

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 y Hornopirén.

Santiago, 9 de octubre de 2009

RESOLUCION EXENTA N° 1041

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el D.L. 2.224, de 1978, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9°, letra i);
- b) Lo establecido en los artículos 85° y 173° al 180°, todos del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante, "la Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 229 de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 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 las Resoluciones Exentas CNE N° 413 y 612 ambas de 2009;
- e) Lo dispuesto a través de Resolución Exenta CNE N° 747 de 29 de julio de 2009, que aprueba las Bases Preliminares para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos;
- f) Lo establecido a través de Resolución Exenta CNE N° 892 de 2 de septiembre de 2009 que aprueba respuestas a consultas formuladas por las empresas que operan en Sistemas Medianos y usuarios e instituciones interesadas;
- g) Lo dispuesto mediante Resolución Exenta CNE N° 914 de 9 de septiembre de 2009 que aprueba Bases Definitivas para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos; y
- h) Lo dictaminado por el Panel de Expertos en su Dictamen N°12-2009 de 7 de octubre de 2009.

CONSIDERANDO:

- a) Que, se debe dar curso progresivo al proceso de determinación de los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, así como también al cálculo del costo incremental de desarrollo (CID) y el costo total de largo plazo (CTLP) para estos sistemas;
- b) Que, es necesario dar cumplimiento a las diversas etapas consideradas en el procedimiento de determinación de las Bases Definitivas para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos ya mencionados;
- c) Que ya se ha dado cabal cumplimiento a lo señalado en la Ley, respecto de la facultad de las empresas operadoras para presentar discrepancias respecto de las Bases Definitivas ante el Panel de Expertos; y
- d) Que en su Dictamen N°12-2009 de 7 de octubre de 2009 el Panel de Expertos ha dictaminado rechazar la totalidad de peticiones realizadas por las empresas operadoras que presentaron discrepancias respecto de las Bases Definitivas de los Estudios de los Sistemas Medianos ya mencionados.

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 y Hornopirén, cuyo tenor es el siguiente:



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

BASES PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE SISTEMAS MEDIANOS

OCTUBRE DE 2009

INDICE

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO.....	4	
1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO	4
3	ALCANCE DEL ESTUDIO	5
4	PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO.....	5
4.1	OFERENTES.....	5
4.2	PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO.....	6
4.3	PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	6
4.4	CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN	6
4.5	GARANTÍAS INVOLUCRADAS.....	6
4.6	MULTAS	7
4.7	CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES.....	7
4.8	CLAUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD	7
4.9	RESERVA DE DERECHOS	7
4.10	PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN	8
4.11	ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO	8
4.12	CONTRATO.....	8
5	REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS	8
CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO	9	
1	INTRODUCCIÓN.....	9
2	OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO	9
3	TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES.....	10
4	TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	18
4.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	19
4.2	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	21
4.3	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	22
4.4	COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	22
4.5	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	22
5	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	23
5.1	METODOLOGÍA GENERAL	23
5.2	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	24

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

6	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO	24
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES	24
6.2	METODOLOGÍA GENERAL	25
6.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN.....	27
6.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	27
6.5	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA.....	28
6.6	VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	28
6.7	VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	28
6.8	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	28
6.9	RESULTADOS	28
7	DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO Y PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	30
7.1	OBJETIVOS GENERALES.....	30
7.2	METODOLOGÍA GENERAL	30
7.3	CÁLCULO.....	31
7.4	RESULTADOS	31
8	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	33
8.1	OBJETIVOS GENERALES.....	33
8.2	METODOLOGÍA GENERAL	33
8.3	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	34
8.4	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA.....	35
8.5	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	35
8.6	VALORIZACIÓN DE PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	35
8.7	DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP).....	35
9	PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	36
10	PROPUESTA DE FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	36
11	ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN	37
12	INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA	38
13	FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS	38
	ANEXO N° 1: Determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID)	39
	ANEXO N° 2: Determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP)	45
	ANEXO N° 3: Formato para la Entrega de Resultados	47

CAPITULO I: ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley, y el D.S. N° 229 de 2005, que aprueba el Reglamento de Valorización y Expansión de los 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 estos sistemas, las Bases para efectuar los Estudios de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión, en adelante las Bases.

En cada Sistema Mediano, el 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.

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.

2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS QUE OPERAN EN CADA SISTEMA MEDIANO

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

Sistema Mediano	Empresa Operadora
Punta Arenas	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)
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. (EDELAYSÉN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSÉN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSÉN)
Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
Hornopirén	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA) Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.

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, en adelante la(s) Empresa(s), deberá(n) contratar una empresa consultora o consorcio de ellas, en adelante e indistintamente el Consultor, para la realización de un estudio, en adelante el Estudio, que debe contemplar los siguientes ítems:

- a) El **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- b) Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo (CID)** asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- c) Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión.
- d) Valorización del **Costo Total de Largo Plazo (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 b) y d).

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

4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO

Los servicios a contratar en el respectivo Sistema Mediano serán producto de un proceso concursal dirigido, coordinado y contratado por cada una de las Empresas señaladas en el numeral 2 del presente capítulo, de acuerdo a 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 ellas, y su financiamiento se realizará a prorrata de la totalidad de la capacidad instalada en generación que posea cada empresa en los Sistemas Medianos que abarque dicho Estudio.

El Consultor podrá realizar el Estudio de más de un Sistema Mediano.

4.1 OFERENTES

Las Empresas invitarán a participar en el proceso concursal del Estudio para presentar ofertas, sólo a aquellos Consultores contenidos en la lista previamente acordada con la Comisión.

Copia de la invitación deberá ser remitida a la Comisión a más tardar al siguiente día hábil de enviada.

4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO

Las Empresas deberán realizar el proceso concursal e iniciar el Estudio no antes de 15 días ni después de 60 días corridos contados desde que la Comisión comunique y publique, en su sitio web, las Bases Definitivas del Estudio.

Se entenderá como fecha de inicio del Estudio aquella fecha en la cuál la Empresa firme el contrato con el Consultor.

Previamente al inicio del proceso concursal la Empresa deberá emitir una comunicación a la Comisión, por escrito y vía correo electrónico, señalando las fechas correspondientes al proceso concursal y a 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 que en ningún caso podrá ser superior a 4 meses. Asimismo, en el plazo del Estudio las Empresas deberán considerar los requerimientos de información que corresponderán entregar a la Comisión, y las reuniones que ésta pudiese solicitar en el marco del desarrollo del Estudio y que se señalan en las presentes Bases.

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN

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

4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS

Las Empresas podrán 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 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 podrán 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 2 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.

