

REF.: Aprueba Bases Definitivas para la Realización
del Estudio de Sistemas Medianos

RESOLUCION EXENTA N° 428

Santiago, 12 de julio de 2005

VISTOS:

- a) Las facultades que me confiere el Art. 9º, letra i) del D.L. 2.224 de 1978;
- b) Lo establecido en los artículos 2º y 5º transitorios, 104-1 al 104-8 todos de la Ley 19.940.
- c) Lo dispuesto en las Resoluciones Exentas CNE / N° 139, 319 y 425, todas del 2005;

CONSIDERANDO:

- a) Que, es necesario dar cumplimiento a las diversas etapas consideradas en el procedimiento de determinación de las Bases de los Estudios de Planificación de los Sistemas Medianos;
- b) Que se ha dado cabal cumplimiento a lo señalado en la Resolución Exenta CNE/N° 139 de 2005, que establece plazos y condiciones del primer proceso en generación y transmisión de sistemas medianos de Aysén y Magallanes.
- c) Que se han incorporado a las Bases que se aprueban a través de la presente Resolución, las observaciones de las empresas que la Comisión acogió fundadamente.

RESUELVO:

Artículo primero: Apruébanse las Bases Definitivas para la Realización del Estudio de Planificación de los Sistemas Medianos, cuyo texto se transcribe a continuación:

:



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

BASES PARA LA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

*JULIO DE 2005
Santiago de Chile*

INDICE

CAPITULO I	ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO	4
1	INTRODUCCIÓN	4
2	SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS PROPIETARIAS	4
3	CRONOGRAMA DE OBSERVACIONES A LAS BASES.....	4
4	PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO	5
4.1	CONSULTORES ELEGIBLES.....	5
4.2	PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL	5
4.3	PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	5
4.4	CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN	5
4.5	GARANTÍAS INVOLUCRADAS.....	6
4.6	MULTAS	6
4.7	CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES.....	6
4.8	CLAUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD	6
4.9	RESERVA DE DERECHOS	6
4.10	PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN	7
4.11	ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO	7
4.12	CONTRATO.....	7
CAPITULO II	ASPECTOS TÉCNICOS DEL ESTUDIO	8
1	INTRODUCCIÓN	8
2	OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO	8
3	TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES.....	9
4	TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.....	16
4.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES	16
4.2	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	18
4.3	ESTRUCTURA DE PERSONAL Y GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	19
4.4	COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA	19
4.5	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	19
5	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	21
5.1	METODOLOGÍA GENERAL	21
5.2	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	21
6	PLAN DE EXPANSIÓN.....	22
6.1	CONSIDERACIONES GENERALES.....	22

6.2	METODOLOGÍA GENERAL	22
6.3	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN.....	24
6.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN.....	25
6.5	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA.....	25
6.6	VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	25
6.7	VALORIZACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	26
6.8	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	26
6.9	RESULTADOS	26
7	DETERMINACIÓN DEL COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO Y PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO.....	28
7.1	OBJETIVOS GENERALES.....	28
7.2	METODOLOGÍA GENERAL	28
7.3	CÁLCULO.....	29
7.4	RESULTADOS	29
8	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO Y PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE.....	32
8.1	OBJETIVOS GENERALES.....	32
8.2	METODOLOGÍA GENERAL	32
8.3	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	33
8.4	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA INFRAESTRUCTURA.....	33
8.5	COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	34
8.6	VALORIZACIÓN DE PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE	34
8.7	DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO.....	34
9	FÓRMULAS DE INDEXACIÓN.....	35
10	ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LA EMPRESA A LA COMISIÓN	36
11	INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA.....	37
12	FORMATOS PARA ENTREGA DE RESULTADOS.....	38
	ANEXO N° 1 : Determinación del Costo Incremental de Desarrollo	39
	ANEXO N° 2 : Determinación del Costo Total de Largo Plazo	44
	ANEXO N° 3 : Formato para Entrega de Resultados	45

CAPITULO I

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS DEL ESTUDIO

1 INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos y las modificaciones realizadas por la Ley N° 19.940, del 13 de marzo de 2004, en adelante la Ley, introduce 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 104°-5 establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en estos sistemas, las Bases para efectuar los estudios de costos y planificación de inversiones en generación y transmisión, en adelante las Bases.

