada en 24 bloques de potencia y en períodos mensuales, de acuerdo con lo señalado en el numeral 5, del Capítulo II de las presentes Bases.
- c) Caracterizar los diferentes tipos y tamaños de unidades generadoras con posibilidad de ser incluidas en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de generación y valorizar sus costos de inversión, operación y mantenimiento, de acuerdo con las consideraciones establecidas en las presentes Bases.

- d) Caracterizar los diferentes tipos de líneas, postes, torres, aisladores, mallas de puesta a tierra, conductores, transformadores y equipos en general, entre otros, con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de transmisión y valorar sus costos de administración, inversión, operación y mantenimiento, y precios unitarios por elementos, materiales, componentes, insumos o servicios, tales como conductores, aisladores, torres, postes, ferretería, mano de obra e ingeniería, entre otros.
- e) Determinar la estructura de personal y la infraestructura administrativa óptima y eficiente, de acuerdo con lo señalado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- f) Utilizar los costos de racionamiento o energía no suministrada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.
- g) Utilizar modelos y herramientas de análisis de acuerdo con lo señalado en el numeral 3, literal m) del Capítulo II de las presentes Bases, que permitan a lo menos lo siguiente:
 - Simular el despacho económico de las unidades generadoras y valorar correctamente la operación eficiente del Sistema Mediano.
 - Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación.
 - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro de este, para distintas condiciones de operación.
 - Identificar las condiciones de operación en que el sistema entra en racionamiento y cuantificar su profundidad y duración.
 - Ponderar la probabilidad de cada condición de operación, habida consideración de las tasas de indisponibilidad forzada y las eventuales variaciones hidrológicas, de vientos o en el abastecimiento de combustibles.
 - Valorizar el costo variable de operación y falla de cada condición de operación, y el costo total esperado para cada año del período de planificación del Estudio, producto de la ponderación de todas las condiciones operacionales señaladas.

En las simulaciones anteriores, el Consultor deberá considerar al menos los siguientes elementos:

- Características técnicas de las unidades generadoras, ya sean térmicas, hidroeléctricas, eólicas u otras, tales como su capacidad, tasa de indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, consumo específico, costo variable no combustible, precio de combustible, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas de centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos de centrales eólicas, entre otras.
- Restricciones y pérdidas en las instalaciones de generación y transmisión.
- Disponibilidad de combustibles.
- Precio de combustibles y eventuales proyecciones debidamente justificadas.
- Proyección de demanda de acuerdo con lo señalado en el numeral 5 del Capítulo II de las presentes Bases.
- Costo de falla correspondiente.

- Tasa de descuento.
- h) Sobre la base de las modelaciones anteriores, y las características técnicas reales de las instalaciones existentes, el Consultor deberá determinar el cronograma de las expansiones necesarias y óptimas en cada uno de los segmentos de generación y transmisión para abastecer la demanda proyectada cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes, además de las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente. El Consultor también deberá incluir en el Plan de Expansión Óptimo la infraestructura necesaria que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- i) Definir y describir detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado, en la forma, dimensión y plazos establecidos. Entre estas hipótesis se debe incluir al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras, de las instalaciones de transmisión de mayor relevancia, el precio y disponibilidad de los combustibles.
- j) Detallar en los resultados del Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión e infraestructura, las fechas de inicio de construcción y de entrada en servicio de las nuevas unidades generadoras y de las nuevas instalaciones de transmisión, tales como líneas, transformadores u otros elementos, sus costos de inversión, costos variables de operación, costos de mantenimiento y sus costos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

El detalle de los costos de inversión de las unidades generadoras, líneas y equipos de transmisión utilizados en el Plan de Expansión Óptimo, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento que los caracterizan, los costos de la futura infraestructura y demás bienes y equipos que deban incorporarse, así como la estructura óptima de personal y los sueldos de mercado utilizados, deberán ser presentados por el Consultor en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, a nivel de elementos, materiales, componentes, insumos y servicios, indicando los costos unitarios correspondientes y sueldos, entre otros.

El Consultor deberá adjuntar todos los antecedentes necesarios que respalden los resultados presentados, antecedentes que deben ser autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión.

6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

En el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación, el Consultor deberá considerar al menos las siguientes materias:

- Capacidad de nuevas unidades, adecuadas al tamaño del sistema mediano.
- Precio de combustibles.
- Costo de falla correspondiente.
- Tasa de descuento.

- Tipos de centrales adecuados a los combustibles disponibles de cada zona, conforme a las condiciones climáticas existentes.
- Consideración de economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las unidades generadoras a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

En el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de transmisión, el Consultor deberá considerar al menos las siguientes materias:

- Flujos máximos para las distintas condiciones de operación.
- Análisis de pérdidas y congestiones.
- Criterio de seguridad de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.
- Consideración y valorización de las eventuales nuevas servidumbres sobre terrenos.
- Capacidad de líneas, transformadores y equipos adecuados a las condiciones de máxima transferencia.
- Consideración de economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las nuevas líneas, transformadores y equipos a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA

Sobre la base de la demanda proyectada y la infraestructura existente, el Consultor deberá determinar y justificar las necesidades de inversiones en infraestructura adicional eficiente, ya sean estos edificios, galpones, terrenos, vehículos, sistemas informáticos y sistemas de comunicación, entre otros. Para este efecto, deberá atenderse en lo señalado en el numeral 3, literales h) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.

6.6 VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá presentar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el detalle de la valorización de los distintos componentes del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones eficientes de generación, transmisión e infraestructura determinado en los numerales anteriores. En cada caso deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados para valorar los distintos elementos, materiales, componentes, insumos o servicios, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción y análisis. El Consultor deberá explicitar y detallar claramente los criterios con que se han tratado las

inversiones compartidas con el segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa.

6.7 VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El Consultor deberá presentar la valorización de los costos de operación, mantención, administración y comercialización que resultan del Plan de Expansión Óptimo. En todos los casos el Consultor deberá entregar el respaldo de los antecedentes utilizados para establecer las remuneraciones y costos unitarios utilizados para los distintos insumos de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción, el análisis de dichos costos y remuneraciones, y verificar los criterios con que el Consultor ha tratado los costos compartidos con el segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa.

6.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

El Consultor deberá describir en detalle la manera cómo determinó la proyección de las pérdidas de energía y potencia, para cada año del horizonte de planificación del Estudio, en consistencia con la modelación de la demanda realizada.

El cálculo de las pérdidas de potencia se obtendrá a partir de la consideración de las pérdidas para el bloque de demanda máxima.

6.9 RESULTADOS

Sin perjuicio de la información respecto de esta materia que el Consultor debe incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 6, del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá además determinar justificadamente, e incluir en dichos informes, lo siguiente:

- a) *Costo unitario de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil.
- b) *Costo unitario de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, entre otros, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y las instalaciones de transmisión existentes, asignando las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos a los distintos tramos.
- d) *Costo unitario de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizados para fines técnicos, administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios

administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

- e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo e instalaciones existentes, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar para el Plan de Expansión Óptimo, a lo menos lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración.
 - Gastos fijos de comercialización.

Para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización del Plan de Expansión Óptimo, cuyo origen sea asignable a los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y a los otros sistemas y servicios administrados por la misma Empresa, asignando justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

- g) *Evolución en el tiempo de la estructura de personal* del Plan de Expansión Óptimo y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Mediante los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra metodología equivalente que cumpla con el mismo propósito, el Consultor deberá *asignar las distintas unidades generadoras y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión* del Plan de Expansión Óptimo y de la infraestructura existente, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

7 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Consultor deberá entregar en forma detallada en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y los resultados obtenidos en el cálculo del CID, donde incluya al menos lo señalado

en el literal q) del numeral 3 y el detalle indicado en el numeral 7.1 y siguientes, del Capítulo II de las presentes Bases.

7.1 OBJETIVOS GENERALES

El CID a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y energía no suministrada, en el período de planificación del Estudio. Para su cálculo, se deberá establecer el Plan de Expansión Óptimo que minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y falla del sistema mediano para el período de planificación del Estudio.

El cálculo del CID se deberá realizar conforme a las expresiones establecidas en el ANEXO N° 1 de las presentes Bases.

En caso de que el Plan de Expansión Óptimo sea nulo, es decir, que dentro del período de planificación del Estudio no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión e infraestructura, en el Estudio se omitirá el cálculo del CID y el Consultor sólo deberá calcular el CTLP.

7.2 METODOLOGÍA GENERAL

Sobre la base de la infraestructura inicialmente existente y sus características reales, la proyección de demanda y el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá determinar los costos de inversión, operación, mantención, administración y comercialización para cada uno de los años del horizonte de planificación del Estudio, considerando en la valorización de las nuevas inversiones el valor residual de cada componente al final del horizonte de planificación.

El Consultor deberá determinar así los incrementos de demanda de energía y potencia, las anualidades de los costos de inversión de las ampliaciones de generación, transmisión e infraestructura, descontando de dichos costos de inversión los valores residuales respectivos al final del horizonte de planificación que resulta de la vida útil de cada componente, y el incremento en los costos de operación, mantención, administración y comercialización, respecto del año base, para cada uno de los años del horizonte de planificación del Estudio.

A partir de lo anterior, y mediante el procedimiento de asignación basado en los factores de prorrata GLDF y GGDF, u otro equivalente que cumpla el mismo propósito, conforme a lo establecido en el ANEXO N° 1, se debe calcular el CID en los distintos nudos de retiro del sistema, desagregados en generación y transmisión.

7.3 CÁLCULO

El Consultor deberá determinar el CID para cada nudo de retiro conforme lo dispuesto en el ANEXO N° 1 de las presentes Bases.

Para efectos de estimar el valor residual de cada componente de inversión del Plan de Expansión Óptimo, al término del horizonte de planificación del Estudio el Consultor deberá considerar las vidas útiles establecidas en el literal z) del numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases, las que serán presentadas en los informes de avance y en el informe final, según corresponda. El valor residual al final del horizonte de planificación del Estudio se calculará como aquel monto remanente al término de dicho horizonte, una vez descontadas las cuotas acumuladas de depreciación en el período.