4.8 CLAUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD

Las Empresas deberán establecer cláusulas de confidencialidad con el Consultor, tanto durante la vigencia de su contrato, como por un período posterior a éste. Del mismo modo, deberán establecer que el Consultor no podrá utilizar la información facilitada por las Empresas en el marco de la realización del Estudio, en tanto ésta 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 celebrar el contrato dentro del plazo señalado por las Empresas para tal efecto, o no suministre alguna de las garantías solicitadas 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 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 que no se reciban ofertas de parte de los Consultores invitados a participar.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

Las Empresas deberán emitir una comunicación fundada a la Comisión en el caso que el proceso concursal se declare desierto o las ofertas sean inadmisibles. En dicha comunicación se deben calificar hechos que llevan a esta decisión, debiendo las Empresas efectuar un nuevo proceso concursal que se regirá por las correspondientes Bases.

4.10 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN

Las Empresas deberán establecer en el contrato con el Consultor seleccionado que éste deberá estar disponible para responder las consultas que pueda formular la Comisión respecto al desarrollo y resultados del Estudio.

4.11 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán precaver tanto en el proceso concursal como una vez adjudicado el Estudio, 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.

4.12 CONTRATO

El contrato deberá ajustarse a los términos y condiciones del proceso concursal, al artículo 177°, inciso cuarto de la Ley, y a las presentes Bases.

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

5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS

La Comisión podrá solicitar a la Empresa los productos parciales y finales que se obtengan durante el desarrollo de los Estudios. La entrega deberá efectuarse mediante los respaldos electrónicos correspondientes.

Todos los cálculos y resultados del Estudio deberán ser completamente reproducibles. Esto implica que el seguimiento de cada una de las planillas de cálculo deberá permitir reproducir todos los resultados entregados en el Estudio.

En caso de existir conflictos respecto a la propiedad intelectual o licencias comerciales de las herramientas computacionales utilizadas en la ejecución del Estudio, esto deberá ser declarado por escrito por parte de los oferentes en sus propuestas, debiendo para tal efecto dar acceso en sus dependencias al software respectivo.

CAPITULO II: ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

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

- a) El **Plan de Expansión Óptimo** en generación y transmisión para un período de planificación no inferior a 15 años.
- b) Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo (CID)** asociado al respectivo Plan obligatorio de Expansión Óptimo.
- c) Determinación del **Proyecto de Reposición Eficiente** en generación y transmisión.
- d) Valorización del **Costo Total de Largo Plazo (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 b) y d).

Todos los costos y precios relacionados con los Estudios, utilizados tanto en los resultados finales como en etapas intermedias, deberán expresarse en dólares al 31 de diciembre de 2008, considerando el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2008, correspondiente a 649,32 [\$/US\$].

El año base para el cálculo del CID y CTLP corresponderá al año 2008. 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 2009 y 2023.

2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

De acuerdo a lo estipulado en la Ley, en cada Sistema Mediano, el Estudio será efectuado por una empresa consultora o consorcio de ellas contratada por la o las empresas que operen 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 Costo Incremental de Desarrollo, del Costo Total de Largo Plazo y su Proyecto de Reposición Eficiente, para cada Sistema Mediano, el cual debe ser presentado a la Comisión para que ésta lo analice y estructure las tarifas pertinentes.

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.

En el caso que una Empresa sea propietaria o administre instalaciones de generación y transmisión en más de un Sistema Mediano, se debe desarrollar un solo estudio que considere todos los Sistemas Medianos que administre y que estén incluidos en el numeral 2 del Capítulo I de las presentes Bases, a fin de incluir las economías de ámbito entre dichos sistemas.

Todos los resultados alcanzados por el Consultor en el desarrollo del estudio así como su respaldo y justificación de valorización, deberá incluirlos en los informes avance y en el informe final, según corresponda, en la forma y detalle que se especifican en el presente capítulo de las Bases.

3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES

De acuerdo al 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 ésta requiera durante el desarrollo del Estudio, de acuerdo a 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, en el análisis y en los resultados, las consideraciones de los literales que se describen a continuación, según corresponda.

a) Costos Unitarios

Durante el desarrollo del Estudio, y a fin de homologar, comparar o establecer consistencia entre los distintos Sistemas Medianos, las Empresas deberán informar las características técnicas y los costos unitarios de cada una de las componentes de generación, transmisión y demás infraestructura que pretende utilizar en la valorización de las instalaciones existentes, en el desarrollo de los Planes de Expansión Óptimos de los mismos y en el respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.

Para ello, las Empresas deberán poner a disposición del Consultor la información debidamente respaldada respecto del sistema y los costos unitarios de componentes, especificaciones, insumos o servicios de los equipos existentes. El Consultor deberá analizar críticamente toda la información entregada por las Empresas de acuerdo a valores de mercado obtenidos mediante cotizaciones directas o estudios de precios.

Adicionalmente las Empresas deberán informar a esta Comisión el régimen tributario, subsidios, exenciones o bien cualquier otra modalidad que de alguna forma afecte los costos unitarios.

b) Sistemas de Generación y Transmisión

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 informados por las Empresas para el año base.

Para efectos del Estudio se entenderá por instalaciones de generación e instalaciones de transmisión, lo establecido en el artículo 6 del Decreto N° 229/2005.

Cada Empresa deberá entregar al Consultor, a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la Superintendencia, toda la información técnica, comercial, administrativa, contable y de costos unitarios requeridos para este efecto.

c) 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.

d) Nudos de Retiro

El Consultor deberá definir el conjunto de nudos o barras del sistema desde donde se retira la energía y potencia generada en el sistema, en adelante nudos de retiro del sistema, para efectos de dar suministro a distribuidoras u otros clientes.

Para este efecto, el Consultor debe considerar que las líneas o barras del sistema conectadas a tensiones superiores a 23 kV ó menores o iguales a 23 kV que no sean parte de las instalaciones de la empresa concesionaria de distribución, corresponden al segmento de transmisión.

En dichos nudos de retiro, el Consultor deberá determinar la demanda de energía y potencia actual y proyectada, y deberá asignar los costos que correspondan, de acuerdo a la metodología establecida en normas técnicas vigentes.

e) Proyección de Demanda

El Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y demanda máxima para el período de planificación, en cada uno de los nudos de retiro de cada sistema. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda, del resultado que se conozca respecto de encuestas a grandes clientes, 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.

Las Empresas deberán entregar al Consultor, a la Comisión y a la Superintendencia, toda la información que posea respecto de la evolución histórica de la demanda de cada sistema y de cada nudo de retiro, su comportamiento mensual, las curvas de demanda horaria en los distintos nudos de retiro y en el sistema

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

completo (bloques de potencia y duración) y el resultado que posea respecto de encuestas a grandes clientes.

