COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores 222, Edificio Las Américas, Piso 10, Santiago

REF.: Aprueba Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Santiago, 30 de octubre 2013

RESOLUCION EXENTA N° 683

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el D.L. 2.224, de 1978, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9°, letra h);

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 la Resolución Exenta CNE N° 394 de 02 de julio de 2013 que Declara abierto el proceso para formar el Registro Usuarios e Instituciones interesadas en el proceso de tarificación en Generación y Transmisión de los Sistemas Medianos;

e) Lo establecido a través de Resolución Exenta CNE N° 511 de 14 de agosto de 2013, que Crea Registro Definitivo de Usuarios e Instituciones Interesadas, en el marco del proceso de tarificación y expansión en Generación y Transmisión de los Sistemas Medianos; y

f) La Resolución N°1600, de 2008 de Contraloría General de la República.

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 la etapa de determinación de las Bases Preliminares para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos ya mencionados; y

c) Que ya se ha dado cabal cumplimiento a lo señalado en la Ley, respecto del Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébanse las Bases Preliminares para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, cuyo tenor es el siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores 222, Edificio Las Américas, Piso 10, Santiago

BASES PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE SISTEMAS MEDIANOS

OCTUBRE DE 2013

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 6
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 23
4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA 23
4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES 25
4.3 ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 26
4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA 26
4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS 26
5 PROYECCIÓN DE DEMANDA 28
5.1 METODOLOGÍA GENERAL 28
5.2 INFORMACIÓN MINIMA REQUERIDA 28
5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES 29
5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS 29
6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 30
6.1 CONSIDERACIONES GENERALES 30
6.2 METODOLOGÍA GENERAL 31
6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN 33
6.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN 33
6.5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA 34

6.6 VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO 34
6.7 VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 34
6.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA 35
6.9 RESULTADOS 35
7 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO 36
7.1 OBJETIVOS GENERALES 36
7.2 METODOLOGÍA GENERAL 37
7.3 CÁLCULO 37
7.4 RESULTADOS 38
8 DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y DEL PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 39
8.1 OBJETIVOS GENERALES 39
8.2 METODOLOGÍA GENERAL 40
8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 40
8.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA 41
8.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN41
8.6 VALORIZACIÓN DE PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE 41
8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (CTLP) 42
9 PROYECTOS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 42
10 PROPUESTA DE FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 43
11 ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LAS EMPRESAS A LA COMISIÓN 44
12 INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA 44
13 FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS 45
ANEXO N°1 46
Determinación del Costo Incremental de Desarrollo (CID) 46
ANEXO N° 2: 52
Determinación del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) 52
ANEXO N° 3: 54
Formato para la Entrega de Resultados 54
ANEXO N°4: 69
Costos Variables No Combustibles (CVNC) 69

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, en adelante "el Reglamento", establecen el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante Sistemas Medianos. La Ley, en su artículo 177°, establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, deberá poner en conocimiento de las Empresas que operen en los mencionados sistemas, las Bases para efectuar los Estudios técnicos de costos y expansión de los sistemas, 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, en virtud de lo establecido en los artículos 10 y 11 del Reglamento.

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. (EDELMAG)
Puerto Natales	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Porvenir	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Puerto Williams	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDELMAG)
Aysén	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
General Carrera	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Palena	Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (EDELAYSEN)
Cochamó	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA)
Hornopirén	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (SAGESA) Empresa Eléctrica Cuchildeo SpA.

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 técnico de costos y expansión del sistema, en adelante el Estudio, que debe contemplar los siguientes ítems:

a) Determinación del **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 para un período de planificación no inferior a 15 años.

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 los literales b) y d).

f) Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).

g) La proyección de la demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

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

4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO

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

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

4.1 OFERENTES

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

4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL E INICIAR EL ESTUDIO

Las Empresas deberán realizar el proceso concursal e iniciar el Estudio en un plazo no mayor a 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 en la cual la Empresa suscriba el contrato con el Consultor que haya resultado adjudicado.

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

4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

Las Empresas deberán considerar un período de tiempo adecuado para la realización del Estudio, que asegure la concreción de sus objetivos y que en ningún caso podrá ser superior a 4 meses. Asimismo, durante el desarrollo del Estudio, las Empresas deberán enviar, en forma simultánea a la Comisión y a la Superintendencia, toda la información que aporten a los Consultores y estar disponibles para la realización de las reuniones que la Comisión pudiese solicitar en el marco la elaboración del Estudio.

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN

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

4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS

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

Sin perjuicio de lo anterior, los montos exigidos deberán estar acorde a los parámetros normales para este tipo de procesos. Por otra parte, la vigencia de los documentos solicitados deberá estar en

concordancia con los plazos del Estudio y del contrato y los requerimientos de la Comisión respecto del Estudio.

4.6 MULTAS

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

4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES

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

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

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 al término de éste. Del mismo modo, deberán establecer que el Consultor no podrá utilizar la información facilitada por ellas en el marco de la realización del Estudio, en tanto esta información no tenga carácter de pública en virtud de la normativa vigente en esta materia.

4.9 RESERVA DE DERECHOS

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

a) Adjudicar a la propuesta que sea la mejor combinación de factores relativos a los méritos técnicos de las ofertas, aunque no sea la del menor precio ofrecido.

b) Adjudicar a la propuesta del siguiente mejor puntaje, cuando el oferente adjudicado no se presente a suscribir el contrato dentro del plazo señalado por las Empresas para tal efecto, o no suministre alguna de las garantías exigidas por las Empresas.

c) Realizar observaciones a la propuesta técnica que resulte adjudicada para la ejecución del Estudio, las que deberán ser incorporadas por el Consultor en la ejecución de los servicios de que se trata, siempre que ello no signifique un costo mayor para el Consultor, una modificación esencial a los servicios concursados o una alteración al principio de igualdad entre los concursantes.

d) Declarar inadmisibles las ofertas en caso 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.

En el caso que el proceso concursal se declare desierto o las ofertas sean inadmisibles, las Empresas deberán emitir una comunicación fundada a la Comisión calificando los hechos que les llevaron a esta decisión. En dicho caso, las Empresas deberán 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, que el Consultor deberá estar disponible para responder las consultas que pueda formular la Comisión, respecto de los informes de avance del estudio como respecto de los resultados finales del mismo.

4.11 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

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

4.12 CONTRATO

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

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

5 REPRODUCCIÓN DE RESULTADOS

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

Todos los cálculos y resultados del Estudio deberán ser completamente autocontenidos y reproducibles por parte de esta Comisión. Esto implica que los respaldos entregados deberán permitir el seguimiento de todo tipo de cálculo realizado y valores obtenidos, permitiendo de esta forma la reproducción completa de todos los resultados presentados 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 garantizar para tal efecto un computador portátil con los softwares correspondientes para su uso en el contexto de la revisión.

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) Determinación del **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 para un período de planificación no inferior a 15 años.

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 los literales b) y d).

f) Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).

g) La proyección de la demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

Todos los costos y precios relacionados con los Estudios, utilizados tanto en los resultados finales como en etapas intermedias, deberán expresarse en dólares considerando el valor promedio mensual del dólar observado publicado por el Banco Central para el mes de diciembre de 2012, correspondiente a 477,13 [$/US$].

Para el cálculo del CID y CTLP el año base corresponderá al año 2012.

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 2013 y 2027.