En caso de que una misma Empresa tenga integración vertical con el segmento de distribución o integración horizontal con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá determinar la fracción de los costos de personal, administrativos y/o comerciales y los costos de inversión de infraestructura adicional, tales como edificios, vehículos u otros bienes, que debe ser descontada de los segmentos de generación y transmisión en análisis. Asimismo, el Consultor deberá asignar la fracción restante de dichos costos a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión.

El Consultor deberá determinar los factores de prorrata de cada componente de inversión de generación y transmisión y cada componente de costo a los nudos de retiro del sistema, utilizando la metodología de asignación conocida como factores GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO N° 1. Para construir dichos factores, el Consultor deberá analizar para cada año del horizonte de planificación, a lo menos 24 bloques horarios de demanda. Estos análisis el Consultor deberá efectuarlos mediante modelos y herramientas de flujos de potencia.

7.4 RESULTADOS

Sin perjuicio de la información respecto de esta materia que el Consultor debe incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, especificada en el numeral 7, del Capítulo II de las presentes Bases, el Consultor deberá determinar, justificadamente, e incluir en dichos informes, a lo menos lo siguiente:

- a) *Costo unitario de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil. El Consultor, además, deberá determinar justificadamente el tipo, capacidad y valor de inversión de la unidad más apta para abastecer la demanda máxima del sistema, considerando su vida útil, y los factores de penalización de demanda máxima en los nudos de retiro del sistema.
- b) *Costo unitario de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, considerando su vida útil.
- c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* del Plan de Expansión Óptimo, y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos.
- d) *Costo unitario de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo con el detalle indicado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizada para fines técnicos,

administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de este tipo de bienes, cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

- e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases. El Consultor deberá además identificar para el Plan de Expansión Óptimo, como mínimo lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración
 - Gastos fijos de comercialización.

Particularmente para el caso de los gastos fijos de administración y comercialización del Plan de Expansión Óptimo, cuyo origen sea asignable al segmento de generación, transmisión y distribución del sistema o en parte a otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y/o a los otros sistemas y servicios administrados por la misma Empresa y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

- g) Evolución en el tiempo de la estructura de personal del Plan de Expansión Óptimo de las Empresas y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales i), j), k) y l) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Mediante la metodología que utiliza los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, el Consultor deberá asignar las distintas unidades generadoras y los distintos tramos de las instalaciones de transmisión del Plan de Expansión Óptimo, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

8 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

El Consultor deberá entregar en forma detallada en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, los análisis y resultados obtenidos en la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente y en el cálculo del CTLP, donde incluya, a lo menos, el detalle indicado en el presente numeral y en el numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases, según corresponda.

8.1 OBJETIVOS GENERALES

El *CTLP* en el segmento de generación y de transmisión, es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión en que se incurra durante el periodo tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un Proyecto de Reposición Eficiente que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Se entenderá por *Proyecto de Reposición Eficiente* aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado en forma eficiente de acuerdo con los precios de mercado vigente de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor no debe incluir las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, debiendo reemplazarlas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes que el Consultor defina.

8.2 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP, el Consultor debe diseñar y dimensionar en forma eficiente un parque óptimo que corresponda al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación del Estudio, y que, a su vez, sea consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, el Consultor deberá desarrollar un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura de la empresa eficiente en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación del Estudio.

En este dimensionamiento, el Consultor considerará las capacidades iniciales y futuras óptimas, que serán las que determinen el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación del Estudio. Para efectuar lo anterior, el Consultor deberá desarrollar un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. Lo anterior deberá ser efectuado por el Consultor considerando las condiciones tecnológicas

existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales, y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Para determinar este Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá realizar al menos los siguientes análisis:

- a) Simulación de la operación de cada alternativa de parque inicial. El Consultor deberá realizar una simulación de la operación de cada alternativa de parque estudiada por medio de los mismos modelos y herramientas que fueron utilizadas para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, y que a lo menos permitan:
 - Caracterizar adecuadamente la demanda en bloques de duración.
 - Simular el despacho económico óptimo de las unidades generadoras de acuerdo con sus costos variables de operación, considerando su indisponibilidad forzada y de mantenimiento, rendimientos, costos variables no combustibles, costos de combustibles, la capacidad de regulación en el caso de centrales hidroeléctricas, y que permita incorporar el costo de falla correspondiente en el análisis.
 - En el cálculo de las pérdidas, el Consultor deberá considerar, a lo menos para cada año del horizonte de planificación, 24 bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtendrán a partir de la demanda máxima.
 - Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación del sistema.
 - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro de este, para distintas condiciones de operación.
- b) En la elaboración del proyecto de las instalaciones eficientes para satisfacer la proyección de demanda, el Consultor deberá incluir al menos un análisis de *expansión y adaptación de las instalaciones a la demanda sobre la base de módulos de expansión óptimos*. Se entiende por módulo de expansión óptimo a aquel tamaño de instalaciones que permite cubrir la expansión de demanda en el horizonte de planificación del estudio y que minimiza el CTLP.
- c) El Consultor deberá desarrollar un análisis de diferentes *tecnologías disponibles en el mercado*. Particularmente, los proyectos de medios de generación renovables no convencionales deberán priorizarse en relación con otras fuentes de energía primaria presentes en el Sistema Mediano, siempre y cuando sean igual de competitivos y eficientes, tanto técnica como económicamente que otras fuentes de generación.

Sobre la base de los análisis anteriores, el Consultor determinará el Proyecto de Reposición Eficiente para generación y transmisión. Este considerará las instalaciones de generación y transmisión iniciales, óptimas y eficientes, y las ampliaciones necesarias para satisfacer la demanda en el horizonte de planificación del Estudio.

8.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

Sobre la base de la demanda actual y proyectada, el Consultor deberá determinar las necesidades de inversiones en infraestructura eficiente que se requiera en el año base y en el resto de los años del horizonte de planificación del Estudio, ya sean estos edificios, terrenos, vehículos, sistemas de control, sistemas informáticos, sistemas de medida, entre otros, de acuerdo a lo señalado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.

8.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El Consultor deberá calcular los costos anuales de operación, mantención, administración y comercialización que resultan del Proyecto de Reposición Eficiente. En todos los casos, el Consultor deberá justificar y entregar el respaldo que permita a la Comisión la reproducción completa de los resultados y su análisis. En caso de que la Empresa opere más de un Sistema Mediano, el Consultor que efectúe el Estudio deberá incorporar convenientemente las economías de ámbito y escala pertinentes.

En los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el Consultor deberá presentar el detalle de los costos determinados en el Estudio a nivel de elementos, materiales, componentes, insumos o servicios del sistema, los cuales deberán venir debidamente respaldados, ser reproducibles y autocontenidos.

8.6 VALORIZACIÓN DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costo del Proyecto de Reposición Eficiente de generación, transmisión e infraestructura, incluyendo los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación, mantención, administración y comercialización determinados conforme a los criterios de valorización establecidos en las presentes Bases.

En cada caso el Consultor deberá entregar el respaldo de los valores unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su análisis y completa reproducción.

8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

La determinación del CTLP en el segmento de generación y transmisión deberá ser realizada por el Consultor, conforme lo dispuesto en la Ley. Se entiende por CTLP aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión en que se incurra durante el horizonte de tarificación que sucede a la fijación, determinados en el Proyecto de Reposición Eficiente a que se refieren las presentes Bases.

El Consultor deberá realizar el cálculo del CTLP y su desagregación en las componentes de generación y transmisión, de acuerdo con los procedimientos y las expresiones establecidas en ANEXO N° 2 de las presentes Bases.

Adicionalmente, en aquellos Sistemas Medianos con más de una empresa operadora se deberá dar cumplimiento con lo dispuesto en el numeral 3, literal u) del Capítulo II de las presentes Bases.

9 PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Las Empresas deberán entregar al Consultor toda la información acerca del estado de proyectos en construcción o de proyectos futuros, tanto en el segmento de generación como en el segmento de transmisión, de cada Sistema Mediano.

Para ello, las Empresas deberán entregar al Consultor las Cartas Gantt que den cuenta de las actividades y plazos del o los proyectos en construcción o futuros, incluida su puesta en marcha, así como también toda la información técnica detallada en los literales a) a l) del ANEXO N° 5 de las presentes Bases y toda aquella información comercial que las Empresas consideren relevante respecto del o los proyectos informados.

Particularmente para el caso de proyectos hidroeléctricos, las Empresas además deberán enviar al Consultor la información de estadísticas de afluentes asociados a dichos proyectos y toda la información detallada (propiedad, ubicación, volumen y derecho de otorgamiento) correspondiente a los derechos de agua ya adquiridos, o que se adquieran, dentro o en las cercanías de cada Sistema Mediano.

Sin perjuicio de lo anterior, el Consultor deberá recopilar antecedentes sobre los derechos de agua existentes en la zona. Lo anterior podrá ser realizado considerando la información disponible en instituciones involucradas en el otorgamiento y administración de derechos de agua.

Para otros proyectos de energías renovables no convencionales, las Empresas deberán enviar al Consultor todos los antecedentes necesarios para estimar un factor de planta promedio. Así, por ejemplo, en el caso de proyectos eólicos, las Empresas deberán enviar al Consultor toda la información de estadísticas de viento disponibles.

Las Empresas deberán entregar a la Comisión copia íntegra de todos los informes y sus respectivos antecedentes de respaldos, a más tardar el día siguiente y de la misma forma en que hayan sido recepcionados, de acuerdo con los formatos establecidos en los cuadros señalados en el ANEXO N° 3 de las presentes Bases.

En relación con los antecedentes proporcionados por los promotores de los proyectos presentados conforme a numeral 3, literal aa) del Capítulo II de las presentes Bases, estos serán enviados por la Comisión a las Empresas, para ser remitidas al Consultor. Este último podrá solicitar, a través de la Comisión, reuniones con los Promotores de proyectos.

10 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

El Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, las fórmulas de indexación propuestas para el CID y el CTLP, a fin de mantener sus valores reales durante el período tarifario asociado al presente proceso.