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

f) Condiciones de Mercado y Tecnológicas Vigentes

Para valorar las instalaciones existentes, elaborar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá estudiar las condiciones de mercado y tecnológicas vigentes para determinar los costos unitarios de inversión y operación involucrados en las mejores alternativas tecnológicas disponibles. En los costos de inversión deberá también incluirse justificadamente el capital de trabajo y los intereses durante la construcción correspondiente.

El Consultor deberá determinar con ello las características técnicas óptimas de las futuras instalaciones de generación, transmisión y demás infraestructura, así como sus costos de inversión, operación y mantenimiento.

La identificación de los componentes, insumos y servicios, así como sus costos unitarios, deberá ser informada a la Comisión, a la Superintendencia y a las Empresas. La Comisión revisará la lista de costos unitarios y podrá recomendar la corrección de ellos de acuerdo a sus propios antecedentes.

g) Infraestructura y Terrenos

A partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas para el año base, el Consultor deberá determinar y valorizar los costos de la infraestructura y demás bienes utilizados, así como los terrenos y sus costos.

Se debe incluir infraestructura tal como 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, sistemas de comunicación y terrenos utilizados, 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 de mercado, 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 efectos de establecer el valor anualizado de las servidumbres y demás costos asociados al uso del suelo que no se hubieren constituido como gastos, se considerará la tasa de descuento indicada en el literal u) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, y un flujo perpetuo.

h) Estructura y Costos de Personal

A partir del análisis crítico de la información que entreguen las Empresas, el Consultor deberá determinar la estructura y costos de personal de las Empresas existentes al año base.

Se debe incluir el número, nivel de calificación y sueldos de ejecutivos, ingenieros, técnicos, operarios, administrativos u otros que conforman la planta de personal utilizada por cada Empresa.

Para efectos de determinar y valorizar el Proyecto de Reposición Eficiente y el Plan de Expansión Óptimo, el Consultor deberá también definir la estructura y el costo global anual óptimo del personal dedicado a la operación, mantención, administración y comercialización del Sistema correspondiente, y su evolución en el tiempo considerando sueldos de mercado, planta de personal adecuada, entre otros, además de las 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.

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

- Identificación de los procesos, actividades y funciones que como mínimo debe desarrollar la Empresa.
- Descripción de cada una de las tareas desarrolladas por el personal propio, así como aquellas tareas realizadas por los contratistas.
- Organigrama.
- Para cada tipo de cargo existente (p.ej. ingenieros), las tareas desarrolladas.

i) 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.

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 combustibles, 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 también determinar los gastos fijos anuales óptimos y su evolución en el tiempo, considerando precios de mercado, consumo de insumos adecuado al tamaño del Sistema correspondiente y las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

j) Asignación de Costos Administrativos y Economías de Ámbito

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, descontados los costos correspondientes al segmento de distribución si corresponde, u otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa, y determinar justificadamente un prorateo 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 las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

k) Subcontrato con Empresa Consultora Especialista

Para el desarrollo de los literales g), h), i) y j) anteriores, el Consultor deberá realizar estudios que respalden los respectivos resultados, estudios 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 la Comisión solicite, según corresponda.

l) Modelos y Herramientas para la Modelación de la Operación

El Consultor deberá modelar adecuadamente las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano, de acuerdo a las distintas características técnicas y económicas de sus componentes.

1. Unidades Generadoras: Deberán ser caracterizadas por su capacidad, rendimiento, precio de combustibles, costos variables no combustibles, indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas existentes para centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos existentes para centrales eólicas, entre otros.
2. Líneas, Equipos y Componentes de Transmisión: Deberán ser caracterizadas por su capacidad, resistencia, reactancia, nivel de tensión u otras, tanto para líneas de transmisión como para transformadores.
3. Características Técnicas y Económicas Generales: Costo de falla correspondiente del sistema, tasa de descuento, exigencias de diseño y operación establecidos o derivados de las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes, entre otras.

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

1. *Despacho económico de las distintas unidades generadoras*, bajo las distintas condiciones de operación, 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, 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* del mismo, para distintas condiciones de operación.

m) Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar justificadamente el Plan de Expansión Óptimo de generación y transmisión asociada al Sistema Mediano para el período de planificación, en adelante Plan de Expansión Óptimo. Dicho plan será de carácter obligatorio para las Empresas que operen en el Sistema, de acuerdo a lo que le corresponda a cada una. El Plan de Expansión debe ser óptimo de modo tal que se minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización del Sistema, sujeto a las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes, e incluyendo las economías de ámbito 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 de las instalaciones existentes, tanto de generación como de transmisión, de variabilidad hidrológica, de los precios de los combustibles, de la infraestructura técnica y administrativa existente, de la proyección de demanda, de los costos de falla de corta y larga duración, de las alternativas tecnológicas y de costo disponibles en el mercado para las distintas componentes de generación, transmisión e infraestructura, de 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.

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

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.

En particular, para el caso de los Sistemas Medianos en que existe presencia de Gas Natural como insumo de generación, el Consultor deberá proyectar el precio y la disponibilidad de este insumo, para todo el horizonte de evaluación, 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 este insumo.

Sin perjuicio de lo anterior, a más tardar un mes de iniciado el Estudio, la Comisión podrá poner a disposición del Consultor y de Empresas individualizadas en el numeral 2 del Capítulo I de estas Bases, todos los antecedentes de proyectos de generación y/o transmisión que obren en su poder, a efectos de que éstos sean considerados en el Plan de Expansión Óptimo. Dentro de los antecedentes, al menos se considerará la entrega de:

- Carta Gantt que dé cuenta de las actividades y plazos del o los proyectos, incluida su puesta en marcha;
- Información técnica y comercial relacionada (Informe de Ingeniería Conceptual);
- En el caso de proyectos hidroeléctricos, deberá incluirse información de estadísticas de afluentes asociados y toda la información detallada correspondiente a los respectivos derechos de aguas (propiedad, ubicación, volumen y derecho de otorgamiento);
- En el caso de proyectos eólicos, deberá incluirse información de estadísticas de viento disponible.

n) Rango de Validez de las Hipótesis para el Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar y justificar 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.

o) 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 a 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.

p) Costo Incremental de Desarrollo (CID)

El Consultor deberá determinar justificadamente a partir del Plan de Expansión Óptimo descrito en el literal m), el Costo Incremental de Desarrollo de las instalaciones y del servicio de generación y de las instalaciones de transmisión de 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 las normas técnicas vigentes.

q) Proyecto de Reposición Eficiente

El Consultor deberá determinar justificadamente un Proyecto de Reposición Eficiente para las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano, en adelante Proyecto de Reposición Eficiente. Dicho proyecto debe ser eficiente, para lo cual debe estar adaptado a la demanda, cumplir con las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecida en las normas técnicas vigentes, incluir las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas, y operar en forma eficiente.