2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

De acuerdo a lo estipulado en la Ley y el Reglamento, en cada Sistema Mediano, el Estudio será efectuado por una empresa consultora o consorcio de ellas, en adelante el Consultor, contratado por la o las Empresas que operen instalaciones de generación y transmisión en el respectivo sistema.

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

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

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

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

3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES

De acuerdo 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, tanto en su análisis como en sus resultados, las consideraciones de los literales que se describen a continuación, según corresponda.

a) Instalaciones de Generación y Transmisión

Para efectos del Estudio se entenderá por instalaciones de generación e instalaciones de transmisión, lo establecido en el artículo 6 del Reglamento.

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

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

b) Costos Unitarios de las Instalaciones de Generación y Transmisión

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

El costo unitario considerará el precio unitario (puesto en proveedor), recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra, montaje, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres e intereses intercalarios), bienes intangibles y capital de explotación.

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

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

1) Cotizaciones y/o tasaciones obtenidas de proveedores, mínimo tres cotizaciones por potencia definidas como las más próximas a valorizar por el estudio (unidades candidatas); adicionalmente, cotizaciones de las potencias más próximas a las que resulten de dividir el intervalo entre la potencia mínima y la máxima (de las unidades candidatas) con saltos previamente definidos y justificados por el Consultor.

2) Para turbinas de gas, adicionalmente a las cotizaciones obtenidas en el ítem 1), deberán incluirse los costos publicados por Gas Turbina World GTW Handbook, correspondientes al año base del estudio.

3) Adicionalmente a los datos obtenidos en 1) y 2), y para todas las tecnologías, deberán incluirse en la base de datos los costos unitarios de las compras efectivamente realizadas por las Empresas, considerando una antigüedad no superior a 5 años anteriores a la fecha de referencia del estudio.

Si de la aplicación del criterio señalado resultaran menos de 5 muestras por potencia, la cantidad de muestras se determinará sobre la base de la potencia de la unidad a valorizar y 2 módulos de potencias hacia arriba y hacia abajo con incrementos y decrementos del 10% respectivamente.

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

Luego de haber ajustado los valores a Diciembre de 2012, se procederá a presentar la base de datos para las mismas tecnologías (tecnología, combustible y tipo) en un gráfico de dispersión con la Potencia (kW) en abscisas y el Precio Unitario (USD/kW) en ordenadas, y se determinará la regresión que mejor ajuste a la misma verificando las economías de escala.

Para cada una de las instalaciones de transmisión requeridas (líneas, transformadores, etc.) se indicará la cantidad de materiales y equipos principales requeridos para su construcción. Se entiende por equipos y materiales principales: los transformadores, equipos de maniobra (interruptores, seccionadores, reconectadores), capacitores, y los componentes principales de las líneas eléctricas (torres o postes, aisladores, conductores, cables). Para los materiales y equipos principales se deberá armar una base de datos de precios que surja de un relevamiento de mercado.

El Consultor realizará un análisis de consistencia de estos precios unitarios relevados a partir de la comparación de los mismos con (i) precios de compras efectivamente realizadas por la Empresa operadora, considerando una antigüedad de no más de cinco años a la fecha de referencia del estudio (respaldados con facturas de compra) y (ii) precios resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión realizado por la CNE en el año 2012, el cual se encuentra disponible en su página web www.cne.cl; (iii) otros Estudios de Precios de Elementos de Generación y Transmisión, todos actualizados a Diciembre del 2012. En caso de existir más de una referencia de compra para un material y/o equipo específico, se tomará el valor mínimo unitario considerando la cantidad comprada en cada adquisición. Particularmente, en el caso del uso de precios cuya fuente son otros Estudios de Precios de Elementos de Generación y Transmisión, el Consultor deberá asegurar que en la determinación de los precios, el estudio de mercado acredite como mínimo los siguientes factores:

a) Esté realizado exclusivamente en base a instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros, empleados en las actividades de generación o transmisión eléctrica.

b) Considere precios, descuentos y volúmenes en cotizaciones, licitaciones y compras efectivas respaldadas por escrito de empresas productoras o consumidoras de instalaciones, elementos, materiales y equipos, entre otros. Esto es, generadores, transmisores, distribuidores, usuarios regulados, usuarios no sometidos a regulación de precios, empresas contratistas, constructores o proveedores de instalaciones, materiales y equipos para las actividades mencionadas anteriormente, nacionales o internacionales.

c) Contar con una metodología que asegure un universo adecuado de elementos y cotizaciones a fin de asegurar la validez estadística de los precios que obtenga.

d) Elimine sesgos en su metodología derivados de efectos coyunturales que puedan significar desviaciones no representativas de los precios obtenidos.

e) Sea realizado por una empresa independiente de las empresas que operan los Sistemas Medianos.

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

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

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

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 Mediano desde donde se retira la energía y potencia generada, en adelante nudos de retiro del sistema, para efectos de dar suministro a empresas concesionarias de distribución u otros clientes.

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

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

e) Proyección de Demanda de Energía y Potencia

En cada uno de los nudos de retiro del Sistema Mediano el Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y potencia para el período de planificación. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda de energía y potencia, del resultado de encuestas a grandes clientes (Art. 28 del Reglamento), 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.

En cada nudo de retiro y para el sistema completo, las Empresas deberán entregar al Consultor y a la Comisión, toda la información que posean respecto de la demanda histórica de energía y potencia de cada Sistema Mediano, acompañando una descripción que dé cuenta del comportamiento mensual de la misma y de los registros horario de mediciones de demanda de energía y potencia. Adicionalmente, las Empresas entregarán los consumos históricos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano (grandes clientes) y, por cada uno de los años en que se tenga registro de información, la proyección de consumos de estos clientes para los siguientes cuatro años (p.ej. año 2009, proyección 2010-2013). La información entregada debe ser concordante con la ya enviada a la Comisión, en virtud de los artículos 27 y 28 del Reglamento.

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

Para la proyección de la demanda de potencia de punta, el Consultor deberá estimar un factor de carga basado en el comportamiento histórico del consumo. Por su parte, sobre la base del comportamiento histórico de la demanda y del consumo de grandes clientes, el Consultor deberá elaborar una curva de demanda constituida por escalones horarios de potencia, cuya duración y cantidad se establece en las presentes Bases, curva que deberá ser subdividida en cada año por 12 períodos mensuales y desagregada y asignada en cada uno de los nudos de retiro del Sistema Mediano.

f) Condiciones de Mercado y Tecnológicas Vigentes

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

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

La identificación de los elementos, materiales, equipos, componentes, insumos y servicios, entre otros, asociados a las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Mediano, así como sus

correspondientes costos unitarios, deberán ser informados por el Consultor a las Empresas, para que ésta última los informe a la Comisión en el plazo establecido en las presente bases, la cual los analizará y podrá recomendar la corrección de ellos, al tenor de lo señalado en el artículo 16 del Reglamento.

En concordancia con lo establecido en la normativa vigente, los planes de expansión óptimos de las instalaciones de generación en cada sistema mediano, deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.

g) Infraestructura, Terrenos y Servidumbres

A partir de los análisis críticos de la información respaldada y documentada correspondiente a la infraestructura, terrenos y servidumbres efectivamente pagadas que entreguen las Empresas para el año base, y de los correspondientes precios de mercado, en cada Sistema Mediano el Consultor deberá determinar los costos a emplear en la valorización de la infraestructura y terrenos de la empresa eficiente.