Para la determinación de su valor base, el CID y el CTLP deberán ser expresados en pesos chilenos, y conforme a componentes cuya variación de costo en el tiempo se correlacione con indicadores económicos, considerando la disponibilidad y estabilidad de la fuente que lo emite. En este sentido, los índices que el Consultor deberá utilizar para las fórmulas de indexación son el “Consumer Price Index” (CPI), corregido

por el precio del dólar, el Índice de Precios al Consumidor (IPC), el Precio del Gas Natural (PGas) y el precio del Diésel (PDiésel).

El CPI se utilizará para los componentes de costo de la inversión relacionados con insumos o bienes de capital importado, y el IPC para los componentes de costo de la inversión y de explotación relacionados con insumos o bienes de capital nacionales y para el C.O.M.A., y el PGas y PDiésel para los costos variables combustibles, según corresponda.

Específicamente, las fórmulas de indexación tendrán las siguientes estructuras:

$$\frac{Costo_i}{Costo_0} = \alpha_{IPC} \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \alpha_{PGAS} \cdot \frac{P_{GAS_i}}{P_{GAS_0}} + \alpha_{PDIESEL} \cdot \frac{P_{DIESEL_i}}{P_{DIESEL_0}} + \alpha_{CPI} \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}$$

Dónde:

$Costo_i$:	Corresponde al costo del CID o CTLP en el período i .
$Costo_0$:	Corresponde al costo del CID o CTLP en el período base.
α_{IPC} :	Proporción del costo que varía con el IPC.
α_{CPI} :	Proporción del costo que varía con el CPI.
α_{PGAS} :	Proporción del costo que varía con el Precio del Gas Natural.
$\alpha_{PDIESEL}$:	Proporción del costo que varía con el Precio del Petróleo Diésel.
IPC_i :	Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que se aplique la indexación.
P_{GAS_i} :	Promedio ponderado de los últimos tres meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m ³ , del precio vigente del gas natural en el Sistema Mediano correspondiente.
P_{DIESEL_i} :	Promedio ponderado de los últimos seis meses anteriores a aquel mes en que se aplique la indexación, en \$/m ³ , del precio vigente del petróleo diésel en el Sistema Mediano correspondiente.
CPI_i :	Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior al mes en el cual se aplique la fórmula de indexación.
DOL_i :	Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado", correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que se aplique la indexación en \$/US\$.
IPC_0 :	Valor base del índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el INE correspondiente a octubre 2020.
P_{GAS_0} :	Valor base del Precio del Gas Natural en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de septiembre, octubre y noviembre de 2020.
P_{DIESEL_0} :	Valor base del Precio del Petróleo Diésel en el Sistema Mediano respectivo, correspondiente al promedio de junio a noviembre de 2020.

CPI_0 : Valor base del Consumer Price Index (All Urban Consumers), correspondiente a octubre de 2020.

DOL_0 : Valor base del tipo de cambio, correspondiente a octubre de 2020.

Se debe cumplir que $\alpha_{IPC} + \alpha_{CPI} + \alpha_{P_{GAS}} + \alpha_{P_{DIESEL}} = 1$.

En casos fundados y bien justificados, para los costos variables combustibles, el Consultor podrá incluir un nuevo o nuevos índices para la fórmula de indexación, asegurando que la suma de las proporciones de los índices sea igual a 1. La propuesta debe incluir el valor base del índice y los rezagos a considerar.

El Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, la descomposición de la estructura de costos, y, la metodología y el desarrollo para obtener los factores de ponderación para cada índice. La evaluación de la fórmula de indexación para el mes base, esto es diciembre 2020, deberá ser igual a uno. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía.

11 ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN

Las Empresas deberán entregar a la Comisión, como mínimo, la siguiente información:

- a) Copia de toda la información y los resultados establecidos en las presentes Bases, e incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, toda la información y resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de las presentes Bases, tal que permitan a la Comisión su reproducción completa y su análisis.
- b) Copia de toda la información que se entregue al Consultor durante el desarrollo del Estudio, incluyendo una copia para la Superintendencia.
- c) Copia de los costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión utilizados en la determinación del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente con que se determina el CID y el CTLP, respectivamente.

Para estos efectos, se deberá confeccionar una lista de componentes, insumos o servicios y sus respectivos costos unitarios debidamente justificados, de acuerdo con el análisis de los precios de mercado y la información entregada por las Empresas.

La Comisión analizará, homologará y comparará dichos costos unitarios, y podrá recomendar la corrección de ellos. La Comisión comunicará a las Empresas individualizadas en el numeral 2 del Capítulo I de las presentes Bases, dentro de los 20 días hábiles siguientes a su recepción, los valores unitarios recomendados.

- d) Copia de los informes de avance e informe final que reciba de parte del Consultor. Adicionalmente, la Comisión podrá solicitar reuniones para la presentación de dichos informes, en caso de que esta así lo solicite.

Las Empresas deberán remitir toda la información disponible a la fecha del correspondiente envío, debiendo acompañar antecedentes fidedignos, auténticos y completos, conforme a los formatos y exigencias establecidos en las presentes Bases y la normativa vigente. La información que sea entregada extemporáneamente no se considerará en la revisión de los Estudios.

12 INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA

A más tardar 45 días corridos después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar un primer informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 4 y 5, de acuerdo con lo señalado en los numerales 11 y 13, todos del Capítulo II de las presentes Bases. En dicho informe, el Consultor deberá incluir los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios, de acuerdo con lo señalado en los numerales 11 y 13 del Capítulo II de las presentes Bases.

A más tardar 90 días corridos después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar un segundo informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 6 y 7, de acuerdo con lo señalado en los numerales 11 y 13, todos del Capítulo II de las presentes Bases.

Finalmente, en el mínimo plazo entre 120 días corridos después de iniciado el Estudio y el establecido en el inciso cuarto del artículo 177 de la Ley, el Consultor deberá elaborar un informe final donde incluya el análisis y resultados de todos los numerales indicados en las presentes Bases.

Tanto en los informes de avance como en el informe final, el Consultor deberá presentar los resultados obtenidos, detallando además la metodología utilizada, criterios empleados e información relevante para reproducir los resultados. Para lo anterior, la información deberá ser presentada mediante un informe ejecutivo sin perjuicio de que el resto de información sea entregada a través de anexos.

Adicionalmente, dentro de los 7 días corridos siguientes a cada entrega de los informes de avances e informe final, el Consultor deberá realizar una presentación a la Comisión de los resultados.

13 FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS

Todos los modelos y herramientas desarrolladas o implementadas, junto con los archivos de entrada y salida utilizados en el análisis, deberán ser entregados por las Empresas a la Comisión en medios digitales, a fin de que esta pueda reproducir completamente los resultados obtenidos.

Las Empresas deberán incluir en el informe final que se entregue a la Comisión todos los resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de las presentes Bases, en el mismo orden establecido en cada uno de ellos. En dicho informe deberá, además, incluir una lista con todos los costos unitarios definitivos utilizados para valorar cada uno de los componentes, insumos y servicios.

Finalmente, las Empresas deberán entregar a la Comisión los resultados del Estudio conforme a los formatos y estructuras establecidas en el ANEXO N° 3 de las presentes Bases.

ANEXO N° 1

Determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID)

CID de Generación y Transmisión

Se determinará el CID en una barra cualquiera, considerando los costos de generación y transmisión del sistema, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j$$

$$CIDG_j = \frac{(VPIG_j - VPRG_j + VPCOMG_j)}{VPGIE_j} \cdot FpE_j$$

$$CIDL_j = \frac{(VPIL_j - VPRL_j + VPCOML_j)}{VPGIE_j} \cdot FpE_j$$

Dónde:

- CID_j : Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $CIDG_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $CIDL_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US\$/kWh].
- $VPIG_j$: Valor presente de las inversiones en generación a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPIL_j$: Valor presente de las inversiones en transmisión a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPRG_j$: Valor presente del valor residual, al final del período de planificación, de las inversiones en generación incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPRL_j$: Valor presente del valor residual de las inversiones en transmisión, al final del período de planificación, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].
- $VPCOMG_j$: Valor Presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a generación y al incremento de demanda en la barra j, en [US\$].

- $VPCOML_j$: Valor presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a transmisión y al incremento de demanda en la barra j , en [US\$].
- $VPGIE_j$: Valor presente de las generaciones incrementales de energía inyectadas al sistema, asociadas al incremento de energía en la barra j , en [kWh].
- FpE_j : Factor de penalización incremental por pérdidas incrementales de transmisión de energía, en la barra j .

En las expresiones anteriores, el CID se encuentra desagregado en sus componentes de generación y transmisión a fin de diferenciar los costos de generación y transmisión, respectivamente.

Las expresiones que permiten calcular las componentes del CID, se detallan a continuación.

Valor Presente de las Inversiones y del Valor Residual

Las expresiones siguientes representan el valor presente de las inversiones en generación o transmisión, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asignadas en cada año t a la barra j del sistema, $VPIG_j$ y $VPIL_j$, respectivamente.

$$VPIG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} IG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPIL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} IL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}}{(1+r)^t} \right]$$

Las referidas asignaciones se deben efectuar de acuerdo al uso relativo de las distintas unidades generadoras y los tramos de transmisión del sistema. Los factores de prorrata por uso relativo, $FPROG_{jtg}$ y $FPROL_{jtl}$, deberán ser determinados en cada año t , para cada unidad generadora g y cada tramo de transmisión l , según corresponda, a través de flujos de potencia y utilizando los factores GLDF o GGDF, u otra metodología equivalente que cumpla el mismo propósito.

Consecuentemente, para todo año incluido dentro del horizonte de planificación, para toda unidad de generación y para todo tramo de transmisión, las sumas de los factores de prorrata deben ser iguales a 1.

$$\sum_{j=1}^{NB} FPROG_{jtg} = 1 \quad \sum_{j=1}^{NB} FPROL_{jtl} = 1$$

En las expresiones anteriores:

- H : Número de años considerados para el Plan de Expansión Óptimo (mayor o igual a 15 años).