El objetivo del Estudio, es la determinación, en el respectivo sistema mediano, del plan obligatorio de expansión en generación y transmisión, la valorización del costo incremental de desarrollo asociado a dicho plan, la determinación del proyecto de reposición eficiente en generación y transmisión, la valorización del costo total de largo plazo asociado a dicho proyecto y la determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los costos señalados.

El presente capítulo establece los aspectos administrativos necesarios para el desarrollo del Estudio a contratar por la respectiva empresa propietaria de instalaciones de generación y transmisión en cada Sistema Mediano que opere en el país.

2 SISTEMAS MEDIANOS Y EMPRESAS PROPIETARIAS

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	Región	Empresa Propietaria
Aysén	XI	Edelaysen S. A.
General Carrera	XI	Edelaysen S. A.
Palena	X	Edelaysen S. A.
Punta Arenas	XII	Edelmag S. A.
Puerto Natales	XII	Edelmag S. A.
Puerto Porvenir	XII	Edelmag S. A.

3 CRONOGRAMA DE OBSERVACIONES A LAS BASES

El cronograma de las Bases Definitivas se regirá según lo dispuesto por la Comisión en la Resolución Exta. N° 342 del 13 de junio de 2005, que aprueba las mismas.

4 PROCESO CONCURSAL Y CONTRATACIÓN DEL ESTUDIO

De acuerdo con lo establecido en la Ley en su artículo 104º-5, cada empresa propietaria de instalaciones de generación y transmisión que operen en Sistemas Medianos, en adelante la Empresa, deberá contratar una empresa consultora, en adelante e indistintamente el Consultor, para la realización de un estudio, en adelante el Estudio, sobre la determinación del plan obligatorio de expansión para un período de planificación no inferior a 15 años, del costo incremental de desarrollo, del costo total de largo plazo y su proyecto de reposición, para cada Sistema Mediano, el cual debe ser presentado a la Comisión para que ésta lo analice y estructure las tarifas pertinentes.

La ejecución de los servicios a contratar en el respectivo sistema, será concursado, dirigido, coordinado y contratado por las empresas señaladas en el numeral 2 del presente capítulo, de acuerdo a lo establecido en las presentes Bases.

La selección del Consultor por parte de la Empresa se deberá realizar a través de un proceso concursal implementado por ésta, de acuerdo a los criterios generales que a continuación se detallan.

4.1 CONSULTORES ELEGIBLES

La Empresa invitará a participar en el proceso concursal del Estudio sólo a aquellos Consultores contenidos en la lista previamente acordada con la Comisión.

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

4.2 PLAZO PARA REALIZAR EL PROCESO CONCURSAL

La Empresa deberá iniciar el proceso concursal no antes de 90 ni después de 120 días contados desde que la Comisión comunique y publique, en su sitio web, las Bases Definitivas del Estudio.

4.3 PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

La Empresa deberá considerar un período de tiempo adecuado para la realización del Estudio, que asegure la concreción de sus objetivos, y que en ningún caso podrá ser superior a 4 meses. Asimismo, en el plazo del Estudio la Empresa deberá considerar los requerimientos de información que se deberá entregar a la Comisión y las reuniones que ésta puede solicitar en el marco del desarrollo del Estudio y que se señalan en las presentes Bases.

4.4 CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y ADJUDICACIÓN

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

4.5 GARANTÍAS INVOLUCRADAS

La Empresa podrá exigir la entrega, por parte de los Proponentes, garantías de seriedad de la oferta, por la fiel realización y cumplimiento de los objetivos del Estudio, así como otras que estime pertinente, a través de boletas u otros instrumentos financieros de uso común para estos efectos.

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

4.6 MULTAS

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

4.7 CANTIDAD Y CONTENIDOS MÍNIMOS DE LOS INFORMES

El Estudio deberá contener 2 informes de avance y un informe final, cuyo contenido y obligación de entrega de información deberá estar en directa relación con los objetivos del Estudio y con las presentes Bases.