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

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

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

Para efectos de establecer el valor anualizado de 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

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

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

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

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

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

Para determinar los costos de personal de la empresa eficiente, el Consultor deberá considerar un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, identificando para cada estamento de personal el mercado relevante y los salarios de mercado. El estadígrafo a utilizar para el personal propio será el percentil 50% y para el personal tercerizado (contratistas) se deberá emplear como estadígrafo el percentil 25%.

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

Para el personal propio, las remuneraciones deberán incluir las obligaciones legales vigentes al 31 de diciembre del 2012. Por su parte, las remuneraciones del personal tercerizado, deberán incluir los costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre un contratista (provisión para pago de indemnización, aporte patronal legal (seguro de invalidez y sobrevivencia), seguro de cesantía y cotización por accidentes del trabajo), un costo administrativo y utilidades eficientes representativas del mercado del personal tercerizado.

El Consultor deberá considerar como tope para el costo laboral de la empresa eficiente, el monto efectivamente pagado por la Empresa por este concepto, calculado a partir de las partidas de costos consideradas la empresa eficiente.

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 lubricantes, pintura, repuestos, electricidad, agua, materiales de oficina, materiales de primeros auxilios y medicamentos, gastos de aseo, gasto de teléfono, gastos de calefacción y gastos de aire acondicionado, entre otros.

Para efectos de determinar y valorizar el Plan de Expansión Óptimo y el Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor deberá determinar los gastos fijos anuales óptimos y eficientes y su evolución en el tiempo para la empresa eficiente, considerando además los precios de mercado debidamente respaldados con cotizaciones y/o valores efectivos, consumo de insumos adecuado al tamaño del Sistema Mediano correspondiente y las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

j) Asignación de Costos Administrativos y Economías de Ámbito y Escala

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

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

k) Subcontrato con Empresas Consultoras Especialistas

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 debe enviar a la Comisión en las instancias indicadas en estas Bases.

I) Modelos y Herramientas para la Modelación de la Operación

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

1. Unidades Generadoras: Deberán ser caracterizadas por su capacidad real y efectiva, 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: Se deberá tener en consideración el costo de falla correspondiente del sistema, la tasa de descuento establecida en la Ley y las exigencias de diseño y operación establecidos y/o derivados de las normas ambientales, de seguridad y calidad de servicio vigentes, entre otras.

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

1. *Despacho económico de las distintas unidades generadoras*, bajo las distintas condiciones de operación y mantenimiento, y considerando las limitaciones de transmisión en las líneas, pérdidas en las instalaciones de transmisión, exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, así como las normas vigentes respecto de las restricciones ambientales.

2. *Flujos de potencia, pérdidas de energía y pérdidas de demanda máxima en los distintos tramos de las instalaciones de transmisión*, en las distintas condiciones de operación y mantenimiento, e identificación de situaciones de congestión.

3. *Factores de prorrata* basados en la metodología que utiliza los factores GLDF y GGDF[1], 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.

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

m) Plan de Expansión Óptimo

El Consultor deberá determinar justificadamente el Plan de Expansión Óptimo de generación y transmisión asociado al Sistema Mediano para todo el horizonte de planificación del Estudio, en adelante Plan de Expansión Óptimo. Dicho plan será de carácter obligatorio para las Empresas que operen en el Sistema Mediano, 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 Mediano, sujeto a las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, e incluyendo las economías de ámbito y escala asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por la misma Empresa.

El Consultor deberá efectuar el Plan de Expansión Óptimo sobre la base de las características técnicas-económicas de las instalaciones de generación y transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) asociada a cada segmento existentes en el Sistema Mediano, así como de considerar para el período de planificación la variabilidad hidrológica y de vientos, los precios de los combustibles, la proyección de demanda, los costos de falla de corta y larga duración, las alternativas tecnológicas actuales y el costo eficiente para los distintos elementos de generación, transmisión e infraestructura, considerando las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes.

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

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

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

A más tardar un mes de iniciado el Estudio, la Comisión podrá poner a disposición del Consultor y de las Empresas individualizadas en el numeral 2 del Capítulo I de estas Bases, los antecedentes de proyectos de generación y/o transmisión que obren en su poder, a efectos de que 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.
- En el caso de otros proyectos de ERNC, deberá incluirse toda información respecto de las mediciones que acrediten los factores de planta.

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

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

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 de generación, transmisión e infraestructura (técnica y administrativa) asociada a cada Sistema Mediano, y luego asignarlo a cada uno de los nudos de retiro a través de los factores GLDF y GGDF, u otra metodología equivalente, que cumpla el mismo propósito, y desagregarlos en sus componentes de generación y transmisión, de acuerdo a lo establecido en el ANEXO N°1 de las presentes Bases y la normativa vigente.

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

q) Proyecto de Reposición Eficiente

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

El Proyecto de Reposición Eficiente involucra los segmentos de generación, transmisión, infraestructura, organización de personal, entre otros, y debe ser el necesario y suficiente para abastecer la demanda

inicial y futura de cada Sistema Mediano, minimizar el costo total actualizado esperado de inversión, 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 y escala ligadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas o servicios administrados por las mismas Empresas.

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 la normativa vigente, desagregando dicho costo en sus componentes de generación y transmisión.

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

s) Propuesta de Fórmulas de Indexación

El Consultor deberá determinar e identificar justificadamente los principales elementos que afectan el valor del CID y del CTLP de cada Sistema Mediano, y proponer 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, en cada uno de ellos.

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 14.408,42 [US$/MWh].

Adicionalmente, el Consultor deberá considerar como costo de falla de larga duración ó costo de racionamiento los siguientes valores:

Profundidad de Falla	[US$/MWh]
0-5%	456,11
5-10%	573,62
10-20%	749,53
Sobre 20%	839,86

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, para el año base se calcularán los precios de los combustibles considerando lo siguiente:

- Precio Diésel: corresponderá al promedio ponderado del precio vigente del Petróleo Diesel en el Sistema Mediano correspondiente, informado por la Empresa para el periodo de seis meses comprendido entre Julio y Diciembre de 2012, en US$/m3.
- Precio Gas Natural: corresponderá al promedio ponderado del precio vigente del Gas Natural en el Sistema Mediano correspondiente, informado por la Empresa para el periodo de tres meses comprendido entre Octubre y Diciembre de 2012, en US$/m3.

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 en el desarrollo del Estudio, corresponderán a aquellas que se encuentren vigentes en el marco normativo a la fecha de inicio del Estudio, en particular las establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.

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

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: 50 años
- Unidades generadoras diésel y biomasa: 20 años
- Otras unidades generadores: 24 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
- Terrenos y Servidumbre: Perpetuidad

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 corregirlos en caso que no exista coherencia entre los valores entregados por las Empresas y los valores de mercado.

Copia de los costos unitarios entregados por las Empresas al Consultor deberán ser enviadas por éstas, en la misma fecha y forma a la Comisión. 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 en los formatos indicados en estas Bases.

La Comisión comunicará a las Empresas los costos unitarios recomendados que se deben utilizar, de acuerdo a sus propios antecedentes y los antecedentes entregados con ocasión del desarrollo del Estudio, recomendación que deberá hacerse llegar a las Empresas dentro de los 20 días hábiles siguientes a la recepción de parte de la Comisión del primer informe de avance del Consultor. En dicho caso, las Empresas deberán analizar dicha recomendación, adoptarla o rechazarla justificadamente y 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, comunicación que deberá ser realizada a más tardar en forma conjunta a la entrega del segundo informe de avance a esta Comisión.