- NG** : Cantidad de unidades generadoras actuales o futuras del sistema, consideradas dentro del horizonte de planificación.
NL : Cantidad de tramos del sistema de transmisión actuales o futuros considerados dentro del horizonte de planificación.
NB : Número de barras o nudos de retiro del sistema en que se determina el Costo Incremental de Desarrollo (CID).
 r : Tasa de descuento.
 g : Unidad de generación.
 l : Tramo de transmisión.
 t : Año cualquiera incluido dentro del horizonte de planificación.
0 : Año base del período de planificación.
 IG_{tg} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en la unidad generadora g , en el año t , en [US\$].
 IL_{tl} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en el tramo l de transmisión, en el año t , en [US\$].
 $FPROG_{jtg}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t , en la unidad generadora g , en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.
 $FPROL_{jtl}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t , en el tramo de transmisión l , en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.

Las expresiones siguientes representan el valor presente de los valores residuales de las inversiones en generación o transmisión, al final del período de planificación, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asignadas en cada año a la barra j , $VPRG_j$ y $VPRL_j$, respectivamente:

$$VPRG_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{g=1}^{NG} RG_{tg} \cdot FPROG_{jtg}$$

$$VPRL_j = \sum_{t=0}^{H-1} \sum_{l=1}^{NL} RL_{tl} \cdot FPROL_{jtl}$$

Dónde:

- RG_{tg}** : Valor presente del valor residual al final del período de planificación, de la inversión considerada dentro del Plan de Expansión Óptimo, para el año t , en la unidad generadora g , en [US\$].

RL_{tl} : Valor presente del valor residual al final del período de planificación, de la inversión considerada dentro del Plan de Expansión Óptimo, para el año t , en el tramo de transmisión l , en [US\$].

Valor Presente de los Costos Incrementales de Operación

Las expresiones siguientes representan el valor presente de los costos incrementales anuales de operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización del sistema, asociados a generación o a transmisión, entre el año t y el año base, asignados en cada año a la barra j , $VPCOMG_j$ y $VPCOML_j$ respectivamente.

$$VPCOMG_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (COMG_{tg} \times FPROG_{jtg} - COMG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPCOML_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} (COML_{tl} \times FPROL_{jtl} - COML_{0l} \times FPROL_{j0l})}{(1+r)^t} \right]$$

Dónde:

- $COMG_{tg}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados a la unidad generadora g , en [US\$/año].
- $COMG_{0g}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados a la unidad generadora g , en [US\$/año].
- $COML_{tl}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados al tramo de transmisión l , en [US\$/año].
- $COML_{0l}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados al tramo de transmisión l , en [US\$/año].

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

La expresión siguiente representa el valor presente de los incrementos anuales de generación de energía inyectada al sistema, asociadas a los incrementos anuales de demanda de energía presentes en cada barra j del sistema, entre el año t y el año base, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, $VPGIE_j$ en kWh.

$$VPGIE_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{g=1}^{NG} (EG_{tg} \times FPROG_{jtg} - EG_{0g} \times FPROG_{j0g})}{(1+r)^t} \right]$$

Dónde:

- EG_{tg} : Energía generada por la unidad generadora g, en el año t, en [kWh].
 EG_{0g} : Energía generada por la unidad generadora g, en el año base, en [kWh].

Factores de Penalización de Energía

Las expresiones siguientes permiten determinar los factores de penalización por pérdidas incrementales de transmisión de energía, asignadas a la barra j del sistema, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, FpE_j .

$$VPperILE_j = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} PerLE_{tl} \times FPROL_{jtl} - PerLE_{0l} \times FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPDIE_j = \sum_{t=1}^H \frac{(E_{jt} - E_{j0})}{(1+r)^t}$$

$$FpE_j = \frac{VPperILE_j}{VPDIE_j} + 1$$

Dónde:

- $VPperILE_j$: Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de energía asociadas a la barra j.
 $VPDIE_j$: Valor presente de las demandas incrementales de energía de la barra j.
 E_{jt} : Energía consumida en la barra j, en el año t, en [kWh].
 E_{j0} : Energía consumida en la barra j, en el año base, en [kWh].
 $PerLE_{tl}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l, en el año t, en [kWh].
 $PerLE_{0l}$: Pérdidas de transmisión de energía en el tramo de transmisión l, en el año base, en [kWh].

Factores de Penalización de Potencia

Las expresiones siguientes permiten determinar los factores de penalización por pérdidas incrementales de transmisión de potencia, asignadas a la barra j del sistema, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, FpP_j .

$$VP_{perILP_j} = \sum_{t=1}^H \left[\frac{\sum_{l=1}^{NL} PerLP_{tl} \times FPROL_{jtl} - PerLP_{0l} \times FPROL_{j0l}}{(1+r)^t} \right]$$

$$VPDIP_j = \sum_{t=1}^H \frac{(P_{jt} - P_{j0})}{(1+r)^t}$$

$$FpP_j = \frac{VP_{perILP_j}}{VPDIP_j} + 1$$

Dónde:

VP_{perILP_j} : Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de potencia asociadas a la barra j.

$VPDIP_j$: Valor presente de las demandas incrementales de potencia de la barra j.

P_{jt} : Potencia consumida en la barra j, en el año t, en [kWh].

P_{j0} : Potencia consumida en la barra j, en el año base, en [kWh].

$PerLP_{tl}$: Pérdidas de transmisión de potencia en el tramo de transmisión l, en el año t, en [kWh].

$PerLP_{0l}$: Pérdidas de transmisión de potencia en el tramo de transmisión l, en el año base, en [kWh].

La potencia consumida corresponde a la demanda máxima y las pérdidas de potencia corresponden a las pérdidas en que incurre el sistema en las horas de demanda máxima.

ANEXO N° 2

Determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

Las siguientes expresiones corresponden al CTLP de los segmentos de generación y transmisión, y del sistema en su conjunto.

$$CTLP = CTLP_G + CTLP_L$$

$$CTLP_G = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIG_t + COMAG_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$CTLP_L = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[AVIL_t + COMAL_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

Dónde:

- T : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2023, 2024, 2025 y 2026).
- $CTLP_G$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $CTLP_L$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $CTLP$: Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación y transmisión para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- $AVIG_t$: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de generación incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, y efectuadas antes o durante el año t , en [US\$/año].
- $AVIL_t$: Anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión, incluidas en el Proyecto de Reposición Eficiente, y efectuadas antes o durante el año t , en [US\$/año].
- $COMAG_t$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente, y asignado al segmento de generación, en [US\$/año].
- $COMAL_t$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, determinado para el año t de acuerdo al Proyecto de Reposición Eficiente, y asignado al segmento de transmisión en [US\$/año].
- R : Tasa de descuento.

Las anualidades $AVIG_t$ y $AVIL_t$ se deben determinar considerando el valor de inversión de las respectivas instalaciones, descontado el valor residual de cada una de ellas al final del período de planificación, actualizado al año t , y considerando en el cálculo de las actualizaciones y anualidades respectivas, la tasa de descuento definida en el literal w) del numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases.

Los costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización, considerados para un año t cualquiera, deberán ser estimados asumiendo que se hacen efectivos en la mitad del respectivo año, por lo cual deberán ser llevados a valores correspondientes a final de cada año, para efectos de ser incorporados en las fórmulas precedentes.

ANEXO N° 3

Formato para la Entrega de Resultados

CUADRO N° 1: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA DATOS TÉCNICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

		Tramo 1	Tramo ...	Tramo n
Tramo	Línea			
	Sistema			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región (2)			
	Provincia (3)			
	Extremo 1 (4)			
	Extremo 2 (4)			
Estructuras	Fecha de puesta en servicio			
	Tipo Estructura (5)			
	Altura (m)			
	Cantidad Total			
	Cantidad Anclaje			
	Cantidad Suspensión			
	Cantidad Remate			
Aisladores (6)	Cantidad Otros			
	Tipo Aisladores 1			
	Total Aisladores 1			
	Tipo Aisladores ...			
	Total Aisladores ...			
	Tipo Aisladores n			
Otros (8)	Total Aisladores n			
	Tipo Puesta a Tierra (7)			
	Otros 1			
Tendido	Otros 2			
	Otros 3			
	Tipo Circuito (simple o doble)			
	Longitud [km]			
	Tensión [kV]			
	Capacidad [kA] (9)			
Fases	Capacidad según temperatura ambiente (kA) (10)			
	Flujo máximo 2020 [kW]			
	Nombre conductor (11)			
Neutro	Material (12)			
	Sección [mm ²]			
	Nombre conductor (11)			
Cable Guardia	Material (12)			
	Sección [mm ²]			
	Franja servidumbre [mt]			
	R (Ohm/km)			
Parámetros eléctricos	X (Ohm/km)			
	B (uS/km)			
Tasa de Falla (13)	hrs/año			

(1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).

(2) Número de Región. En caso de cruzar más de una región, asignar a la región en la que tenga la mayor extensión.

(3) Nombre de Provincia. En caso de cruzar más de una provincia, asignar a la provincia en la que tenga la mayor extensión.

(4) Nombre de la subestación o estructura.

(5) Tipo de Estructura (Metálica, Poste Cemento, Poste Madera, entre otras).

(6) Indicar tipos de aisladores utilizados.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 CU_p_US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = PU_US\$ \cdot (1 + Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 3b: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE MEDIO AMBIENTE

Instalación	Propietario	Ítem (1)	PU US\$	Int%	CUpUS\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	VidaÚtil	aCU US\$

(1) DIA, EIA u otro (especificar)

Se deberá informar sólo aquellos ítems efectivamente pagados.

Dónde:

PU US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 CU_p_US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = PU_US\$ \cdot (1 + Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 4: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Tramo nombre	Estructura	Tipo	Altura (m)	PU US\$	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CUp US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$

Dónde:

PU km US\$: Precio unitario por kilómetro del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 MO_US\$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.
 Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, del elemento respectivo.