4.8 CLAUSULAS DE CONFIDENCIALIDAD

La Empresa deberá establecer cláusulas de confidencialidad con el Consultor, durante la vigencia de su contrato como por un período posterior a éste. Del mismo modo, deberá establecer que el Consultor no podrá utilizar la información facilitada por la Empresa en el marco de la realización del Estudio, en tanto ésta no tenga carácter de pública en virtud de la normativa vigente en esta materia.

4.9 RESERVA DE DERECHOS

La Empresa deberá establecer claramente su reserva de derechos a lo menos en los siguientes aspectos:

- a) Adjudicar a la propuesta que sea la mejor combinación de factores relativos a los méritos técnicos de las ofertas, aunque no sea la del menor precio ofrecido.
- b) Adjudicar a la propuesta del siguiente mejor puntaje, cuando el oferente adjudicado no se presente a celebrar el contrato dentro del plazo señalado por la Empresa para tal efecto, o no suministre alguna de las garantías solicitadas exigidas por la Empresa.
- c) Realizar observaciones a la propuesta técnica que resulte adjudicada para la ejecución del Estudio, las que deberán ser incorporadas por el proponente adjudicado en la ejecución de los servicios de que se trata, siempre que ello no signifique un costo mayor para el adjudicatario, 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 inadmisibles las ofertas, la Empresa deberá emitir una comunicación fundada a la Comisión en que se califiquen los hechos que llevan a esta decisión, debiendo la Empresa efectuar un nuevo proceso concursal que se regirá por las correspondientes Bases.

4.10 PERÍODO DE CONSULTAS DE LA COMISIÓN

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

4.11 ADECUADA REALIZACIÓN DEL ESTUDIO

La Empresa deberá precaver tanto en el proceso concursal como una vez adjudicado el Estudio, situaciones de abandono por parte del Consultor, tales como muerte, incapacidad sobreviniente u otras similares que impidan la adecuada concreción del Estudio y sus objetivos.

4.12 CONTRATO

El contrato deberá ajustarse a los términos y condiciones del proceso concursal, al artículo 104º-5, inciso cuarto, y a las presentes Bases.

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

1 INTRODUCCIÓN

La Ley establece que la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en estos sistemas, las bases para efectuar los estudios de costos y planificación de inversiones, en adelante las Bases.

El presente capítulo establece los aspectos técnicos necesarios para el desarrollo del Estudio y la determinación del plan obligatorio de expansión, del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo que se debe efectuar en cada Sistema Mediano, según lo establece la Ley.

2 OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

Las Empresas deben contratar un Consultor para la realización del Estudio sobre la determinación del plan obligatorio de expansión para un período de planificación no inferior a 15 años, del costo incremental de desarrollo, del costo total de largo plazo y su proyecto de reposición, para cada Sistema Mediano, el cual debe ser presentado a la Comisión para que ésta lo analice y estructure las tarifas pertinentes.

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

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

3 TAREAS Y REQUERIMIENTOS GENERALES

De acuerdo al detalle que se especifica en los numerales 4 al 12 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.

La Empresa deberá 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 magnéticos de entrada y salida de datos, modelos utilizados, entre otros, 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, el análisis y los resultados alcanzados de los literales que se describen a continuación, según corresponda.

a) Costos Unitarios

Durante el desarrollo del Estudio, y a fin de homologar, comparar o establecer consistencia entre los distintos Sistemas Medianos, la Empresa deberá informar a la Comisión, en la forma y oportunidad que ésta lo requiera, las características técnicas, la vida útil y los costos unitarios de cada una de las componentes de generación, transmisión y demás infraestructura que pretende utilizar en la valorización de las instalaciones existentes, en el desarrollo de los planes de expansión de los mismos y en el respectivo proyecto de reposición.

Para ello, el Consultor deberá analizar críticamente toda la información que ponga a disposición la Empresa respecto del sistema y los costos unitarios de componentes, insumos o servicios, debiendo la Empresa respaldar adecuadamente el valor final que se informe a la Comisión.

b) Sistemas de Generación y Transmisión

El Consultor deberá analizar críticamente la información entregada por la Empresa a fin de identificar, caracterizar, valorizar y/o costear justificadamente las distintas unidades generadoras y las distintas líneas y equipos de transmisión de cada sistema, así como los costos variables de operación combustibles informados por la Empresa para el año 2004.