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, minimizar el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de largo plazo en él 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 ligadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

r) Costo Total de Largo Plazo (CTLP)

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 a lo establecido en el Anexo N° 2 de las presentes Bases y las normas técnicas vigentes, desagregando dicho costo en sus componentes de generación y transmisión.

s) Propuesta de Fórmulas de Indexación

El Consultor deberá determinar e identificar justificadamente los principales elementos que afectan el valor del CTLP de cada sistema, y proponer los polinomios de indexación correspondientes y sus ponderadores. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía.

t) Costos de Falla de corta y larga duración

El costo de falla de corta duración es aquel costo que en promedio incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Para el Estudio el Consultor deberá considerar como costo de falla de corta duración o intempestivo un valor igual a 2.000 [US\$/MWh].

Adicionalmente, el Consultor deberá considerar como costo de falla de larga duración ó costo de racionamiento un valor igual a 327 [US\$/MWh].

u) Tasa de Descuento

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

v) Precio de Combustibles

Para todos los efectos del Estudio, se considerará como precio de combustibles al precio correspondiente al promedio del lapso de seis meses que finaliza el mes de Diciembre de 2008.

En caso que existan razones que justifiquen una proyección futura de los precios de combustibles distinta a la antes señalada, las Empresas deberán exponer oportunamente ante la Comisión dichas razones a efecto de que la Comisión autorice o niegue la utilización de dichas proyecciones.

w) 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 corresponderán a aquellas que se encuentren vigentes en el marco normativo vigente a la fecha de inicio del Estudio, en particular la establecida en la Resolución Exenta N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que dicta la Norma Técnica con Exigencias 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 de sistemas eléctricos. En este caso, el Consultor deberá explicitar y justificar dichas consideraciones y supuestos, dentro del mismo Estudio.

x) 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:	40 años
▪ Otras unidades generadoras:	20 años
▪ Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios:	40 años
▪ Equipamiento electromagnético y electromecánico:	30 años
▪ Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación:	20 años
▪ Equipos de control y telecomando:	10 años
▪ Equipamiento computacional:	5 años
▪ Vehículos:	10 años
▪ Equipamiento de oficina no fungible:	15 años
▪ Equipamiento de operación y mantención no fungible:	15 años

4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

De acuerdo a 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 eventualmente corregirlos si fuese necesario.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

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

La Comisión comunicará a las Empresas los costos unitarios recomendados que se deben utilizar, de acuerdo a sus propios antecedentes, 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 adoptar en definitiva los costos unitarios que estime como los más adecuados de acuerdo a las condiciones de mercado vigentes, e informar oportunamente de ello al Consultor y a la 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

a) Plano y Topología del Sistema

El Consultor deberá elaborar un plano con la ubicación geográfica de cada unidad generadora y de las líneas, transformadores y subestaciones incluidas en los sistemas de transmisión. Asimismo, el Consultor deberá incluir un diagrama unilineal completo del sistema.

b) Identificación de Unidades Generadoras

El Consultor deberá identificar las distintas unidades generadoras, los transformadores de elevación de tensión, los sistemas de conexión al sistema, las mallas de puesta a tierra, los equipos de control, los equipos de medida y demás equipos de cada unidad, los estanques de combustible, los sistemas de tratamiento de combustible, 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 al menos las siguientes características:

- Potencia nominal (bruta y neta) en kW.
- Tipo de combustible o insumo energético utilizado con su correspondiente precio.
- Rendimiento y consumo específico.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- Costo variable no combustible.
- Año de construcción.
- Capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas existentes para centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas de vientos existentes y factor de planta de centrales eólicas.
- Tasa de indisponibilidad forzada histórica.
- Programa de mantenimiento.

d) Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión

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

- Identificar los distintos equipos o elementos de subestaciones tales como condensadores, reactores, interruptores, desconectores, chisperos, pararrayos, bancos de baterías, mallas de puesta a tierra, ferreterías y demás equipos y sus características técnicas de capacidad, nivel de tensión, reactancia u otras que correspondan.
- Identificar los distintos transformadores y sus características técnicas de capacidad, niveles de tensión, razón de transformación, taps, año de construcción, tipo de refrigeración, conexión de enrollados, tipo de aislación, peso, tipo de fundación, entre otros.
- Identificar las distintas líneas de transmisión y sus características técnicas de capacidad, nivel de tensión, resistencia, reactancia, tipo y sección de conductores, longitud, número de circuitos, espaciamiento entre torres y/o postes, tipo de torres y/o postes, tipo de aislación, ferretería y mallas de puesta a tierra, entre otros.

e) Infraestructura

El Consultor deberá identificar y caracterizar 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. 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 y que tampoco se utilicen para el emplazamiento de unidades generadoras.

f) Terrenos

El Consultor deberá identificar, en metros cuadrados, los terrenos y superficies utilizadas en las servidumbres para el tendido de líneas, los terrenos utilizados para el emplazamiento de subestaciones y unidades generadoras, y los terrenos utilizados para la construcción de edificios, entre otros.

g) Formatos de Entrega de Información

Toda la información referida a las instalaciones e infraestructura deberá informarse de acuerdo a 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 y mantenimiento de las mismas, corresponderá a los valores que se determinen al 31 de diciembre del año base. Tales valores, sólo serán utilizados para calcular los costos del año base, que a su vez se utilizará 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 componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo cuando corresponda, los costos de flete, internación, descarga, bodegaje, la valorización de las obras civiles, montaje mecánico, conexión eléctrica y pruebas, mano de obra, servicios de ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios u otros, costo de equipos de control y medida, transformador de elevación de tensión, sistemas de conexión 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.

En la valorización de la infraestructura, el Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales g) y k) 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 de terrenos involucrados en las servidumbres para el tendido de líneas, emplazamiento de subestaciones y unidades generadoras, y construcción de edificios, entre otros. El Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales g) y k) 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.

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 h), i), j) y k) 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 combustible 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 a 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) *Valor de inversión (VI) de cada unidad generadora*, indicando y considerando su vida útil conforme lo establece el literal x) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.
- b) *VI 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) *VI de infraestructura utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales*, considerando su vida útil de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g) y k) 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 v), 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 h), i), j), k)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar 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 y 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 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.

- g) *Estructura de personal* vigente de las Empresas y costos al año base, de acuerdo a lo informado por las Empresas y al detalle indicado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) Determinar los *nudos de retiro del sistema*.
- 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*.

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 donde se incluya a lo menos el detalle indicado en el literal e) del numeral 3, y los numerales 5.1 y 5.2, todos del Capítulo II de las presentes Bases.

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

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

Para ello, el Consultor deberá verificar la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y los índices de crecimiento económico regional o nacional, o entre otras variables relevantes, e incluir las variaciones de consumo de grandes clientes del sistema, basadas en la información disponible obtenida a

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

través de encuestas. 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.