CU_p_US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = [(PU_US\$*(1+ FO\%)+MO_US\$)*(1+Ing\%+GG\%)]*(1+Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 5: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE AISLADORES Y OTROS ELEMENTOS DE LÍNEAS

Tramo Nombre	Elemento	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_US\$	Ing%	GG%	Int%	CU _p US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida Útil	aCU US\$

Dónde:

PU_US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 FB% : Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.
 B% : Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.
 FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 MO_US\$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.
 Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, del elemento respectivo.
 CU_p_US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = [(PU_US\$*(1+FB\%+B\%+FO\%)+MO_US\$)*(1+Ing\%+GG\%)]*(1+Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 6: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS TÉCNICOS DE SUBESTACIONES

		S/E 1	S/E ..	S/E n
Subestación	Propietario			
	Giro (1)			
	Nombre subestación			
	Región			
	Provincia			
	Coordenadas (latitud y longitud)			
	Tipo (2)			
	Superficie (mts²)			
	Número de paños			
	Número de transformadores			
	Fecha de puesta en servicio			
Transformadores	Propietario			
	Giro			
	Año fabricación			
	Razón de transformación			
	Tipo transformador (3)			
	Grupo de conexión			
	Estado transformador (4)			
	Capacidad máxima [kVA]			
	Flujo máximo 2020 [kW]			
	Flujo energía 2020 [MWh]			
	Tipo refrigeración			
	Tipo aislación			
	Días mantenimiento anual			
	Número de taps (5)			
	Tipo taps (6)			
	Peso (Toneladas)			
Parámetros eléctricos transformadores (7)	Tipo fundación			
	Tipo malla de puesta a tierra			
	Fecha de Puesta en Servicio			
	X (%)			
Paños	Pérdidas en el cobre (kW)			
	Pérdidas en vacío (kW)			
	Tasa de falla (fallas/año) (8)			
	Propietario			
Interruptores	Giro			
	Tensión [kV]			
	Tipo paño (9)			
	Fecha de puesta en servicio			
Otros (12)	Tipo de interruptor (10)			
	Capacidad de interrupción (A)			
	Tipo de reconexión (11)			
	Días mantenimiento anual			
Equipos de Compensación	Año fabricación			
	Fecha de puesta en servicio			
	Transformadores de potencial			
	Transformadores de corriente			
Edificios	Tipo de desconector			
	Estructura metálica			
	Tipo puesta a tierra			
	Trampas de onda			
Otros Equipos (15)	Pararrayos			
	Chisperos			
	Propietario			
	Giro			
Otros Equipos (15)	Tipo (13)			
	Cantidad			
	Capacidad individual kVAr			
	Capacidad total kVAr			
Otros Equipos (15)	Tensión kV			
	Tipo puesta a tierra			
	Fecha de puesta en servicio			
	Propietario			
Otros Equipos (15)	Giro			
	Uso (14)			
	Tipo de construcción			
	Superficie (mts2)			
Otros Equipos (15)	Número de pisos			
	Año construcción			
	Número de habitaciones			
	Número de baños			
Otros Equipos (15)	Equipos de control			
	Equipos de medida			
	Equipos de telecomunicaciones			
	Bancos de baterías			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
- (2) Código según tipo de subestación: Intemperie (I), Encapsulada (E), Mixta (M).
- (3) Código según tipo: Autotransformador trifásico (A3), Transformador trifásico (T3), Banco de autotransformadores monofásicos (BA), Banco de transformadores monofásicos (BT), Autotransformador monofásico (A1).
- (4) Código de estado del transformador según: Servicio (S), Reserva conectada (RC), Reserva en frío (RF).
- (5) Indicar número y % de razón de cada uno, desde el mínimo hasta el máximo.
- (6) Con Cambiador de Taps bajo carga (con), sin cambiador de Taps bajo carga (sin).
- (7) Parámetros por cada transformador
- (8) Tasa de falla o apertura propia del transformador, sin considerar aquellos producto de fallas o aperturas generadas en otros elementos.
- (9) Código según tipo de paño: Transformación (T), Línea de transmisión (L), Acoplador (A), Seccionador de Barra (SB), Equipos de Compensación (EC), Alimentador de Distribución (D), Servicios auxiliares (AUX).

- (10) Describir tipo de extinción de arco (flujo de aceite, aire, entre otros) y mecanismo de separación de fases (aire comprimido u otro).
 (11) Reconexión Manual (M) o automática (A).
 (12) Nombre, descripción, cantidad y fecha de puesta en servicio.
 (13) Código según tipo de compensación: Banco (B), Banco en celda (BC), Condensadores (C), Reactores (R).
 (14) Descripción de uso: casa nochera, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, entre otros.
 (15) Nombre o descripción.

CUADRO N° 7: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

Transformador	Subestación	Capacidad MVA	Fases	TensiónP	TensiónS	TensiónT	CTBC	Refrigeración	PU US\$	FO%	MO_ US\$	Ing%	GG%	Int%	CU _p US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$

Dónde:

- PU US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 MO_ US\$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.
 Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, del elemento respectivo.
 CU_p US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = [(PU_US\$ \cdot (1 + FO\%) + MO_US\$) \cdot (1 + Ing\% + GG\%)] \cdot (1 + Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

- aCU US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 8: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE PAÑOS, INTERRUPTORES, EQUIPOS DE COMPENSACIÓN y OTROS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN.

Elemento	Subestación	Descripción	PU US\$	FB%	B%	FO%	MO_ US\$	Ing%	GG%	Int%	CU _p US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida útil	aCU US\$

Dónde:

- PU US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 FB% : Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.
 B% : Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.
 FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 MO_ US\$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.
 Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.
 Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, del elemento respectivo.
 CU_p US\$: Costo unitario preliminar del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.

BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = [(PU_US\$*(1+FB\%+B\%+FO\%)+MO_US\$)*(1+Ing\%+GG\%)]*(1+Int\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 9: ESTRUCTURA Y FORMATO DE UNIDADES GENERADORAS

		Unidad 1	Unidad ..	Unidad n
Unidades Generadoras	Sistema			
	Central			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región			
	Provincia			
	Coordenadas (latitud y longitud)			
	Tipo unidad generadora (2)			
	Capacidad (kVA)			
	Potencia bruta (kW)			
	Potencia neta (kW)			
	Potencia mínima (Mínimo Técnico) (kW)			
	Rendimiento % (3)			
	Fecha de Puesta en Servicio			
	Vida útil			
	Tasa de Disponibilidad Forzada (% del tiempo)			
	Días Mantenimiento Anual			
	Tiempo de Partida [minutos]			
	Tipo Turbina (4)			
	Tipo Generador (5)			
	Número de Polos Generador			
	Velocidad [r. p. m.]			
	Tipo refrigeración (6)			
	Tipo lubricación (7)			
	Tensión en bornes			
	Línea de interconexión (hasta SE de inyección) (8)			
Transformadores elevadores (14)	Subestación en que inyecta			
	Diagrama PQ (9)			
	Diagrama unifase funcional (9)			
	Descripción y modelo de los sistemas de control (9)			
	Año fabricación			
	Razón de transformación			
	Tipo transformador (10)			
	Grupo de conexión			
	Estado transformador (11)			
	Capacidad máxima (kVA)			
	Flujo máximo 2020 (kW)			
	Flujo energía 2020 (MWh)			
	Tipo refrigeración			
	Días mantenimiento anual			
	Número de taps (12)			
	Tipo taps (13)			
	Peso (Toneladas)			
	Tipo fundación			
	Tipo malla de puesta a tierra			
Termoeléctricas	Fecha de puesta en servicio			
	X (%)			
	Pérdidas en el cobre (kW)			
	Pérdidas en vacío (kW)			
	Tasa de falla (15)			
	Tipo combustible			
Hidroeléctricas	Consumo específico (16)			
	Combustible alternativo			
	Consumo específico alternativo			
	Costo variable no combustible			
	Estanque de combustibles (17)			
	Sistema de tratamiento combustibles (18)			
	Flujo máximo agua [m³/seg]			
	Energía anual media (MWh)			
	Factor de planta (19)			
	Altura máxima de caída [mt]			
	Volumen embalse [M m³]			
	Volumen regulación [M m³]			
	Cota máxima/mínima [m s.n.m.]			
	Tipo de presa (20)			
	Tuberías a presión (21)			
	Canales de aducción (22)			
	Bocatomas (23)			
Eólicas	Canales de evacuación (24)			
	Vertedero (25)			
	Chimenea de equilibrio (26)			
	Estadísticas hidrológicas existentes (27)			
	Velocidad máxima viento			
	Velocidad mínima viento			
	Energía anual media (MWh)			
	Factor de planta			
	Tipo aerogenerador			
	Número de aspas			
Bancos de baterías	Altura sobre el terreno [mt]			
	Altura absoluta [m s.n.m.]			
	Estadísticas de vientos existentes (27)			
	Capacidad nominal en modos de carga y descarga (kW)			
Otros (29)	Tensión nominal (kV)			
	Capacidad de almacenamiento (kWh)			
	Rango de operación en función del tiempo (Potencia/tiempo)			
	Carta de operación (diagrama PQ) (28)			
	Equipos de control			
	Equipos de medida			
	Equipos convertidores (30)			
	Protecciones			
	Banco de baterías			
	Tipo de fundación			
Parámetros eléctricos (31)	Edificios o galpones			
	Reactancia síncrona +			
	Reactancia síncrona -			
	Reactancia síncrona 0			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (CI).
- (2) Tipo central hidroeléctrica, eólica, térmica diesel, térmica gas natural, térmica fuel, u otra (especificar).
- (3) Proporcionar curva del fabricante de rendimiento para diferentes puntos de operación.
- (4) Tipo o descripción.
- (5) Tipo o descripción.
- (6) Tipo o descripción.
- (7) Tipo o descripción.
- (8) Hacer referencia a listado de línea (cuadro N° 1 de este anexo).
- (9) Hacer referencia a documento de respaldo.
- (10) Código según tipo: Autotransformador trifásico (A3), Transformador trifásico (T3), Banco de autotransformadores monofásicos (BA), Banco de transformadores monofásicos (BT), Autotransformador monofásico (A1).
- (11) Código de estado del transformador según: Servicio (S), Reserva conectada (RC), Reserva en frío (RF).
- (12) Indicar número y % de razón de cada uno, desde el mínimo hasta el máximo.
- (13) Con Cambiador de Taps bajo carga (con), sin cambiador de Taps bajo carga (sin).
- (14) Parámetros por cada transformador.
- (15) Tasa de falla o apertura propia del transformador, sin considerar aquellos producto de fallas o aperturas generadas en otros elementos.
- (16) Proporcionar curva del fabricante de consumo específico para diferentes puntos de operación.
- (17) Describir indicando capacidad.
- (18) Tipo o descripción.
- (19) Se define como el cociente entre la potencia anual media y la potencia máxima.
- (20) Describir y Cubicar Hormigón o Tierra.
- (21) Describir e indicar longitud de cada tramo.
- (22) Describir e indicar capacidad de conducción de agua y longitud de cada tramo.
- (23) Describir e indicar capacidad de acceso de aguas.
- (24) Describir e indicar capacidad de conducción de agua y longitud de cada tramo.
- (25) Describir e indicar capacidad de evacuación de aguas.
- (26) Tipo o descripción.
- (27) Hacer referencia a documento de respaldo que señala las estadísticas.
- (28) Hacer referencia a documento de respaldo que señala el diagrama PQ.
- (29) Tipo o descripción.
- (30) Tipo y modelo de los equipos conversores asociados a proyectos eólicos/solares con y sin baterías de almacenamiento.
- (31) Parámetros por cada Unidad Generadora, en por unidad base 100 MVA.