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

c) Subdivisión de la transmisión en tramos

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

d) Nudos de Retiro

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

Para este efecto, el Consultor debe considerar que las líneas o barras del sistema conectadas a tensiones inferiores o iguales a 23 kV corresponden al segmento de distribución, y deben quedar excluidos del Estudio.

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

e) Proyección de Demanda

El Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y potencia de punta para un período de planificación no inferior a 15 años, en cada uno de los nudos de retiro de cada sistema. Esta proyección se debe efectuar sobre la base de la evolución histórica de la demanda, del resultado que se conozca respecto de encuestas a grandes clientes, y de la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región y los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes.

La Empresa deberá entregar al Consultor, a la Comisión y a la Superintendencia, toda la información que posea respecto de la evolución histórica de la demanda de cada sistema y de cada nudo de retiro, su comportamiento mensual, las curvas de demanda horaria en los distintos nudos y en el sistema completo (escalones de potencia y duración) y el resultado que posea respecto de encuestas a grandes clientes.

f) Condiciones de Mercado y Tecnológicas Vigentes

Para valorar las instalaciones existentes, elaborar el plan de expansión y el proyecto de reposición, el Consultor deberá estudiar las condiciones de mercado y tecnológicas vigentes para determinar los costos unitarios de inversión y operación involucrados y las mejores alternativas tecnológicas disponibles. En los costos de inversión deberá también incluirse justificadamente el capital de trabajo y los intereses durante la construcción correspondiente.

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

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

g) Infraestructura y Terrenos

A partir del análisis crítico de la información que entregue la Empresa, el Consultor deberá determinar y valorizar los costos y vida útil de la infraestructura y demás bienes utilizados, así como los terrenos y sus costos.

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

Para efectos de determinar y valorizar el plan de expansión y el proyecto de reposición, a que se refieren las presentes Bases, el Consultor deberá definir la infraestructura y terrenos óptimos, y su evolución en el tiempo, considerando costos de mercado, dimensiones adecuadas en cuanto a tamaño y cantidad de infraestructura y terrenos involucrados, economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

h) Estructura y Costos de Personal

A partir del análisis crítico de la información que entregue la Empresa, el Consultor deberá determinar la estructura y costos de personal de la Empresa existente.

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

Para efectos de determinar y valorizar el proyecto de reposición y el plan de expansión, el Consultor deberá también definir la estructura y el costo global anual óptimo del personal dedicado a la operación, mantenimiento, administración y comercialización de la Empresa, y su evolución en el tiempo, considerando sueldos de mercado, planta de personal adecuada, entre otros, además de las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

i) Gastos Fijos Anuales de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización

A partir del análisis crítico de la información que entregue la Empresa, el Consultor deberá determinar y valorizar los gastos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización de las instalaciones de generación y transmisión de la Empresa, existentes al año 2004.

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

Para efectos de determinar y valorizar el plan de expansión y el proyecto de reposición, el Consultor deberá también determinar los gastos fijos anuales óptimos, y su evolución en el tiempo, considerando precios de mercado, consumo de insumos adecuado al tamaño de la Empresa y las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

j) Asignación de Costos Administrativos y Economías de Ámbito

Para las instalaciones existentes, en la elaboración del plan de expansión y del proyecto de reposición, 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, descontadas las fracciones correspondientes al segmento de distribución u otros sistemas 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.

Para la elaboración del plan de expansión y el proyecto de reposición, el Consultor deberá considerar las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

k) Subcontrato con Empresa Consultora Especialista

Para el desarrollo de los literales g), h), i) y j) anteriores, el Consultor deberá subcontratar una empresa consultora especialista en las materias identificadas en dichos literales. En su informe, la empresa consultora especialista deberá incluir el detalle completo de los análisis efectuados y los resultados alcanzados. La Empresa deberá enviar una copia a la Comisión del informe antes dicho, e incluirlo en los informes de avance y en el informe final que la Comisión solicite, según corresponda.

l) Modelos y Herramientas para la Modelación de la Operación

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

- **Unidades Generadoras**

Deberán ser caracterizadas por su capacidad, rendimiento, precio de combustibles, costos variables no combustibles, indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas existentes para centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos existentes para centrales eólicas, entre otros.