Para la proyección de la demanda máxima, el Consultor podrá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo.

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 tres bloques horarios de potencia. La duración de cada uno de ellos deberá ser determinada por el Consultor de forma tal de minimizar el error cuadrático.

5.2 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.
- b) La información base para determinar dichas curvas, indicando como mínimo lo siguiente:
 - Antecedentes históricos y su respaldo, respecto 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.
 - 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.

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 y el detalle indicado en los numerales 6.1 y siguientes, del Capítulo II de las presentes Bases.

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El Plan de Expansión Óptimo es de carácter obligatorio para las Empresas que operen dicho sistema, y se determinará de manera que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, y que a su vez cumpla con la normativa ambiental y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecida en las normas técnicas vigentes.

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 y costos fijos y variables de operación, según corresponda. En cada caso se deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su análisis.

Dicho Plan de Expansión Óptimo se debe desarrollar de acuerdo a las características de las instalaciones existentes al año base de cada sistema, a la proyección de demanda del mismo para el período de planificación, y a las mejores alternativas tecnológicas y de costos disponibles en el mercado de la generación y transmisión.

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 de las instalaciones de generación y transmisión existentes.
- b) Determinar la proyección de demanda en los nudos de retiro del sistema y la demanda total agregada del sistema, desagregada en bloques de potencia y en períodos mensuales, de acuerdo a 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 a los costos unitarios correspondientes.
- d) Caracterizar los diferentes tipos de líneas, postes, torres, aisladores, mallas de puesta a tierra, conductores, transformadores y equipos en general con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de transmisión y valorar sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por 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, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- f) Utilizar los costos de racionamiento o energía no suministrada, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases.
- g) Utilizar modelos y herramientas de análisis de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literal l) del Capítulo II de las presentes Bases, que permitan a lo menos lo siguiente:
 - Simular el despacho económico las unidades generadoras y valorar correctamente la operación del sistema.
 - 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 del mismo, para distintas condiciones de operación.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- 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.
- Valorizar el costo variable de operación y falla de cada condición de operación, y el costo total esperado para cada año de 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.
 - Precio de combustibles y eventuales proyecciones debidamente justificadas.
 - Proyección de demanda de acuerdo a 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 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 y que cumplan con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes, además de las restricciones ambientales establecidas en las normas técnicas vigentes. El Consultor también deberá incluir el Plan de Expansión Óptimo de 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 g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- i) Definir el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado, en la forma, dimensión y plazos determinados. 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 y el precio de los combustibles.
- j) Detallar en los resultados del Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión e infraestructura, las fechas 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, de operación, y sus costos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.
- k) 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

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 componentes, insumos y servicios, indicando los costos unitarios correspondientes y sueldos, entre otros.

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.
- 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 para definir las capacidades mínimas 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 a 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 para definir las capacidades mínimas 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, ya sean éstos edificios, galpones, terrenos, vehículos, sistemas informáticos y sistemas de comunicación, entre otros. Para este efecto, deberá atenerse en lo señalado en el numeral 3, literales g) y k) 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 de generación, transmisión e infraestructura determinado en los numerales anteriores. En cada caso deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados para valorar las distintas componentes, insumos o servicios, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción y análisis. El Consultor deberá explicitar 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 mostrar el respaldo de mercado para los sueldos 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 sueldos y verificar los criterios con que se han 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 señalar en detalle la manera como se determinó la proyección de las pérdidas de energía y de potencia, para cada año del horizonte de planificación, en consistencia con la modelación de la demanda.

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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- a) *VI de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil.
- b) *VI 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* 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) *VI de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g) y k) 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 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 de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo e instalaciones existentes, para cada año considerado en el horizonte de planificación.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales h), i), j) y k) 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 y 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 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 h), i), j) y k) 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.

7 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO Y PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y los resultados obtenidos respecto del Costo Incremental de Desarrollo (CID), donde incluya al menos lo señalado en el literal p) 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 operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en el período de planificación. Para su cálculo, se deberá establecer el Plan de Expansión Óptimo que minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y falla del sistema para el período de planificación.

El CID se debe calcular de acuerdo a la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, derivados del Plan de Expansión Óptimo a que se refieren las presentes Bases.

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

En caso que el Plan de Expansión Óptimo sea nulo, es decir, que dentro del período de planificación no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión, 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, 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 período de planificación del Estudio, considerando en la valorización de las nuevas inversiones el valor residual de cada componente al final del período 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 período 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 período de planificación.

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 período de estudio el Consultor deberá considerar las vidas útiles establecidas en el literal x) 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 período de estudio se calculará como aquel monto remanente al término de dicho período, una vez descontadas las cuotas acumuladas de depreciación en el período.

En caso 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 estudio. 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 a lo establecido en el Anexo N° 1. Para construir dichos factores el Consultor deberá analizar para cada año, al menos tres 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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- a) *VI 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) *VI 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) *VI de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g) y k) 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 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 de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, para cada año considerado en el horizonte de planificación.
- f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales h), i), j), y k) 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 y 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 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 h), i), j), y k) 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.

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

El Consultor deberá entregar 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 horizonte de tarificación 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.

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 eliminar las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolo por otro cuyo diseño y dimensionamiento corresponda al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación, 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 y transmisión en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación.

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. 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 las normas vigentes.

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 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 óptimo de unidades generadoras de acuerdo a 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, tres bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtendrán a partir de la demanda máxima.
 - Realizar flujos de potencia que permitan determinar las pérdidas y la regulación de tensión en cada una de las líneas para las distintas condiciones de operación del sistema.
 - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro del mismo, 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 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 del estudio y que minimiza el CTLP.
- c) El Consultor deberá desarrollar un análisis de diferentes *tecnologías disponibles en el mercado*.

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 las ampliaciones que se derivan en el horizonte de planificación.

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, ya sean éstos edificios, terrenos, vehículos, sistemas de control, sistemas informáticos, sistemas de medida, entre otros, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales g) y k) 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 mostrar el respaldo que permita a la Comisión la reproducción completa de los resultados y su análisis. Especial atención se debe dar a las economías de ámbito con que se traten los costos compartidos con el segmento de distribución o con otros sistemas y servicios administrados por la misma Empresa.

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 componentes, insumos o servicios del sistema.

8.6 VALORIZACIÓN DE 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 y costos fijos y variables de operación determinado conforme al numeral 8.1 y siguientes del Capítulo II de las presentes Bases. En cada caso deberá entregar el respaldo de los valores unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su análisis.

8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP)

La determinación del CTLP en el segmento de generación y de transmisión deberá ser realizada por el Consultor, conforme lo dispuesto en la Ley, como 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 a los procedimientos y las expresiones establecidas en Anexo N° 2 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, incluida su puesta en marcha, así como también toda otra información técnica y comercial que las Empresas consideren relevante respecto del o los proyectos informados.