CUADRO N° 10: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Central	Marca	Unidad	Potencia kW	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje mecánico	Montaje eléctrico	Obras civiles + materiales	Ingeniería	Puesta en marcha	Gastos generales	Valor instalado	Intereses intercalarios	BI US\$	CE US\$	Valor final

Dónde:

Valor FOB US\$: Corresponde al valor de la mercancía puesta a bordo del vehículo en el país de procedencia del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.

Fletes : Flete desde lugar de origen a Chile expresado en dólares de diciembre de 2020.

Seguro : Seguros pagados durante en envío expresado en dólares de diciembre de 2020.

Valor CIF : Corresponde valor de las mercancías en el país de origen, el flete y seguro hasta el punto de destino, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{Valor CIF} = \text{Valor FOB} + \text{Seguro} + \text{Flete}$$

Flete SSMM : Flete a SSMM expresado en dólares de diciembre de 2020.

Montaje Mecánico : Montaje mecánico del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.

Montaje Eléctrico : Montaje eléctrico del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.

Obras Civiles + Materiales: Costos incurridos por conceptos de obras civiles expresado en dólares de diciembre de 2020.

Ingeniería : Ingeniería del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.

Puesta en Marcha : Costos incurridos durante la puesta en marcha del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.

Gastos Generales : Gastos generales del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2020.

Valor Instalado : Costo del elemento instalado expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{VI_US\$} = \text{Valor CiF} + \text{Flete} + \text{Montaje Mecánico} + \text{Montaje Eléctrico} + \text{Obras Civiles} + \text{Materiales} + \text{Ingeniería} + \text{Puesta en Marcha} + \text{Gastos Generales.}$$

Intereses Intercalarios: Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, del elemento respectivo.

BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.

CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.

Valor Final_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{VF_US\$} = \text{VI_US\$} * (1 + \text{Int\%}) + \text{BI_US\$} + \text{CE_US\$}$$

CUADRO N° 11: ESTRUCTURA Y FORMATO DE INFRAESTRUCTURA (6)

		Infraestructura
Edificios	Propietario	
	Giro (1)	
	Uso (2)	
	Tipo de Construcción	
	Superficie [mt2]	
	Número de Pisos	
	Año Construcción	
	Número de Habitaciones	
	Número de Baños	
Vehículos	Asignación (3)	
	Propietario	
	Giro	
	Tipo (4)	
	Año Fabricación	
	Marca	
Otros (5)	Capacidad de carga o pasajeros	
	Asignación	
	Computadores	
	Equipos de Telecomunicación	
	Teléfonos	
	Impresoras	
	Aire Acondicionado o Calefactores	
	Mobiliario en General	
	Otros costos de Administración (6)	
	Otros	

(1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).

(2) Descripción de uso: casa nochera, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, u otro.

(3) Porcentaje de asignación al sistema de generación transmisión, excluyendo los porcentajes asignables a distribución o a otros sistemas o servicios administrados por la misma empresa.

(4) Automóvil, Camión, Camioneta, Furgón, Bus, Máquina.

(5) Describir e indicar % de asignación.

(6) Los costos de administración no imputables a personal y/o a la operación y mantenimiento de instalaciones de generación y transmisión deberán ser incluidos en el presente anexo.

CUADRO N° 12: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE EDIFICIOS

ITEM	Descripción	Ubicación	Superficie m2	PU US\$/m2	PU US\$	BI US\$	CE US\$	CU US\$	VidaÚtil	aCU US\$

Dónde:

PU_US\$/m² : Precio unitario por metro cuadrado del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 PU_US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = PU_US\$ + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 13: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE EQUIPOS Y VEHÍCULOS DE TRANSPORTE Y CARGA, EQUIPOS DE BODEGA Y MAESTRANZA, EQUIPOS DE LABORATORIO, EQUIPOS DE COMUNICACIÓN, EQUIPOS DE OFICINAS, EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y OTROS EQUIPOS

ITEM	Descripción	Ubicación	Cantidad	PU US\$	F%	BI US\$	CE US\$	CU US\$	Vida Útil	aCU US\$

Dónde:

PU_US\$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020.
 F% : Flete expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.
 BI_US\$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2020.
 CE_US\$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2020.
 CU_US\$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_US\$ = PU_US\$ \cdot (1 + F\%) + BI_US\$ + CE_US\$$$

aCU_US\$: Anualidad del costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2020, considerando las vidas útiles y la tasa de descuento establecidas en estas bases.

CUADRO N° 14: ESTRUCTURA Y FORMATO DE PERSONAL

		Número	Sueldo [US\$]
Personal	Ejecutivos		
	Ingenieros		
	Abogados		
	Técnicos		
	Operarios		
	Obreros		
	Empleados Administrativos		
	Secretarias		
	Estafetas		
COSTO ANUAL	[MUS\$/año] al 31/12/2020		

CUADRO N° 15: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROYECTOS

N°	Nombre proyecto	Tipo de central (1)	Potencia nominal (kW)	Energía MWh/año	Sistema mediano	Punto de conexión al sistema y nivel de tensión	Ubicación región (2)	Comuna	Fecha orden de proceder	Mes y año de entrada en operación (3)	Descripción del proyecto
1											
2											
n											

(1) Hidro Pasada, Hidro Embalse, Carbón, Gas Natural, GNL, Turbina Diesel, No convencional, Solar Fotovoltaica, Biomasa, Eólica, Geotérmica, Otro (indicar tipo de central)

(2) Región: X, XI, XII

(3) Para todos los efectos, se entenderá que el proyecto entra en operación del día 1 del mes que se informa

CUADRO N° 16: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA ESTRUCTURA DE COSTOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CENTRALES

	NOMBRE DEL PROYECTO	
	PROPIETARIO	
	TIPO DE CENTRAL (1)	
	PRESUPUESTO	Millones de US\$
1.-	TOTAL INGENIERIA E INSPECCION	
1.1	Ingeniería	
1.2	Inspección y administración construcción, montaje y puesta en servicio	
1.3	Estudios ambientales	
1.4	Permisos, concesiones	
1.5	Imprevistos ingeniería e inspección	
2.-	TOTAL COMPRA EQUIPOS, CONSTRUCCION DE LAS OBRAS	
2.1	Terrenos, derechos de uso de suelo	
2.2	Obras civiles	
2.3	Equipamiento electromecánico central (2)	
2.4	Equipamiento principal y secundario SE elevadora (3)	
2.5	Línea de interconexión (4)	
2.6	Equipos uso combustible alternativo (5)	
2.7	Estanques de respaldo (6)	
2.8	Montaje de equipos, pruebas y puesta en servicio	
2.9	Otras obras (7)	
2.10	Derechos internacion	
2.11	Seguros	
2.12	Imprevistos	
3.-	TOTAL COSTO DIRECTO (Total 1 + Total 2)	
4.-	TOTAL GASTOS	
4.1	Gastos financieros (8)	
4.2	Gastos generales	
5.-	TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)	
6.-	POTENCIA NETA [MW]	
7.-	COSTO MW INSTALADO [US\$/MW] (5/6)	
8.-	TOTAL MONEDA EXTRANJERA [Millones de US\$]	
9.-	FLUJO DE INVERSIÓN (9)	
	AÑO 1	
	AÑO 2	
	AÑO 3	
	AÑO 4	
	AÑO 5	
	AÑO 6	
	AÑO 7	
	AÑO 8	

	AÑO 9	
10.-	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (US\$/AÑO)	
11.-	COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES (US\$/MWh)	
12.-	COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES (US\$/MWh)	
13.-	RENDIMIENTO (10)	

NOTAS:

- (1) Térmica Gas Natural TGN
Térmica Diesel TD
Térmica Fuel TF
Térmica Gas Natural
Licuado TGNL
Térmica Carbón TC
Térmica Petcoke TP
Térmica Otros TO
Hidroeléctrica Pasada HP
Hidroeléctrica Embalse HE
Hidroeléctrica Bombeo HB
Eólica E
Solar S
OTRAS (Especificar) OT
- (2) Costos del equipamiento electromecánico de la central (turbina-generator, aerogenerador o paneles y equipos conversores según corresponda).
- (3) Costos de los equipos principales y secundarios de la SE elevadora (incluye transformador elevador y otros equipos en la SE como interruptores, pararrayos, equipos de protección, medida y control, etc.).
- (4) Costos de la línea de interconexión incluyendo sus respectivos paños en los extremos (incluye interruptores, pararrayos, equipos de protección medida y control, etc.).
- (5) Para centrales térmicas que utilizan más de un tipo de combustibles, señalar combustible alternativo e informar la operación económica de potencia para operación con combustible alternativo.
- (6) Para centrales térmicas que pueden almacenar combustible, se deberá informar el tamaño del estanque y autonomía de la central.
- (7) Inversiones necesarias para mejoras en las centrales generadoras, que no estén directamente relacionadas con una unidad en particular y que estén, por ejemplo, destinadas al cumplimiento de restricciones ambientales. Dichos costos deben estar debidamente justificados con facturas, cotizaciones y antecedentes técnicos.
- (8) Indistintamente: Costos intercalarios, Intereses durante la construcción.
- (9) Valores en millones de US\$, a enero de cada año.
- (10) Se debe indicar la unidad respectiva y a qué potencia se obtiene