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

4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA

a) Plano y Topología del Sistema Mediano

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

b) Identificación de Unidades Generadoras

El Consultor deberá identificar y describir detalladamente las distintas unidades generadoras, los transformadores, 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 generadora, así como los estanques de combustible (material, capacidad, etc.), los sistemas de tratamiento de combustible y las obras civiles para su emplazamiento directo tales como fundaciones u otros.

A partir de la información entregada por las Empresas para las centrales hidroeléctricas, el Consultor deberá analizar la ingeniería de detalle de las obras civiles, mecánicas, eléctricas u otras, e identificar los

elementos eléctricos y mecánicos utilizados para la generación eléctrica y las obras civiles y mecánicas utilizadas para la captación, conducción, embalse y evacuación de las aguas.

c) Características técnicas de las Unidades Generadoras

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

- Potencia nominal (bruta y neta) en kW.
- Potencia efectiva en kW.
- Tipo de combustible o insumo energético utilizado con su correspondiente precio.
- Curvas de rendimiento y consumo específico.
- Costo variable no combustible (base, semibase y punta) y su composición.
- Año de construcción.
- Capacidad de regulación, factor de planta.
- Estadísticas hidrológicas existentes para las centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas de vientos existentes para las centrales eólicas.
- Tasa de indisponibilidad forzada histórica.
- Programa de mantenimiento (detallado anualmente y ciclos involucrados).

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

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

d) Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión

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

- Identificar las 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.
- Identificar los distintos equipos o elementos de subestaciones tales como condensadores, reactores, interruptores, desconectadores, 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.

e) Infraestructura

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

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

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

f) Terrenos y superficies

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

g) Formatos de Entrega de Información

Toda la información referida a las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura deberá informarse de acuerdo 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, mantenimiento y administración de las mismas, corresponderá a los valores que se determinen al 31 de diciembre del 2012, de acuerdo a la metodología expuesta anteriormente. Tales valores, sólo serán utilizados para calcular los costos del año base, que a su vez se utilizarán en la determinación del CID, y como valor de referencia para efectos de la elaboración del Plan de Expansión Óptimo y del Proyecto de Reposición Eficiente.

En la valorización de las unidades generadoras el Consultor deberá detallar el costo unitario de cada elemento, material, componente, insumo o servicio utilizado, incluyendo cuando corresponda, los 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, 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 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) *Costo unitario de inversión (CI) 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) *CI de las distintas instalaciones de transmisión*, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, considerando su vida útil.

c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos de las instalaciones de transmisión.

d) *CI de infraestructura utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales*, considerando su vida útil de acuerdo al detalle indicado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases. En el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas o con otros servicios administrados por las mismas Empresas, el Consultor deberá identificar la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión.

e) *Precios de combustibles* establecidos conforme el literal 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) del Capítulo II de las presentes Bases. Además, el Consultor deberá identificar y presentar por separado a lo menos lo siguiente:

- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
- Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
- Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
- Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
- Costos fijos de mantenimiento de líneas.
- Gastos fijos de administración.
- Gastos fijos de comercialización.

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

g) *Estructura de personal* vigente de las Empresas y costos al año base, de acuerdo 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 mediano*.

i) Mediante la metodología que utiliza los factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito, el Consultor deberá *asignar las distintas instalaciones de generación y los*

distintos tramos de las instalaciones de transmisión, así como sus costos, a cada uno de los nudos de retiro del sistema mediano.

5 PROYECCIÓN DE DEMANDA

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

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

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

Para ello, el Consultor deberá verificar la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región 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 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 cinco 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 INFORMACIÓN MINIMA REQUERIDA

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

- Registro histórico de los consumos de energía y potencia de clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano, a lo menos los últimos 8 años.
- Las encuestas de consumo para clientes cuya capacidad conectada supere el 2% de la capacidad instalada del Sistema Mediano.
- Registros históricos horarios de mediciones de demanda de energía y de potencia, en cada barra de consumo del Sistema Mediano, así como las series históricas disponibles, a paso mensual.
- Registro histórico de ventas de energía en cada barra del Sistema Mediano.

- Registro histórico de generación bruta diaria por cada una de las unidades generadoras, así como las series históricas disponibles, a paso anual, de la energía generada en cada Sistema Mediano.
- Series históricas disponibles, a paso anual, de la demanda máxima en bornes de generación en cada una de las unidades generadoras del Sistema Mediano.
- Series históricas del Indicador de Actividad Económica Regional (INACER) de la región de referencia, elaborado por el INE. El horizonte histórico de este indicador debe estar en consistencia con el disponible de la variable a explicar, es decir, de las ventas de energía eléctrica del Sistema Mediano. Dado que este índice se elabora a paso trimestral, deberá ser mensualizado para su inclusión en los modelos. En caso de existir otra serie económica que el consultor considere apropiada, en reemplazo del INACER o como complemento, la misma puede ser incorporada justificando una relación económica con la demanda de energía eléctrica.

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

5.3 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

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

En el caso en el cual ninguno de los modelos mencionados resultara adecuado, es decir, dadas las características de las series históricas entregadas por las Empresas éstos no permiten obtener resultados aceptables, el Consultor podrá desarrollar un tercer modelo analítico para proyectar la demanda de energía y potencia del Sistema Mediano.

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

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

5.4 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

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

a) Las curvas de demanda mensual para cada nudo de retiro, y la curva de demanda mensual total coincidente del sistema mediano.

b) La información base para determinar dichas curvas, indicando como mínimo lo siguiente:
   - Antecedentes de la evolución de la curva de demanda, en cada uno de los nudos de retiro, y respecto de la curva de demanda total agregada, considerando y estimando justificadamente el factor de diversidad empleado.
   - Antecedentes respecto de la incorporación o retiro de clientes de gran tamaño.
   - Metodología de proyección utilizada junto con los test que permitan verificar la proyección realizada.

6 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

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

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El Plan de Expansión Óptimo es de carácter obligatorio para las Empresas que operen el Sistema Mediano, 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.

Dicho Plan de Expansión Óptimo se debe desarrollar de acuerdo a las características reales de las instalaciones existentes al año base de cada sistema mediano, a la proyección de demanda de energía potencia para el período de planificación, y considerando las alternativas tecnológicas más eficientes presentes en el mercado de la generación y transmisión.
Para efectos de caracterizar las instalaciones de generación existentes al año base, se deberá considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes que se encuentren operando efectivamente en el sistema mediano, incluyendo en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, los parámetros de costos variables combustibles, costos variables no combustibles (base, semibase y punta), indisponibilidades forzadas y programadas de las unidades generadoras, que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo a las prácticas y estándares internacionales.

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

a) Curvas de consumo (eficiencia): se considerarán valores promedio que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y los provenientes de los manuales del fabricante, considerando que se efectúan la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante.

b) Costos Variables No combustibles (CVNC): se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y los estimados considerando que se cumplen la totalidad de los mantenimientos programados recomendados por el fabricante durante el ciclo de mantenimiento, y bajo la óptica de una gestión eficiente de acuerdo a lo establecido en el ANEXO N°4.

c) Indisponibilidades programadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y el promedio anual considerando el ciclo de mantenimiento, la totalidad de las intervenciones programadas recomendadas por el fabricante y una duración por intervención, bajo la óptica de una gestión eficiente.

d) Indisponibilidades forzadas: se considerarán valores mínimos que surgen entre el análisis de los valores entregados por la Empresa y en base a un benchmarking internacional, considerando unidades similares (potencia y tecnología) operadas según las mejores prácticas por personal capacitado, y cumpliendo los mantenimientos programados recomendados por el fabricante.