Particularmente para el caso de proyectos hidroeléctricos, las Empresas además deberán enviarle al Consultor la información de estadísticas de afluentes asociados a dichos proyectos y toda la información detallada correspondiente a los derechos de agua ya adquiridos, o que adquirirán, 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.

En el caso de proyectos eólicos, las Empresas además deberán enviar al Consultor toda la información de estadísticas de viento disponible.

Toda información que las Empresas envíen al Consultor deberá ser entregada de acuerdo a los formatos establecidos en los Cuadros N°6 al N°11 señalados en el Anexo N° 3.

10 PROPUESTA DE 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.

Dichas fórmulas estarán compuestas por un conjunto de índices de precios de insumos, bienes, monedas extranjeras o servicios relevantes y las ponderaciones asociadas a las variaciones de dichos precios. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar desagregaciones de los costos que permitan identificar las componentes asociadas a la potencia y aquellas asociadas a la energía.

Específicamente, las fórmulas de indexación tendrán las siguientes estructuras:

$$\boxed{Costo_t = Costo_0 \times I_t}$$

$$\boxed{I_t = \sum_k \alpha_k \times \left(\frac{Index_{tk}}{Index_{0k}} \right)}$$

Donde:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

Costo_t : Costo en el período t.

Costo_0 : Costo en el período correspondiente a la fecha base de referencia de moneda.

I_t : Indexador en el período t.

α_k : Factor de ponderación de costos asociada al índice de precios k.

Index_{ik} : Valor del índice de precios k en el período t.

Index_{0k} : Valor del índice de precios k en el período correspondiente a la fecha base de referencia de moneda.

Para lo anterior, el Consultor deberá proponer índices de precios que se encuentren disponibles y que sean publicados por organismos oficiales nacionales y/o internaciones, y que a su vez mantengan una periodicidad en sus publicaciones conforme a la periodicidad de indexación de las tarifas.

El Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el valor base de los respectivos índices o describir explícitamente la forma de obtenerlos, la justificación de la selección utilizada para los índices de precios asociada a los insumos, la descomposición de la estructura de costos y la metodología para obtener los factores de ponderación para cada índice. 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 que la Comisión solicite, 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 al análisis de los precios de mercado y a 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 estas Bases, dentro de los 20 días hábiles siguientes a su recepción, los valores unitarios recomendados.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- 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 que ésta así lo solicite.

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 del Capítulo II de las presentes Bases, y de acuerdo a lo señalado en los numerales 11 y 13 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 a lo señalado en el numeral 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 del Capítulo II de las presentes Bases, y de acuerdo a lo señalado en los numerales 11 y 13 del Capítulo II de las presentes Bases.

Finalmente y a más tardar 4 meses después de iniciado el Estudio, 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 cuyo cuerpo principal no exceda las 50 páginas, sin perjuicio de que el resto de información sea entregada a través de anexos.

13 FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS

Todos los modelos y herramientas desarrolladas o implementadas, junto a 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 ésta 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:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j$$

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

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

Donde:

- 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\$].
- $VPCOMG$: 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.

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

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

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

- 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:

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

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

Donde:

- 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.

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

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

Donde:

- $COMG_{tg}$: 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.

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

Donde:

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 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 .

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

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

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

Donde:

$VPperILE_j$: 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 .

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

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

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

Donde:

- 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.

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

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

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

Donde:

- T** : Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2011, 2012, 2013 y 2014).
- CTLPG** : Costo Total de Largo Plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el horizonte de tarificación, en [US\$/año].
- CTLPL** : 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 u) del numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

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 BASE DE DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

		Tramo 1	Tramo ..	Tramo n
Tramo	Sistema			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región (2)			
	Provincia (3)			
	Extremo 1 (4)			
Estructuras	Extremo 2 (4)			
	Tipo Estructura (5)			
	Cantidad Total			
	Cantidad Anclaje			
Aisladores (6)	Cantidad Suspensión			
	Cantidad Remate			
	Tipo Aisladores 1			
	Total Aisladores 1			
Otros (8)	Tipo Aisladores 2			
	Total Aisladores 2			
	Tipo Puesta a Tierra (7)			
Tendido	Otros 1			
	Otros 2			
	Otros 3			
Fases	Tipo Circuito (simple o doble)			
	Longitud [Km]			
	Tensión [kV]			
	Capacidad [MVA]			
Neutro	Flujo Máximo 2008 [MW]			
	Nombre Conductor (9)			
	Material (10)			
Cable Guardia	Sección [mm ²]			
	Nombre Conductor			
	Material			
	Sección [mm ²]			
Parámetro eléctricos (11)	Franja Servidumbre [mt]			
	R			
	X			
Tasa de Falla (12)	B			
A) Valorización bienes y equipos en estructuras	[hrs/año]			
B) Valorización Conductores en Líneas	[MUS\$] al 31/12/2008			
C) Terreno, Servidumbres, derechos municipales y otros	[MUS\$] al 31/12/2008			
D) Costo de Operación Mantenimiento, Administración y Comercialización	[MUS\$/año] al 31/12/2008			
Total = (A)+(B)+(C)+(D)	[MUS\$] al 31/12/2008			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), 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.
- (5) Tipo de Estructura (Metálica, Poste Cemento, Poste Madera).
- (6) Indicar tipos de aisladores utilizados.
- (7) Indicar tipo de malla puesta a tierra de cada estructura.
- (8) Indicar otros ítems y su cantidad total (crucetas, elementos de suspensión, u otros).
- (9) Nombre Conductor.
- (10) Indicar material: aluminio, cobre, u otro.
- (11) Parámetros por cada circuito, en por unidad base 100 MVA.
- (12) Tasa de falla o apertura propia del tramo, sin considerar aquellas producto de fallas o aperturas generadas en otro tramo o en una unidad generadora.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