CUADRO N° 17: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Ítem	Parámetro	Unidad	Nombre proyecto 1	Observación
			Valor o Expresión (1)	
Datos generales	Empresa	-		
	N°	-		
	Nombre proyecto	-		
	Tipo de proyecto	-		
	Ubicación	-		
Central generadora	Capacidad nominal	kW		
	Energía (MWh/año)			
	Tensión nominal	kV		
	Carta de operación (diagrama PQ) (2)	kVA		
	Consumo específico (3)	-		
	Costo combustible (4)	-		
	Costo variable no combustible	US\$/MWh		
	Probable subestación de conexión al sistema	Nombre		
	Nivel de tensión de conexión	kV		
Transformador elevador	Modelo dinámico central generadora (5)	-		
	Tensiones nominales	kV prim / kV sec		
	Capacidad nominal	kVA		
	Reactancia	%		
	Pérdidas en el cobre	kW		
	Pérdidas en el hierro	kW		
	Cambiador de taps	Cantidad y % regulación		
Línea de interconexión	Longitud	km		
	Capacidad nominal de diseño (6)	kA		
	Capacidad vs T° ambiente (2)	kA		
	Tipo de conductor	Ohm/km		
	Sección	mm ²		
	Tipo de estructuras	-		
	Resistencia	Ohm/km		
	Reactancia	Ohm/km		
	Susceptancia	uS/km		

(1) Señalar valor numérico, expresión o fórmula según corresponda

(2) Hacer referencia a documento de respaldo o incluir hoja adicional y referenciar

(3) Señalar unidad para consumo específico Ton/MWh, MBtu/MWh, m3/MWh

(4) Señalar unidad para costo combustible US\$/Ton, US\$/Mbtu, US\$/m3

(5) Incluir como anexo el modelo dinámico de la planta en formato DlgSILENT

(6) Señalar T° ambiente (°C), T° conductor (°C), radiación (W/m2) velocidad del viento (m/s) usadas para el cálculo

CUADRO N° 18: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Ítem	Parámetro	Unidad	Nombre proyecto 1	Observación
			Valor o Expresión (1)	
Datos generales	Empresa	-		
	N°	-		
	Nombre proyecto	-		
	Tipo de proyecto	-		
	Ubicación	-		
Central generadora	Capacidad nominal	kW		
	Tensión nominal	kV		
	Carta de operación (diagrama PQ) (2)	kVA		
	Probable subestación de conexión al sistema	Nombre		
	Nivel de tensión de conexión	kV		
	Modelo dinámico central generadora (3)	-		
Transformador elevador	Tensiones nominales	kV prim / kV sec		
	Capacidad nominal	kVA		
	Reactancia	%		
	Pérdidas en el cobre	kW		
	Pérdidas en el hierro	kW		
	Cambiador de taps	Cantidad y % regulación		
	Longitud	km		

Ítem	Parámetro	Unidad	Nombre proyecto 1	Observación
			Valor o Expresión (1)	
Línea de interconexión	Capacidad nominal de diseño (4)	kA		
	Capacidad vs T° ambiente (2)	kA		
	Tipo de conductor	Ohm/km		
	Sección	mm2		
	Tipo de estructuras	-		
	Resistencia	Ohm/km		
	Reactancia	Ohm/km		
	Susceptancia	uS/km		
Afluentes y Embalse	Nombre Afluente 1	Nombre		
		Nombre		
	Nombre Afluente n	Nombre		
	Caudal Ecológico	m3/s		
	Serie Hidraulica	Descripción		
	Cota máxima embalse.	m.s.n.m		
	Cota mínima embalse.	m.s.n.m		
	Destino Caudal Generado	Nombre		
	Destino Caudal Vertido	Nombre		
	Destino Caudal Filtrado	Nombre		
	Polinomio Cota-Volumen C(V)	expresión		
	Polinomio Volumen-Cota V(C)	expresión		
	Polinomio Filtración-Volumen F(V)	expresión		

(1) Señalar valor numérico, expresión o fórmula según corresponda

(2) Hacer referencia a documento de respaldo o incluir hoja adicional y referenciar

(3) Incluir como anexo el modelo dinámico de la planta en formato DlgSILENT

(4) Señalar T° ambiente (°C), T° conductor (°C), radiación (W/m2) velocidad del viento (m/s) usadas para el cálculo

CUADRO N° 19: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES EÓLICAS/SOLARES

Ítem	Parámetro	Unidad	Nombre proyecto 1	Observación
			Valor o Expresión (1)	
Datos generales	Empresa	-		
	N°	-		
	Nombre proyecto	-		
	Tipo de proyecto	-		
	Ubicación	-		
Central generadora	Capacidad nominal	kW		
	Tensión nominal	kV		
	Carta de operación (diagrama PQ) (2)	kVA		
	Probable subestación de conexión al sistema	Nombre		
	Nivel de tensión de conexión	kV		
	Tipo y modelo de equipos conversores (3)	-		
	Modelo dinámico central generadora (4)	-		
Transformador elevador	Tensiones nominales	kV prim / kV sec		
	Capacidad nominal	kVA		
	Reactancia	%		
	Pérdidas en el cobre	kW		
	Pérdidas en el hierro	kW		
	Cambiador de taps	Cantidad y % regulación		
Sistemas de almacenamiento	Capacidad nominal en modos de carga y descarga	kW		
	Tensión nominal	kV		
	Capacidad de almacenamiento	kAh ó kWh		
	Rango de operación en función del tiempo (2)	Potencia vs Tiempo		
	Carta de operación (diagrama PQ) (2)	Descripción		
Línea de interconexión	Longitud	km		
	Capacidad nominal de diseño (5)	kA		
	Capacidad vs T° ambiente (2)	kA		
	Tipo de conductor	Ohm/km		
	Sección	mm2		
	Tipo de estructuras	-		
	Resistencia	Ohm/km		

Ítem	Parámetro	Unidad	Nombre proyecto 1	Observación
			Valor o Expresión (1)	
	Reactancia	Ohm/km		
	Susceptancia	uS/km		

(1) Señalar valor numérico, expresión o fórmula según corresponda

(2) Hacer referencia a documento de respaldo o incluir hoja adicional y referenciar

(3) Incluir marca y modelo de los equipos

(4) Incluir como anexo el modelo dinámico de la planta en formato DigSILENT (conjunto generador-conversor) y sistema de almacenamiento si corresponde

(5) Señalar T° ambiente (°C), T° conductor (°C), radiación (W/m2) velocidad del viento (m/s) usadas para el cálculo

CUADRO N° 20: ASIGNACIÓN REMUNERACIÓN PERSONAL DE LA EMPRESA

N° Trabajador (1)	Cargo Trabajador (2)	Área de Trabajo (3)	Gerencia (4)	Descripción Labores (5)	Remuneración (\$)	Asignación (%)		Asignación (\$)	
						SSMM	Otros	SSMM	Otros

Donde:

(1) = Número correlativo único asignado por la empresa para identificar el empleado o funcionario a honorarios contratado.

(2) = Cargo que ocupa en la empresa el empleado o funcionario a honorarios contratado.

(3) = Área dentro de la estructura organizacional de la empresa en la cual el empleado o funcionario a honorarios contratado desempeña sus labores.

(4) = Gerencia o Unidad a la cual pertenece el Área de Trabajo.

(5) = Detalle de las principales tareas desempeñadas y deberes a cumplir por el Trabajador.

La información entregada deberá ser respaldada mediante la entrega del ORGANIGRAMA de la empresa.

CUADRO N° 21a: DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2020 POR ACTIVIDAD Y NATURALEZA

ACTIVIDADES			COSTOS DIRECTOS (M\$)					COSTOS ADMINISTRATIVOS (INDIRECTOS) (M\$)					Total Costos (M\$)
			Personal propio (*)	Servicios Contratados	Combustibles	Materiales	Otros Gastos	Total Directos	Personal propio (*)	Servicios Contratados	Materiales	Otros Gastos	
SSMM	Generación	Hidráulica					0					0	0
		Térmica					0					0	0
		Otros					0					0	0
	Transmisión						0					0	0
TOTAL SSMM			0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
OTROS	Generación						0					0	0
	Transmisión						0					0	0
	Distribución	Operación y mantenimiento					0					0	0
		Atención Clientes					0					0	0
	Servicios asociados a suministro						0					0	0
	Otros servicios						0					0	0
TOTAL OTROS			0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
TOTAL EMPRESA			0	0	0		0	0	0	0	0	0	0

a) Costos expresados M\$ del 31.12.2016, es decir incluyendo corrección monetaria.

b) Los costos deben corresponder a los costos reales reflejados en la contabilidad de la empresa.

c) Costos de Operación y Gastos de Administración y Ventas, sin incluir ítems como gastos financieros, depreciación, ítems extraordinario, etc.

(*) El personal propio considera tanto los empleados como aquellos funcionarios a honorarios contratados por la empresa.