- **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.

- **Características Técnicas y Económicas Generales**

Costo de falla del sistema, tasa de descuento del 10% anual, exigencias de diseño y operación establecidas o derivadas de las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes, entre otras.

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

- Despacho económico de las distintas unidades generadoras, bajo las distintas condiciones de operación, y considerando las limitaciones de transmisión en las líneas, pérdidas en las instalaciones de transmisión, exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, así como las normas vigentes respecto de las restricciones ambientales.
- Flujos de potencia, pérdidas de energía y pérdidas de potencia de punta en los distintos tramos de las instalaciones de transmisión, en las distintas condiciones de operación, e identificación de situaciones de congestión.
- Factores de prorrata basados en la metodología conocida en la literatura técnica como factores GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con el mismo propósito.
- Factores de penalización de energía y potencia de punta en los distintos nudos de retiro del sistema.
- Análisis de estabilidad del sistema y regulación de tensión en los distintos nudos del mismo, para distintas condiciones de operación.

m) Plan de Expansión

El Consultor deberá determinar justificadamente el plan de expansión de generación y transmisión asociada al Sistema Mediano para un período de planificación no inferior a 15 años. Dicho plan será de carácter obligatorio en los segmentos de generación y transmisión. El plan de expansión debe ser óptimo, en adelante Plan de Expansión Óptimo, de modo tal que se minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización de la Empresa, sujeto a las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes, e incluyendo las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con el segmento de distribución e integración horizontal con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

El Consultor deberá efectuar el Plan de Expansión Óptimo sobre la base de las características técnicas de las instalaciones existentes, tanto de generación como de transmisión, de los precios de los combustibles, de la infraestructura técnica y administrativa existente, de la proyección de demanda, del costo de falla, de las alternativas tecnológicas y de costo disponibles en el mercado para las distintas componentes de generación, transmisión e infraestructura, de las normas ambientales y de seguridad y calidad de servicio vigentes.

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

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

o) Costos Variables de Operación y Falla

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, 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, y a partir de los modelos y herramientas para la modelación de la operación, el Consultor debe determinar el costo variable esperado de operación y falla de cada año considerado dentro del período de planificación no inferior a 15 años.

p) Costo Incremental de Desarrollo

El Consultor deberá determinar justificadamente y a partir del Plan de Expansión Óptimo, el costo incremental de desarrollo de las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano, en adelante CID, y luego asignarlo a cada uno de los nudos de retiro a través de la metodología conocida en la literatura técnica como factores GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con el mismo propósito, y desagregarlos en sus componentes de generación y transmisión, de acuerdo a lo establecido en el Anexo N° 1 de las presentes Bases y las normas técnicas vigentes.

q) Proyecto de Reposición Eficiente

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

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

r) Costo Total de Largo Plazo

El Consultor deberá determinar justificadamente el costo total de largo plazo de cada Sistema Mediando, en adelante el CTLP, a partir del Proyecto de Reposición Eficiente descrito en el literal precedente, de acuerdo a las establecidas en el Anexo N° 2 de las presentes Bases y las normas técnicas vigentes, desagregando dicho costo en sus componentes de generación y transmisión.

s) Fórmulas de Indexación

El Consultor deberá determinar e identificar justificadamente los principales elementos que afectan el valor del costo total de largo plazo de cada sistema, y determinar los polinomios de indexación correspondientes y sus ponderadores.

t) Costo de Falla

El Consultor deberá utilizar el mismo costo de falla utilizado en la última fijación de precios de nudo del sistema respectivo. En caso que no se hubieran fijado precios de nudo en dicho sistema, la Comisión informará al Consultor el costo de falla respectivo.

u) Tasa de Descuento

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

v) Precio de Combustibles

Para todos los efectos del Estudio, se considerará como precio de combustibles aquel que resulte del promedio de los últimos seis meses anteriores a la fecha de inicio del Estudio.