CUADRO N° 2: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS 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)		
	Numero de Paños		
	Numero de Transformadores		
Transformadores	Propietario		
	Giro		
	Año Fabricación		
	Razón de Transformación		
	Tipo Transformador (3)		
	Estado Transformador (4)		
	Capacidad Maxima (MVA)		
	Flujo Máximo 2008 (MW)		
	Flujo Energía 2008 (MWh)		
	Tipo Refrigeración		
	Días Mantenimiento Anual		
	Numero de Taps (5)		
	Tipo Taps (6)		
	Peso (Toneladas)		
	Tipo Fundación		
Parámetro eléctricos (7)	Tipo Malla de Puesta a Tierra		
	R		
	X		
	Pérdidas en Vacío		
Paños	Tasa de Falla (8)		
	Propietario		
	Giro		
	Tensión (kV)		
Interruptores	Tipo Paño (9)		
	Tipo de Interruptor (10)		
	Capacidad de Interrupción (A)		
	Tipo de Reconexión (11)		
Otros (12)	Días Mantenimiento Anual		
	Año Fabricación		
	Transformadores de Potencial		
	Transformadores de Corriente		
	Tipo de Desconectador		
	Estructura Metálica		
	Tipo Puesta a Tierra		
Pararrayos			
Equipos de Compensación	Chispieros		
	Propietario		
	Giro		
	Tipo (13)		
	Cantidad		
Edificios	Capacidad Total (kVar)		
	Tensión (kV)		
	Tipo Puesta a Tierra		
	Propietario		
	Giro		
	Uso (14)		
Otros Equipos (15)	Tipo de Construcción		
	Superficie (mts2)		
	Numero de Pisos		
	Año Construcción		
	Numero de Habitaciones		
Equipos de Control	Numero de Baños		
	Equipos de Control		
	Equipos de Medida		
	Equipos de Telecomunicaciones		
A) Valorización de transformadores	Bancos de Baterías		
	[MUS\$] al 31/12/2008		
	B) Valorización otros equipos (transformadores excluidos)		
	[MUS\$] al 31/12/2008		
C) Terreno, edificios, servidumbres, derechos municipales y otros	[MUS\$] al 31/12/2008		
	D) Costo de Operación Mantenimiento, Administración y Comercialización		
Total = (A)+(B)+(C)+(D)	[MUS\$/año] al 31/12/2008		
	[MUS\$] al 31/12/2008		

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), 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, en por unidad base 100 [MVA].
- (8) Tasa de falla o apertura propia del transformador, sin considerar aquellas producto de fallas o aperturas generadas en otros elementos.
- (9) Código según tipo de paño: Transformación (T), 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 o descripción.
- (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° 3: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE UNIDADES GENERADORAS

		Unidad 1	Unidad ..	Unidad n
Unidades Generadoras	Sistema			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región			
	Provincia			
	Coordenadas (latitud y longitud)			
	Tipo Unidad generadora (2)			
	Capacidad [MW]			
	Potencia Mínima [MW]			
	Año Fabricación o Construcción			
	Vida Útil			
	Tasa de Indisponibilidad Forzada			
	Días Mantenimiento Anual			
	Tiempo de Partida [minutos]			
	Tipo Turbina (3)			
	Tipo Generador (4)			
	Número de Polos Generador			
	Velocidad [r. p. m.]			
	Tipo Refrigeración (5)			
	Tipo Lubricación (6)			
Tensión en Bornes				
Transformador elevador de tensión (7)				
Línea Hasta Subestación de Inyección (8)				
Subestación en que Inyecta				
Termoeléctricas	Tipo Combustible			
	Consumo Específico			
	Combustible Alternativo			
	Consumo Específico Alternativo			
	Costo Variable no Combustible			
	Estanque de Combustibles (9)			
	Sistema de Tratamiento Combustibles (10)			
	Flujo Máximo Agua [m³/seg]			
	Energía Anual Media [GWh]			
	Factor de Planta (11)			
Hidroeléctricas	Altura Máxima de Caída [m]			
	Volumen Embalse [M mts³]			
	Volumen Regulación [M mts³]			
	Cota Máxima/Mínima [m.s.n.m.]			
	Tipo de Presa (12)			
	Tuberías a Presión (13)			
	Canales de Aducción (14)			
	Bocatomas (15)			
	Canales de Evacuación (16)			
	Vertedero (17)			
	Chimenea de Equilibrio (18)			
	Velocidad Máxima Viento			
	Velocidad Mínima Viento			
	Energía Anual Media [GWh]			
Eólicas	Factor de Planta			
	Tipo Aerogenerador			
	Número de Aspas			
	Altura Sobre el Terreno [m]			
	Altura Absoluta [m.s.n.m.]			
	Equipos de Control			
Otros (19)	Equipos de Medida			
	Protecciones			
	Banco de Baterías			
	Tipo de Fundación			
Parámetro eléctricos (20)	Edificios o Galpones			
	Reactancia Sincrona +			
	Reactancia Sincrona -			
	Reactancia Sincrona 0			
Fecha de Puesta en Servicio				
A) Valorización unidad Generadora	[MUS\$] al 31/12/2008			
B) Valorización equipos y transformadores	[MUS\$] al 31/12/2008			
C) Terreno, edificios, servidumbres, derechos municipales y otros	[MUS\$] al 31/12/2008			
D) Costo de Operación Mantenimiento, Administración y Comercialización	[MUS\$/año] al 31/12/2008			
Total = (A)+(B)+(C)+(D)	[MUS\$] al 31/12/2008			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
- (2) Tipo central hidroeléctrica, eólica, térmica diesel, térmica gas natural, térmica fuel, u otra.
- (3) Tipo o descripción.
- (4) Tipo o descripción.
- (5) Tipo o descripción.
- (6) Tipo o descripción.
- (7) Tipo o descripción.
- (8) Hacer referencia a listado de líneas.
- (9) Describir indicando capacidad.
- (10) Tipo o descripción.
- (11) Se define como el cociente entre la potencia anual media y la potencia máxima.
- (12) Describir y Cubicar Hormigón o Tierra.
- (13) Describir e indicar longitud de cada tramo.
- (14) Describir e indicar capacidad de conducción de agua y longitud de cada tramo.
- (15) Describir e indicar capacidad de acceso de aguas.
- (16) Describir e indicar capacidad de conducción de agua y longitud de cada tramo.
- (17) Describir e indicar capacidad de evacuación de aguas.
- (18) Tipo o descripción.
- (19) Tipo o descripción.
- (20) Parámetros por cada Unidad Generadora, en por unidad base 100 MVA.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

CUADRO N° 4: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS 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	
Vehiculos	Asignación (3)	
	Propietario	
	Giro	
	Tipo (4)	
	Año Fabricación	
	Marca	
	Capacidad de carga o pasajeros	
Otros (5)	Asignación	
	Computadores	
	Equipos de Telecomunicación	
	Teléfonos	
	Impresoras	
	Máquinas de Escribir	
	Aire Acondicionado o Calefactores	
	Mobiliario en General	
	Otros costos de Administración (6)	
Otros		
A) Valorización de edificios (incluyendo terrenos)	[MUS\$] al 31/12/2008	
B) Valorización vehiculos	[MUS\$] al 31/12/2008	
C) Valorización otros equipos	[MUS\$] al 31/12/2008	
D) Costo de Operación Mantenimiento, Administración y Comercialización	[MUS\$/año] al 31/12/2008	
E) Otros	[MUS\$] al 31/12/2008	
Total = (A)+(B)+(C)+(E)	[MUS\$] al 31/12/2008	