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

6.2 METODOLOGÍA GENERAL

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

a) Modelar las características técnicas eficientes de las instalaciones de generación y transmisión existentes.

b) Determinar la proyección de demanda en los nudos de retiro del sistema mediano y la demanda total agregada del sistema, desagregada en 5 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 las consideraciones establecidas en las presentes Bases.

d) Caracterizar los diferentes tipos de líneas, postes, torres, aisladores, mallas de puesta a tierra, conductores, transformadores y equipos en general, entre otros, con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de transmisión y valorar sus costos de administración, inversión, operación y mantenimiento, y precios unitarios por elementos, materiales, componentes, insumos o servicios, tales como conductores, aisladores, torres, postes, ferretería, mano de obra e ingeniería, entre otros.

e) Determinar la estructura de personal y la infraestructura administrativa óptima y eficiente, de acuerdo 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 de las unidades generadoras y valorar correctamente la operación eficiente del sistema mediano.
- Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación.
- Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro del mismo, para distintas condiciones de operación.
- Identificar las condiciones de operación en que el sistema entra en racionamiento y cuantificar su profundidad y duración.
- Ponderar la probabilidad de cada condición de operación, habida consideración de las tasas de indisponibilidad forzada y las eventuales variaciones hidrológicas, de vientos o en el abastecimiento de combustibles
- Valorizar el costo variable de operación y falla de cada condición de operación, y el costo total esperado para cada año del período de planificación del Estudio, producto de la ponderación de todas las condiciones operacionales señaladas.

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

- Características técnicas de las unidades generadoras, ya sean térmicas, hidroeléctricas, eólicas u otras, tales como su capacidad, tasa de indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, consumo específico, costo variable no combustible, precio de combustible, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas de centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos de centrales eólicas, entre otras.
- Restricciones y pérdidas en las instalaciones de generación y transmisión.
- Disponibilidad de combustibles.
- Precio de combustibles y eventuales proyecciones debidamente justificadas.
- Proyección de demanda de acuerdo 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 reales de las instalaciones existentes, el Consultor deberá determinar el cronograma de las expansiones necesarias y óptimas en cada uno de los segmentos de generación y transmisión para abastecer la demanda proyectada cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes, además de las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente. El Consultor también deberá incluir en el Plan de Expansión Óptimo la infraestructura necesaria que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.

i) Definir y describir detalladamente el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado, en la forma, dimensión y plazos establecidos. Entre estas hipótesis se debe incluir al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras, de las instalaciones de transmisión de mayor relevancia, el precio y disponibilidad de los combustibles.

j) Detallar en los resultados del Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión e infraestructura, las fechas de inicio de construcción y de entrada en servicio de las nuevas unidades generadoras y de las nuevas instalaciones de transmisión, tales como líneas, transformadores u otros elementos, sus costos de inversión, costos variables de operación, costos de mantenimiento y sus costos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

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

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

6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

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

- Capacidad de nuevas unidades, adecuadas al tamaño del sistema mediano.
- Precio de combustibles.
- Costo de falla correspondiente.
- Tasa de descuento.
- Tipos de centrales adecuados a los combustibles disponibles de cada zona, conforme a las condiciones climáticas existentes.
- Consideración de economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las unidades generadoras a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

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

- Flujos máximos para las distintas condiciones de operación.
- Análisis de pérdidas y congestiones.
- Criterio de seguridad de acuerdo 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 y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las nuevas líneas, transformadores y equipos a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA

Sobre la base de la demanda proyectada y la infraestructura existente, el Consultor deberá determinar y justificar las necesidades de inversiones en infraestructura adicional eficiente, ya sean 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 eficientes de generación, transmisión e infraestructura determinado en los numerales anteriores. En cada caso deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados para valorar los distintos elementos, materiales, componentes, insumos o servicios, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción y análisis. El Consultor deberá explicitar y detallar claramente los criterios con que se han tratado las inversiones compartidas con el segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa.

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

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

6.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

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

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

6.9 RESULTADOS

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

a) *CU de cada unidad generadora* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, considerando su vida útil.

b) *CU de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, entre otros, considerando su vida útil.

c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* incluidos en el Plan de Expansión Óptimo y las instalaciones de transmisión existentes, asignando las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos a los distintos tramos.

d) *CU de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizados para fines técnicos, administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo e instalaciones existentes, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales 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.
- Gastos fijos de comercialización.

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

g) *Evolución en el tiempo de la estructura de personal* del Plan de Expansión Óptimo y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales 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 del Estudio.

7 DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO

El Consultor deberá entregar en forma detallada en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y los resultados obtenidos en el cálculo del 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 un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y energía no suministrada, en el período de planificación del Estudio. Para su cálculo, se deberá establecer el Plan de Expansión Óptimo que minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento, administración y comercialización, y falla del sistema mediano para el período de planificación del Estudio.

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

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

7.2 METODOLOGÍA GENERAL

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

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

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

7.3 CÁLCULO

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

Para efectos de estimar el valor residual de cada componente de inversión del Plan de Expansión Óptimo, al término del horizonte de planificación del Estudio el Consultor deberá considerar las vidas útiles establecidas en el literal 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 horizonte de planificación del Estudio se calculará como aquel monto remanente al término de dicho horizonte, una vez descontadas las cuotas acumuladas de depreciación en el período.

En caso 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 del horizonte de planificación, a lo menos 5 bloques horarios de demanda. Estos análisis el Consultor deberá efectuarlos mediante modelos y herramientas de flujos de potencia.

7.4 RESULTADOS

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

a) *CU 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) *CU de las distintas componentes del sistema de transmisión* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, entre otros, considerando su vida útil.

c) Los distintos *tramos de las instalaciones de transmisión* del Plan de Expansión Óptimo, y asignar las componentes de subestaciones y demás equipos, así como sus costos, a los distintos tramos.

d) *CU de infraestructura* incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el literal g) del numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases, utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales, considerando su vida útil. Para el caso de este tipo de bienes, cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas u otros servicios administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar y describir detalladamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.

e) *Precios de combustibles y costos variables de operación y mantenimiento de las distintas unidades generadoras* consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, para cada año considerado en el horizonte de planificación del Estudio.

f) *Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización* considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando y describiendo detalladamente los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales 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

- Gastos fijos de comercialización.

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

g) Evolución en el tiempo de la estructura de personal del Plan de Expansión Óptimo de las Empresas y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales 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 del Estudio.

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

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

8.1 OBJETIVOS GENERALES

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

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

En la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente, el Consultor no debe incluir las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, debiendo reemplazarlas por instalaciones diseñadas

eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes que el Consultor defina.

8.2 METODOLOGÍA GENERAL

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

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

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

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

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

a) *Simulación de la operación de cada alternativa de parque inicial.* El Consultor deberá realizar una simulación de la operación de cada alternativa de parque estudiada por medio de los mismos modelos y herramientas que fueron utilizadas para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, y que a lo menos permitan:

- Caracterizar adecuadamente la demanda en bloques de duración.
- Simular el despacho económico óptimo de las unidades generadoras de acuerdo 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, 5 bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtendrán a partir de la demanda máxima.
- Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación del sistema.

- Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro 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 las instalaciones a la demanda sobre la base de módulos de expansión óptimos*. Se entiende por módulo de expansión óptimo a aquel tamaño de instalaciones que permite cubrir la expansión de demanda en el horizonte de planificación del estudio y que minimiza el CTLP.

c) El Consultor deberá desarrollar un análisis de diferentes *tecnologías disponibles en el mercado*. Particularmente los proyectos de medios de generación renovables no convencionales deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria, considerando una expansión eficiente del sistema mediano.

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

8.4 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA

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

8.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

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

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

8.6 VALORIZACIÓN 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, costos fijos y costos variables de operación, mantención, administración y comercialización determinados conforme a los criterios de valorización establecidos en las presentes Bases.

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

8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO (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 en construcción o futuros, 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 enviar 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.

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

Las Empresas deberán entregar a la Comisión, copia íntegra de todos los informes y sus respectivos antecedentes de respaldos, a más tardar el día siguiente y de la misma forma en que hayan sido recepcionados, de acuerdo a los formatos establecidos en los cuadros 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 valores que permitan reflejar en forma dinámica la variación de los costos, acorde a los rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados. Adicionalmente, el Consultor deberá presentar la desagregación de los mencionados 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:

$$Costo_t = Costo_0 \times I_t \qquad I_t = \sum_k \alpha_k \times \left(\frac{Index_{tk}}{Index_{0k}} \right)$$

Dónde:

$Costo_t$: 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.

$Index_{tk}$: 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 y 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 y el desarrollo 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 de avance y en el informe final, según corresponda, toda la información y resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 del Capítulo II de las presentes Bases, tal que permitan a la Comisión su reproducción completa y su análisis.

b) Copia de toda la información que se entregue al Consultor durante el desarrollo del Estudio, incluyendo una copia para la Superintendencia.

c) Copia de los costos unitarios de las instalaciones de generación y transmisión utilizados en la determinación del Plan de Expansión Óptimo y en el Proyecto de Reposición Eficiente con que se determina el CID y el CTLP, respectivamente.

   Para estos efectos, se deberá confeccionar una lista de componentes, insumos o servicios y sus respectivos costos unitarios debidamente justificados, de acuerdo 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 las presentes Bases, dentro de los 20 días hábiles siguientes a su recepción, los valores unitarios recomendados.

d) Copia de los informes de avance e informe final que reciba de parte del Consultor. Adicionalmente, la Comisión podrá solicitar reuniones para la presentación de dichos informes, en caso 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, de acuerdo a lo señalado en los numerales 11 y 13, todos del Capítulo II de las presentes Bases. En dicho informe, el Consultor deberá incluir los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios, de acuerdo a lo señalado en los numerales 11 y 13 del Capítulo II de las presentes Bases.

A más tardar, 90 días corridos después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar un segundo informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 6 y 7, de acuerdo a lo señalado en los numerales 11 y 13, todos 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:

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j$$

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

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

Dónde:

CID_j : Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US$/kWh].

$CIDG_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de generación, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US$/kWh].

$CIDL_j$: Costo Incremental de Desarrollo del sistema de transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en la barra j, en [US$/kWh].

$VPIG_j$: Valor presente de las inversiones en generación a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPIL_j$: Valor presente de las inversiones en transmisión a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPRG_j$: Valor presente del valor residual, al final del período de planificación, de las inversiones en generación incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPRL_j$: Valor presente del valor residual de las inversiones en transmisión, al final del período de planificación, incluidas en el Plan de Expansión Óptimo, asociadas al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPCOMG_j$: Valor Presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a generación y al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPCOML_j$: Valor presente de los costos incrementales anuales de operación, incluidos los costos de administración y comercialización, falla y mantenimiento, asociadas a transmisión y al incremento de demanda en la barra j, en [US$].

$VPGIE_j$: Valor presente de las generaciones incrementales de energía inyectadas al sistema, asociadas al incremento de energía en la barra j, en [kWh].

FpE_j : Factor de penalización incremental por pérdidas incrementales de transmisión de energía, en la barra j.

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

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

Valor Presente de las Inversiones y del Valor Residual

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

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

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

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

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

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

En las expresiones anteriores:

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

NG : Cantidad de unidades generadoras actuales o futuras del sistema, consideradas dentro del horizonte de planificación.

NL : Cantidad de tramos del sistema de transmisión actuales o futuros considerados dentro del horizonte de planificación.

NB : Número de barras o nudos de retiro del sistema en que se determina el Costo Incremental de Desarrollo (CID).

r : Tasa de descuento.

g : Unidad de generación.

l : Tramo de transmisión.

t : Año cualquiera incluido dentro del horizonte de planificación.

0 : Año base del período de planificación.

IG_{tg} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en la unidad generadora g, en el año t, en [US$].

IL_{tl} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo, en el tramo l de transmisión, en el año t, en [US$].

$FPROG_{jtg}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t, en la unidad generadora g, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.

$FPROL_{jtl}$: Factor de prorrata de la inversión efectuada el año t, en el tramo de transmisión l, en la inversión incremental y en el costo incremental anual de operación, asociada a la demanda incremental de energía presente en la barra j del sistema, calculada de acuerdo a la metodología que utiliza los factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que cumpla el mismo propósito.

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

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

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

Dónde:

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

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

Valor Presente de los Costos Incrementales de Operación

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

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

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

Dónde:

$COMG_{tg}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados a la unidad generadora g, en [US$/año].

$COMG_{0g}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados a la unidad generadora g, en [US$/año].

$COML_{tl}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados al tramo de transmisión l, en [US$/año].

$COML_{0l}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año base y asignados al tramo de transmisión l, en [US$/año].

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

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

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

Dónde:

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

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

Factores de Penalización de Energía

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

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

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

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

Dónde:

$VPperILE_j$: Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de energía asociadas a la barra j.

$VPDIE_j$: Valor presente de las demandas incrementales de energía de la barra j.

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

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

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

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

Factores de Penalización de Potencia

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

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

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

$$FpP_j = \frac{VPperILP_j}{VPDIP_j} + 1$$

Dónde:

$VPperILP_j$: Valor presente de las perdidas 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.

$$CTLP = CTLPG + CTLPL$$

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

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

Dónde:

T	:	Número de años considerados en el horizonte de tarificación (4 años correspondientes a los años 2015, 2016, 2017 y 2018).
$CTLPG$	:	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.

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

ANEXO N° 3:

Formato para la Entrega de Resultados

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

		Tramo 1	Tramo ..	Tramo n
Tramo	Sistema			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región (2)			
	Provincia (3)			
	Extremo 1 (4)			
	Extremo 2 (4)			
Estructuras	Tipo Estructura (5)			
	Cantidad Total			
	Cantidad Anclaje			
	Cantidad Suspensión			
	Cantidad Remate			
	Cantidad Otros			
Aisladores (6)	Tipo Aisladores 1			
	Total Aisladores 1			
	Tipo Aisladores …			
	Total Aisladores …			
	Tipo Aisladores n			
	Total Aisladores n			
	Tipo Puesta a Tierra (7)			
Otros (8)	Otros 1			
	Otros 2			
	Otros 3			
Tendido	Tipo Circuito (simple o doble)			
	Longitud [Km]			
	Tensión [kV]			
	Capacidad [MVA]			
	Flujo Máximo 2012 [MW]			
Fases	Nombre Conductor (9)			
	Material (10)			
	Sección [mm^2]			
Neutro	Nombre Conductor (9)			
	Material (10)			
	Sección [mm2]			
Cable Guardia	Nombre Conductor (9)			
	Material (10)			
	Sección [mm2]			
	Franja Servidumbre [mt]			
Parámetro eléctricos (11)	R			
	X			
	B			
Tasa de Falla (12)	[hrs/año]			

(1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
(2) Número de Región. En caso de cruzar más de una región, asignar a la región en la que tenga la mayor extensión.
(3) Nombre de Provincia. En caso de cruzar más de una provincia, asignar a la provincia en la que tenga la mayor extensión.
(4) Nombre de la subestación.
(5) Tipo de Estructura (Metálica, Poste Cemento, Poste Madera, entre otras).
(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.