En caso que existan razones que justifiquen una proyección futura de los precios de combustibles distinta a la antes señalada, la Empresa deberá exponer ante la Comisión dichas razones. La Comisión podrá autorizar o no la utilización de dichas proyecciones.

w) Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio

Para efectos de las presentes Bases, las exigencias de seguridad y calidad de servicio que el Consultor deberá utilizar corresponderán a aquellas que se encuentren vigentes en el marco normativo vigente a la fecha de inicio del Estudio. En ausencia de mayores especificaciones, el Consultor podrá aplicar consideraciones y supuestos que respondan a las mejores prácticas de la ingeniería y que guarden relación con la planificación y operación económica de sistemas eléctricos.

4 TRATAMIENTO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

De acuerdo a las condiciones de mercado, el Consultor deberá analizar críticamente la información entregada por la Empresa, especialmente en lo que se refiere a los costos unitarios de los diferentes insumos, componentes, servicios o terrenos utilizados en instalaciones de generación, transmisión e infraestructura, y eventualmente corregirlos si fuese necesario.

Antes de la entrega del primer informe de avance del Consultor a la Empresa, esta última deberá informar a la Comisión los costos unitarios entregados al Consultor y la justificación que en cada caso corresponda.

La Comisión a su vez podrá emitir una recomendación respecto de los costos unitarios que se deben utilizar, de acuerdo a sus propios antecedentes. En dicho caso, la Empresa deberá 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 de ello al Consultor y a la Comisión.

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

4.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

a) Plano y topología del sistema

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

b) Identificación de Unidades Generadoras

El Consultor deberá identificar las distintas unidades generadoras, los transformadores de elevación de tensión, los sistemas de conexión al sistema, las mallas de puesta a tierra, los equipos de control, los equipos de medida y demás equipos de cada unidad, los estanques de combustible, los sistemas de tratamiento de combustible, las obras civiles para su emplazamiento directo tales como fundaciones u otros.

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

c) Características Técnicas de las Unidades Generadoras

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

- Potencia nominal en kW.
- Tipo de combustible o insumo energético utilizado con su correspondiente precio.
- Rendimiento y consumo específico.
- Costo variable no combustible.
- Año de construcción.
- Capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas existentes para centrales hidroeléctricas.
- Estadísticas de vientos existentes y factor de planta de centrales eólicas.
- Tasa de indisponibilidad forzada histórica.
- Programa de mantenimiento.
- Vida útil.

d) Identificación y caracterización de las instalaciones de transmisión

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

- Identificar los distintos equipos o elementos de subestaciones tales como condensadores, reactores, interruptores, desconectores, chisperos, pararrayos, bancos de baterías, mallas de puesta a tierra, ferreterías y demás equipos y sus características técnicas de capacidad, nivel de tensión, reactancia, vida útil 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 y vida útil, entre otros.
- Identificar las distintas líneas de transmisión y sus características técnicas de capacidad, nivel de tensión, resistencia, reactancia, tipo y sección de conductores, longitud, número de circuitos, vida útil, espaciamiento entre torres y/o postes, tipo de torres y/o postes, tipo de aislación, ferretería y mallas de puesta a tierra, entre otros.

e) Infraestructura

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

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

f) Terrenos

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

4.2 VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES

La valorización de las instalaciones existentes y de los costos de operación y mantenimiento de las mismas, corresponderá a los valores que se determinen a diciembre de 2004. Tales valores, sólo serán utilizados para calcular los costos del año base, que a su vez se utilizará en la determinación del CID, y como valor de referencia para efectos de la elaboración del plan de expansión y del Proyecto de Reposición Eficiente.

En la valorización de las unidades generadoras el Consultor deberá detallar el costo unitario de cada componente, insumo o servicio utilizado, incluidos cuando corresponda, los costos de flete, internación, descarga y flete terrestre de equipos, la valorización de las obras civiles, montaje mecánico, conexión eléctrica y pruebas, mano de obra, servicios de ingeniería, 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, espaciamento 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), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases. Junto con lo anterior se deberán considerar los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios utilizados, obras civiles, mano de obra y servicios de ingeniería, entre otros.