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), 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° 5: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE PERSONAL

		Número	Sueldo [US\$]
Personal	Ejecutivos		
	Ingenieros		
	Abogados		
	Técnicos		
	Operarios		
	Obreros		
	Empleados Administrativos		
	Secretarías		
	Estafetas		
COSTO ANUAL	[MUS\$/año] al 31/12/2008		

CUADRO N° 6: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROYECTOS

Descripción general del proyecto:
Sistema Mediano:
Ubicación (Región, Provincia, Comuna, Localidad):
Barra de conexión al Sistema y Nivel de Tensión (kV):

CUADRO N° 7: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA ESTRUCTURA DE COSTOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CENTRALES

NOMBRE DEL PROYECTO		
PROPIETARIO		
TIPO DE CENTRAL ⁽¹⁾		
PRESUPUESTO		
1.- INGENIERIA E INSPECCIÓN		[Millones de US\$]
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.- COMPRA EQUIPOS Y CONSTRUCCION DE LAS OBRAS		
2.1	Terrenos, servidumbres	
2.2	Obras civiles	
2.3	Equipo principal central (equipamiento electromecánico)	
2.4	Conexión al sistema ⁽²⁾	
2.5	Equipos uso combustible alternativo ⁽³⁾	
2.6	Estanques de respaldo ⁽⁴⁾	
2.7	Montaje de equipos, pruebas y puesta en servicio	
2.8	Derechos internación	
2.9	Seguros	
2.10	Imprevistos	
3.- TOTAL COSTO DIRECTO (Total 1 + total 2)		
4.- GASTOS		
4.1	Gastos Financieros ⁽⁵⁾	
4.2	Gastos Generales	
5.- TOTAL VALOR INVERSION (3 + total 4)		
6.- POTENCIA NETA [MW]		
7.- COSTO MW INSTALADO [US\$/MW] (5/6)		
8.- TOTAL MONEDA EXTRANJERA [Millones de US\$]		

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

9.- FLUJO DE INVERSIÓN (6)	
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 (7)	

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

- (2) Costos línea de transmisión y subestación para conexión al respectivo sistema eléctrico.
(3) Para centrales térmicas a Gas Natural que pueden operar con Diesel u otro combustible, señalar combustible alternativo e informar la operación económica de potencia para operación con combustible alternativo.
(4) Para centrales térmicas que pueden almacenar combustible, se deberá informar el tamaño del estanque y autonomía de la central.
(5) Indistintamente: Costos intercalarios, Intereses durante la construcción.
(6) Valores en Millones de US\$, a principio de cada año.
(7) Se debe indicar la unidad respectiva y a que potencia se obtiene.

CUADRO N° 8: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Empresa	N°	Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Potencia [MW]	Energía [GWh/año]	Ubicación	Ítem	Parámetro	Unidad	Valor o Expresión (1)	Observación
							Central y Línea Conexión	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica	[MW]		
								Consumo Específico (1)	-		
								Costo Combustible (2)	-		
								Costo Variable no Combustible	[US\$/MWh]		
								Probable Subestación de Conexión al Sistema	Nombre		
								Nivel de Tensión de Conexión	[kV]		
								Longitud Línea Conexión	[Km]		
								Capacidad Línea Conexión	[MVA]		
								Resistencia Línea Conexión (3)	[p.u.]		
							Reactancia Línea Conexión (3)	[p.u.]			

(1) Señalar unidad para consumo específico [Ton/MWh], [MBtu/MWh], [m3/MWh].

(2) Señalar unidad para costo combustible [US\$/Ton], [US\$/Mbtu], [US\$/m3].

(3) Parámetros en [p.u.] Base 100 [MVA].

CUADRO N° 9: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Empresa	N°	Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Potencia	Energía	Ubicación	Ítem	Parámetro	Unidad	Valor o Expresión (1)	Observación
				[MW]	[GWh/año]						
							Central y Línea Conexión	Capacidad Máxima de Generación Eléctrica	[MW]		
								Rendimiento Medio	[MW]/[m3/s]		
								Probable Subestación de Conexión al Sistema	Nombre		
								Nivel de Tensión de Conexión	[kV]		
								Longitud Línea Conexión	[Km]		
								Capacidad Línea Conexión	[MVA]		
								Reactancia Línea Conexión (2)	[p.u.]		
							Afluentes y Embalse	Nombre Afluente 1	Nombre		
								Nombre		
								Nombre Afluente n	Nombre		
								Caudal Ecológico	[m3/s]		
								Serie Hidráulica	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) Parámetros en p.u. Base 100 MVA

CUADRO N° 10: 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° 11a: DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2008 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	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	0
TOTAL EMPRESA			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

a) Costos expresados en M\$ del 31.12.2008, es decir, incluyendo corrección monetaria.

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

c) Costos de Operación y Gastos de Administración y Ventas, sin incluir ítems como gastos Financieros, Depreciación, Ítems extraordinarios, etc.

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

CUADRO N° 11b: RESPALDO DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2008 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Alameda 1449, Edificio Stgo Downtown II, Piso 13, Santiago

Artículo Segundo: Apruébanse los siguientes plazos y etapas de las Bases para la Realización del Estudios de los Sistemas Medianos individualizados precedentemente:

Etapa	Plazos
a) Comunicación de fechas proceso concursal y fecha de inicio del Estudio.	Las empresas deberán emitir previamente al inicio del proceso concursal una comunicación, por escrito y vía correo electrónico (smedianos@cne.cl), a la Comisión, señalando las fechas correspondientes al proceso concursal y la fecha de inicio del Estudio. Es decir, antes del 24 de octubre de 2009.
b) Proceso concursal.	Las empresas deberán realizar el proceso concursal e iniciar el Estudio no antes de 15 días ni después de 60 días corridos contados desde que la Comisión comunique y publique, en su sitio web, las presentes Base Definitivas del Estudio. Es decir, entre el día 24 de octubre de 2009 y el día 08 de diciembre de 2009.

Artículo Tercero: Comuníquese a las empresas señaladas en el artículo primero de la presente Resolución, las Bases Definitivas que se aprueban en este acto, a través del envío de la presente mediante correo electrónico y la posterior publicación de las mismas en el sitio de dominio electrónico de la Comisión Nacional de Energía, todo ello de conformidad a lo dispuesto en el artículo 177° de la LGSE.

Anótese y comuníquese



RODRIGO IGLESIAS ACUÑA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía



RIA/JMR/CGC/ISD/LLR/RCC/RSS/PMM/MOC/CZR/mhs

Distribución:

- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción;
- Gabinete Secretario Ejecutivo;
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles;
- Área Eléctrica;
- Área Jurídica;
- Área Regulación;
- Archivo.