CUADRO N°2: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE LOS TRAMOS DE TRANSMISIÓN

Tramo Nombre	Tensión Diseño	Tensión Operación	Propietario	Tramo Long Km	Conductor Tipo	Conductor Sección mm2	Aislación	Cable Guardia	Capacidad Máxima MVA	PU Km US$	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_p US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida Util	aCU tramos US$

Donde

PU kM US$: Precio unitario por kilómetro del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

MO_ US$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

CUADRO N°3: ESTRUCTURA Y FORMATO PARA LA VALORIZACIÓN DE SERVIDUMBRES

Tramo Nombre	Tension Diseño	Tension Operacion	Propietario	Tramo Long Km	PU US$/KM	PU US$	Int%	CU_p US$	BI US$	CE US$	CU US$	VidaUtil	aCU US$

Se deberá informar sólo aquellos tramos sujetos a servidumbres efectivamente pagadas.

Dónde:

PU US$/KM : Precio unitario por kilómetro del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012 por kilómetro.

PU US$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

Tramo Nombre	Estructuctura	Tipo	Tramo Long Km	PU Km US$	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_p US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida Util	aCU US$

Dónde:

PU kM US$: Precio unitario por kilómetro del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

MO_ US$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

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

Dónde:

PU US$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

FB% : Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.

B% : Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.

FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

MO_ US$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

		S/E 1	S/E ..	S/E n
Subestación	Propietario			
	Giro (1)			
	Nombre Subestación			
	Región			
	Provincia			
	Coordenadas (latitud y longitud)			
	Tipo (2)			
	Superficie (mts^2)			
	Número de Paños			
	Número de Transformadores			
Transformadores	Propietario			
	Giro			
	Año Fabricación			
	Razón de Transformación			
	Tipo Transformador (3)			
	Estado Transformador (4)			
	Capacidad Máxima [MVA]			
	Flujo Máximo 2012 [MW]			
	Flujo Energía 2012 [MWh]			
	Tipo Refrigeración			
	Días Mantenimiento Anual			
	Número de Taps (5)			
	Tipo Taps (6)			
	Peso (Toneladas)			
	Tipo Fundación			
	Tipo Malla de Puesta a Tierra			
Parámetro eléctricos (7)	R			
	X			
	Pérdidas en Vacío			
	Tasa de Falla (8)			
Paños	Propietario			
	Giro			
	Tensión [kV]			
	Tipo Paño (9)			
Interruptores	Tipo de Interruptor (10)			
	Capacidad de Interrupción (A)			
	Tipo de Reconexión (11)			
	Días Mantenimiento Anual			
	Año Fabricación			
Otros (12)	Transformadores de Potencial			
	Transformadores de Corriente			
	Tipo de Desconectador			
	Estructura Metálica			
	Tipo Puesta a Tierra			
	Pararrayos			
	Chisperos			
Equipos de Compensación	Propietario			
	Giro			
	Tipo (13)			
	Cantidad			
	Capacidad Total [kVAr]			
	Tensión [kV]			
	Tipo Puesta a Tierra			
Edificios	Propietario			
	Giro			
	Uso (14)			
	Tipo de Construcción			
	Superficie (mts2)			
	Número de Pisos			
	Año Construcción			
	Número de Habitaciones			
	Número de Baños			
Otros Equipos (15)	Equipos de Control			
	Equipos de Medida			
	Equipos de Telecomunicaciones			
	Bancos de Baterías			

(1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
(2) Código según tipo de subestación: Intemperie (I), Encapsulada (E), Mixta (M).
(3) Código según tipo: Autotransformador trifásico (A3), Transformador trifásico (T3), Banco de autotransformadores monofásicos (BA), Banco de transformadores monofásicos (BT), Autotransformador monofásico (A1).
(4) Código de estado del transformador según: Servicio (S), Reserva conectada (RC), Reserva en frío (RF).
(5) Indicar número y % de razón de cada uno, desde el mínimo hasta el máximo.
(6) Con Cambiador de Taps bajo carga (con), sin cambiador de Taps bajo carga (sin).
(7) Parámetros por cada transformador, 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 nochero, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, entre otros.
(15) Nombre o descripción.

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

Transformador	CapMax MVA	Fases	TensiónP	TensiónS	TensiónT	CTBC	Refrigeracion	PU US$	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_p US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida Util	aCU US$

Dónde:

PU US$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

MO_ US$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

Elemento	Descripción	PU US$	FB%	B%	FO%	MO_US$	Ing%	GG%	Int%	CU_p US$	BI US$	CE US$	CU US$	Vida Util	aCU US$

Dónde:

PU US$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

FB% : Flete a bodega expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.

B% : Bodegaje expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo cuando corresponda.

FO% : Flete a obra expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

MO_ US$: Montaje del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ing% : Ingeniería expresada como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

GG% : Gastos generales expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos (flete a bodega, bodegaje, flete a obra y montaje) del elemento respectivo.

Int% : Intereses intercalarios expresados como porcentaje del precio unitario más los recargos, ingeniería, gastos generales, derechos y servidumbres del elemento respectivo

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

CUADRO N° 9: ESTRUCTURA Y FORMATO 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)			
Hidroeléctricas	Flujo Máximo Agua [mt^3/seg]			
	Energía Anual Media [GWh]			
	Factor de Planta (11)			
	Altura Máxima de Caída [mt]			
	Volumen Embalse [M mts^3]			
	Volumen Regulación [M mts^3]			
	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)			
Eólicas	Velocidad Máxima Viento			
	Velocidad Mínima Viento			
	Energía Anual Media [GWh]			
	Factor de Planta			
	Tipo Aerogenerador			
	Número de Aspas			
	Altura Sobre el Terreno [mt]			
	Altura Absoluta [m.s.n.m.]			
Otros (19)	Equipos de Control			
	Equipos de Medida			
	Protecciones			
	Banco de Baterías			
	Tipo de Fundación			
	Edificios o Galpones			
Parámetro eléctricos (20)	Reactancia Síncrona +			
	Reactancia Síncrona -			
	Reactancia Síncrona 0			

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

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

Marca	UNIDAD	Potencia (KW)	Valor FOB	Fletes	Seguros	Valor CIF	Flete SSMM	Montaje Mecánico	Montaje Eléctrico	Obras Civiles + Materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Valor Instalado	Intereses Intercalarios	Valor FINAL

Dónde:

Valor FOB US$: Corresponde al valor de la mercancía puesta a bordo del vehículo en el país de procedencia del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

Fletes : Flete desde lugar de origen a Chile expresado en dólares de diciembre de 2012.

Seguro : Seguros pagados durante en envío expresado en dólares de diciembre de 2012.

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

Valor CIF = Valor FOB + Seguro + Flete

Flete : Flete a SSMM expresado en dólares de diciembre de 2012.