CUADRO N° 21b: RESPALDO DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2020 POR NATURALEZA

COSTOS DIRECTOS

Naturaleza	Partida de Costo	Descripción	Monto (\$)	Asignación (%)		Asignación (\$)	
				SSMM	Otros	SSMM	Otros
Personal propio	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Servicios Contratados	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Combustibles	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Materiales	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Otros Gastos	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Total Directos			0			0	0

COSTOS INDIRECTOS

Naturaleza	Partida de Costo	Descripción	Monto (\$)	Asignación (%)		Asignación (\$)	
				SSMM	Otros	SSMM	Otros
Personal propio	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Servicios Contratados	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Materiales	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Otros Gastos	Partida 1	Descripción 1					
	...	...					
	Partida n	Descripción n					
Total Indirectos			0			0	0

ANEXO N° 4

Costos Variables No Combustibles (CVNC)

Para la estimación de los Costos Variables No Combustibles (CVNC) se deberá considerar que estos están compuestos básicamente por dos componentes:

- a. Costo Variable de Mantenimiento (CVM): relacionado con las acciones requeridas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil con los estándares de confiabilidad requeridos, cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente. Estos costos surgen de las intervenciones programadas cuyo alcance y frecuencia son en general recomendadas por el fabricante y su ejecución genera indisponibilidad operativa.
- b. Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC): asociado con las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por la normativa vigente. Este costo está vinculado a un agregado consumible que puede ser sustentado con una función consumo relacionada con el volumen de producción.

El CVNC, expresado en US\$/MWh, se calcula como:

$$\mathbf{CVNC = CVM + CVONC}$$

Los CVM están integrados por costos que corresponden a los mantenimientos programados que son especificados por el fabricante y se ejecutan en función de las horas equivalentes de funcionamiento de la unidad. Para su cálculo se propone la siguiente metodología:

- a. Se define el ciclo de mantenimiento de la unidad como el periodo de tiempo entre dos mantenimientos mayores.
- b. El CVM se calcula con la siguiente expresión:

$$CVM = \sum_{i=1}^n \frac{C. \text{Mantenimiento del Ciclo}}{Energía Gen}$$

Dónde:

CVM corresponde al costo variable de mantenimiento expresado en US\$/MWh.

C. Mantenimiento del Ciclo corresponde a la suma de los costos de mantenimientos programados en un ciclo de mantenimiento expresado en US\$.

Energía Gen corresponde a la energía generada por la unidad en el ciclo de mantenimiento expresada en MWh.

Los mantenimientos programados incluidos en el ciclo de mantenimiento deberán estar debidamente soportados por la información del fabricante y sus costos unitarios con información de mercado.

La información de soporte para el cálculo de los CVM, que debe ser entregada por las Empresas de los Sistemas Medianos, es la siguiente:

- 1) Costo del Ciclo de Mantenimiento, el que deberá contener a lo menos:
 - a. Identificación del programa de mantenimiento con el detalle de las intervenciones programadas (menores, intermedias, mayores) según las recomendaciones del fabricante para un ciclo de mantenimiento.
 - b. Por cada intervención indicada se deberá detallar los costos eficientes desagregados en:
 - i. Costo de mano de obra (desagregada en nacional o extranjera) utilizando los costos unitarios de personal definidos en este informe para mano de obra nacional, y cotizaciones para mano de obra extranjera.
 - ii. Costo de repuestos y/o materiales (cantidad y precio unitario).
 - iii. Costo de servicios (grúas, etc).

Los costos identificados en los ítems ii) y iii) deberán ser justificados con facturas o cotizaciones.

- 2) La energía generada en el ciclo de mantenimiento considerando el acortamiento del ciclo por el gasto de horas equivalentes de operación por los arranques y paradas de la unidad.
- 3) En caso de que hubiera un contrato de mantenimiento del que resulte un CVM, se deberá justificar que el mismo resultó de un proceso competitivo y a partir del costo del contrato calcular el CVNC.

El CVONC se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$CVONC = \sum_j^n ga_j * ca_j$$

Dónde:

ga_j corresponde al consumo de la unidad i del agregado j (por ejemplo: gal/MWh, m3/MWh, lts/MWh, etc.)

ca_j corresponde al costo unitario del agregado j (por ejemplo: USD/gal, USD/m3, USD/lts, etc.).

Las Empresas operadoras deberán justificar el consumo de la unidad y su costo unitario.

El cálculo realizado de los CVNC con la información de soporte de los puntos anteriores deberá ser presentado en planillas Excel de manera que el mismo sea autocontenido y trazable con los datos del soporte.

El cálculo anterior se deberá realizar para los tres regímenes de despacho en función de las horas de funcionamiento de la unidad (base, semibase y punta).

ANEXO N° 5

Antecedentes Catastro de Proyectos de Generación y Transmisión

Se deberán acompañar, al menos, los siguientes documentos:

- a) Mes y año de entrada en operación (para todos los efectos, se entenderá que el proyecto entra en operación del día 1 del mes que se informa).
- b) Carta Gantt que dé cuenta de las actividades, hitos y plazos del o los proyectos.
- c) Información técnica y comercial relacionada con el o los proyectos (informe de ingeniería conceptual), incluyendo la solución y puntos de conexión y los costos de inversión por cada una de las partidas consideradas, conforme al formato del documento “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- d) Plan de mantenimiento de la(s) unidad(es) de la central generadora para el horizonte de planificación, es decir, hasta el año 2035, indicando la fecha de inicio y término de los trabajos. Adicionalmente, se deberá informar si, en dichos periodos, la unidad se encontrará fuera de servicio o su operación se encontrará limitada y, para el segundo caso, se deberá señalar el límite de operación de la unidad respecto de su potencia nominal.
- e) Diagrama de planta disponible de la central generadora, incluyendo patio de media tensión y diagrama unilineal desde la unidad(es) generador(as) hasta el punto de conexión.
- f) Parámetros técnicos de las nuevas unidades generadoras (capacidad nominal kVA, nivel de tensión kV, carta de operación). Para el caso de generación eólica o fotovoltaica, incluir además tipo y modelo de los equipos convertidores asociados a las unidades generadoras y/o a las baterías de almacenamiento si corresponde. Lo anterior conforme al formato del documento “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- g) Parámetros técnicos del transformador elevador del proyecto: Reactancia (%), pérdidas en el cobre (kW), pérdidas en el hierro (kW), tensión (kV), capacidad nominal (MVA), cambiador de taps (número y % de regulación) conforme al formato del documento “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- h) Parámetros técnicos de la nueva línea de transmisión del proyecto y de aquella existente que deba ser modificada por la conexión del proyecto (R (Ohm/km), X (Ohm/km), B (uS/km), nivel de tensión (kV), capacidad nominal a distintas temperaturas (MVA ó kA), longitud (km), tipo de conductor, sección, tipo de estructura), conforme al formato del documento “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- i) Para proyectos que incluyan baterías de almacenamiento se deberá informar su capacidad nominal en sus modos de carga y descarga (kW), tensión nominal (kV), capacidad de almacenamiento en kAh ó kWh, rango de operación en función del tiempo (Potencia/tiempo) y carta de operación (diagrama PQ), conforme al formato del documento “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.

- j) Modelo dinámico que se tenga disponible para DigSILENT (18 o superior), del generador-turbina, baterías de almacenamiento, aerogeneradores o del parque fotovoltaico. Lo anterior en conjunto con sus respectivos equipos inversores según corresponda.
- k) Cotización de los equipos electromecánicos (generador y turbina), aerogenerador o paneles solares y equipos principales del proyecto, según corresponda, que respalden los valores informados en “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- l) Cotizaciones disponibles de los elementos de la línea de transmisión (conductor, estructuras, accesorios, otros) y de sus instalaciones de interconexión a la red (equipos de maniobra, de protección, control y medida, etc.), así como de elementos de la subestación (transformador elevador, interruptores, reconectores, equipos compactos de medida, fusibles, desconector, TTPP, TTCC), que respalden los valores informados en “Anexo Formato de Entrega de Información proyectos.xlsx”.
- m) Título habilitante para usar el terreno en el cual se ubicará o construirá el proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o como titular de servidumbres sobre los terrenos, o bien, contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto.
- n) Copia de la presentación del estudio de impacto ambiental o de la declaración de impacto ambiental del proyecto ante la autoridad ambiental competente, según corresponda, debiendo acreditar que a la fecha de la solicitud de inscripción no se ha puesto término al procedimiento por las causales establecidas en el artículo 15 bis o en el artículo 18 bis de la Ley N° 19.300, según corresponda.
- o) Tratándose de proyectos de energías renovables, deberá incluirse toda la información referida a las mediciones y memoria de cálculo que acrediten los factores de planta (dicho cálculo no deberá considerar indisponibilidad forzada o por mantenimiento). Adicionalmente, tratándose de proyectos hidroeléctricos, se deberá incluir la información relativa a las estadísticas de afluentes y de los derechos de aprovechamiento de aguas (propiedad, ubicación, volumen y resolución de otorgamiento); en el caso de proyectos eólicos, se deberá incluir para al menos 12 meses continuos la información de estadísticas de viento reales o representativas de la zona de emplazamiento junto con los antecedentes de respaldo, perfil horario de viento/potencia y curva potencia-velocidad; y en el caso de proyectos solares fotovoltaicos, se deberá incluir para al menos 12 meses continuos la información de estadísticas de radiación reales o representativas de la zona de emplazamiento junto con los antecedentes de respaldo, perfil horario de radiación/potencia según y curva potencia-radiación.
- p) Modalidad de financiamiento del proyecto.
- q) Boleta de Garantía o la póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, conforme a lo señalado en el literal aa) del numeral 3 de las presentes Bases.

En caso de no poseer los antecedentes solicitados en los puntos m) y n) anteriores a la fecha de emisión de las presentes bases, tendrá plazo para remitirla a la Comisión a más tardar el 30 de abril del 2022.

Artículo segundo: Comuníquese la presente resolución mediante correo electrónico a las empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en los Sistemas Medianos y a los Usuarios e Instituciones Interesadas inscritas en los registros creados mediante Resolución Exenta N° 218 de la Comisión, de 8 de julio de 2021, complementada por Resolución Exenta N° 419, de 19 de octubre de 2021.

Artículo tercero: Publíquese la presente resolución en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Comuníquese.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DFD/DPR/MOC/IGV/JCA/CIC/JGE/JMG/mhs

DISTRIBUCIÓN:

- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas
- Archivo Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE
- Archivo Departamento Jurídico, CNE
- Archivo Departamento Eléctrico, CNE
- Archivo Departamento Regulación Económica, CNE