Montaje Mecánico : Montaje mecánico del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Montaje Eléctrico : Montaje mecánico del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Obras Civiles + Materiales: Costos incurridos por conceptos de obras civiles expresado en dólares de diciembre de 2012.

Ingeniería : Ingeniería del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Puesta en Marcha : Costos incurridos durante la puesta en marcha del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Gastos Generales : Gastos generales del elemento respectivo expresado en dólares de diciembre de 2012.

Valor Instalado : Costo del elemento instalado expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

Valor Final_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

VF_US$ = VI_US$ *(1+Int%)

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

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

(1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada Gx-Tx-Dx (IGTD), Empresa Integrada Gx-Tx (IGT), Empresa Integrada Gx-Dx (IGD), Empresa Integrada Tx-Dx (ITD), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
(2) Descripción de uso: casa nochero, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, u otro.
(3) Porcentaje de asignación al sistema de generación transmisión, excluyendo los porcentajes asignables a distribución o a otros sistemas o servicios administrados por la misma empresa.
(4) Automóvil, Camión, Camioneta, Furgón, Bus, Máquina.
(5) Describir e indicar % de asignación.
(6) Los costos de administración no imputables a personal y/o a la operación y mantenimiento de instalaciones de generación y transmisión deberán ser incluidos en el presente anexo.

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

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

Dónde:

PU US$/$m^2$: Precio unitario por metro cuadrado del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

PU US$/$m^2$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

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

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

Dónde:

PU US$: Precio unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012.

F% : Flete expresado como porcentaje del precio unitario del elemento respectivo.

BI_US$: Bienes intangibles expresados en dólares de diciembre de 2012.

CE_US$: Capital de explotación expresado en dólares de diciembre de 2012.

CU_US$: Costo unitario del elemento expresado en dólares de diciembre de 2012, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

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

CUADRO N° 14: ESTRUCTURA Y FORMATO DE PERSONAL

		Número	Sueldo [US$]
Personal	Ejecutivos		
	Ingenieros		
	Abogados		
	Técnicos		
	Operarios		
	Obreros		
	Empleados Administrativos		
	Secretarias		
	Estafetas		
COSTO ANUAL	[MUS$/año] al 31/12/2012		

CUADRO N° 15: 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° 16: 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$/MW] (5/6)		
8.- TOTAL MONEDA EXTRANJERA [Millones de US$]		
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

OTRAS (Especificar) OT

(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° 17: 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 especifico [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° 18: ESTRUCTURA Y FORMATO PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

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]		
								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]		
								Resistencia Línea Conexión (2)	[p.u.]		
								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° 19: ASIGNACIÓN REMUNERACIÓN PERSONAL DE LA EMPRESA

						Asignación (%)		Asignación ($)	
N° Trabajador (1)	Cargo Trabajador (2)	Area de Trabajo (3)	Gerencia (4)	Descripción Labores (5)	Remuneración ($)	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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores 222, Edificio Las Américas, Piso 10, Santiago

CUADRO N° 20a: DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2012 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	Total Indirectos	
SSMM	Generación	Hidraúlica						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 items 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° 20b: RESPALDO DESGLOSE DE COSTOS TOTALES AÑO 2012 POR NATURALEZA

COSTOS DIRECTOS

				Asignación (%)		Asignación ($)	
Naturaleza	Partida de Costo	Descripción	Monto ($)	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

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

ANEXO N°4:

Costos Variables No Combustibles (CVNC)

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

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

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

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

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

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

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

Dónde
CVM corresponde al costo variable de mantenimiento expresado en US$/MWh.
C. Mantenimiento del Ciclo corresponde a la suma de los costos de mantenimientos programados en un ciclo de mantenimiento expresado en US$.
Energía Gen corresponde a la energía generada por la unidad en el ciclo de mantenimiento expresada en MWh.

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

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

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

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

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

El CVONC se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$\boldsymbol{CVONC = \sum_{j}^{n} ga_j * ca_j}$$

Dónde:

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

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

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

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

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Miraflores 222, Edificio Las Américas, Piso 10, 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) Fecha de comunicación Bases Preliminares a las empresas que operan en los Sistemas Medianos, por parte de la Comisión.	Comunicación a las empresas operadoras vía correo electrónico con fecha 30 de octubre de 2013. La Bases Preliminares serán publicadas posteriormente por parte de la Comisión en su página web.
b) Plazo de recepción de observaciones de las empresas operadoras.	Quince días hábiles desde la comunicación de las Bases Preliminares, a través del correo electrónico **smedianos@cne.cl** .
c) Plazo para dar respuesta a observaciones por parte de la Comisión.	Diez días hábiles desde el vencimiento del plazo para la recepción de observaciones. Las respuestas a las observaciones serán publicadas por parte de la Comisión en su página web y comunicadas a las empresas operadoras vía correo electrónico.
d) Plazo para la comunicación de Bases Definitivas aprobadas por la Comisión.	Quince días hábiles desde el vencimiento del plazo para la recepción de observaciones. La Bases Definitivas serán publicadas por parte de la Comisión en su página web. La comunicación a las empresas operadoras se hará vía correo electrónico.
e) Plazo para que las empresas operadoras comuniquen a la Comisión la aprobación de las Bases Definitivas.	Cuatro días hábiles desde la fecha de comunicación de las Bases Definitivas, a través del correo electrónico **smedianos@cne.cl**.
f) Plazo para que las empresas operadoras presenten discrepancias al Panel de Expertos, respecto de las Bases Definitivas.	Cinco días hábiles desde la comunicación de las Bases Definitivas.
g) Nombre del encargado de responder las observaciones.	Iván Saavedra D.
h) Cargo del encargado de responder las observaciones.	Jefe Departamento Eléctrico.
i) Plazo para la comunicación de las Bases Definitivas, incluyendo el eventual dictamen del Panel de Expertos.	Dentro de los 5 días hábiles siguientes, contados desde que sea evacuado el dictamen del Panel de Expertos, o desde la fecha de vencimiento para presentar discrepancias, según sea el caso.

Artículo tercero: Las empresas operadoras en los Sistemas Medianos ya individualizados, deberán hacer las observaciones que se señalan en el artículo segundo anterior, literal b), con estricta sujeción al siguiente formato:

Disposición Observada de las Bases	Observación	Propuesta
1.-		
2.-		
Observaciones respecto de materias no consideradas	**Observación**	**Propuesta. (Indicar ubicación dentro de las Bases)**
1.-		
2.-		

Artículo cuarto: Comuníquese a la empresas operadoras en los Sistemas Medianos que correspondan, las Bases Preliminares que se aprueban en este acto, a través del envío de la presente Resolución mediante correo electrónico y la posterior publicación de las mismas en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, todo ello de conformidad a lo dispuesto en el artículo 177º de la LGSE.

Anótese y comuníquese.

REPUBLICA DE CHILE
SECRETARIO EJECUTIVO
Comisión Nacional de Energía

JUAN MANUEL CONTRERAS SEPÚLVEDA
Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

COMISION NACIONAL DE ENERGIA JEFE GABINETE SECRETARIA EJECUTIVA
COMISION NACIONAL DE ENERGIA JEFE DEPTO. ELECTRICO CHILE

JMC/JGL/JTL/MOC/FFG/PRM/CRA/XOC/PMM/mhs

Distribución:
- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Panel de Expertos
- Archivo Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE
- Archivo Departamento Jurídico, CNE
- Archivo Departamento Eléctrico, CNE
- Archivo Departamento Regulación Económica, CNE
- Archivo Resoluciones Exentas, CNE