Para la valorización del costo de terrenos involucrados en las servidumbres para el tendido de líneas, emplazamiento de subestaciones y unidades generadoras, y construcción de edificios, entre otros. El Consultor deberá atenerse a lo señalado en el numeral 3, literales g), h), i), j) 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 es 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 g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases, considerando y justificando los costos unitarios de insumos y sueldos de mercado utilizados.

4.4 COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y FALLA

Para la determinación del costo variable combustible de operación, el Consultor deberá utilizar la información entregada por la Empresa. Asimismo, el Consultor deberá simular y determinar el costo variable de operación, combustible y no combustible, así como el costo esperado de falla del año 2004, y verificar la información de la Empresa de acuerdo a lo señalado en el numeral 3 del Capítulo II de las presentes Bases.

4.5 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

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

- a) Valor de inversión (VI) de cada unidad generadora, indicando y considerando su vida útil.
- b) Valor de inversión de las distintas instalaciones de transmisión, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, indicando y 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) Valor de inversión de infraestructura utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales, indicando y considerando su vida útil, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases. En el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión.

- e) Precios de combustibles y costos variables de operación combustibles del año 2004 para las distintas unidades generadoras, a partir de la información aportada por la Empresa.
- f) Gastos fijos de operación, mantenimiento y administración del año 2004, a partir de la información entregada por la Empresa, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j), k) del Capítulo II de las presentes Bases. El Consultor deberá identificar además:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración y comercialización.
- g) Estructura de personal vigente de la Empresa y costos al año 2004, de acuerdo a lo informado por la Empresa y al detalle indicado en el numeral 3, literales g) y k), del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) 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 administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y a los otros sistemas administrados por la misma Empresa y asignar justificadamente la fracción restante a las instalaciones de generación y transmisión del sistema.
- i) Determinar los nudos de retiro del sistema.
- j) Mediante la metodología conocida en la literatura técnica como factores de prorratio GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con 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 o barras de retiro del sistema.

5 PROYECCIÓN DE DEMANDA

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, los análisis y resultados de proyección de demanda donde se incluya a lo menos el detalle indicado en el numeral 3, literal e), 5.1 y 5.2, del Capítulo II de las presentes Bases.

5.1 METODOLOGÍA GENERAL

A partir de la información entregada por la Empresa, el Consultor deberá determinar la proyección de demanda de energía y potencia para un período de planificación no inferior a 15 años.

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 clientes relevantes del sistema, basadas en la información disponible obtenida a través de encuestas. Para tal efecto, la Empresa deberá realizar encuestas, las cuales deberán ser entregadas al Consultor al momento de dar inicio al Estudio.

Para la proyección de la demanda de potencia de punta, 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 5 escalones horarios de potencia. La duración de cada uno de ellos deberá ser determinada por el Consultor de forma tal de minimizar el error cuadrático.

5.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

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

- a) Las curvas de demanda mensual, para cada nudo o barra que se defina, y la curva de demanda mensual total coincidente del sistema.
- b) La información base para determinar dichas curvas, indicando a lo menos lo siguiente:
 - Antecedentes históricos y su respaldo, respecto de la evolución de la curva de demanda, en cada uno de los nudos o barras que se definan, y respecto de la curva de demanda total agregada, considerando y estimando justificadamente el factor de diversidad.
 - Antecedentes respecto de la incorporación o retiro de clientes de gran tamaño.
 - Metodología de proyección utilizada junto con los test que permitan verificar la proyección realizada.

6 PLAN DE EXPANSIÓN

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 a lo menos el detalle indicado en los numerales 6.1 y siguientes, y en el numeral 3, del Capítulo II de las presentes Bases.

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Cada cuatro años se debe desarrollar en cada Sistema Mediano un Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación y transmisión, para un período de planificación no inferior a 15 años, de carácter obligatorio para la Empresa que administre dicho sistema, que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, y que a su vez cumpla con la normativa ambiental y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecida en las normas técnicas vigentes.

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

Dicho Plan de Expansión Óptimo se debe desarrollar de acuerdo a las características de las instalaciones existentes de cada sistema, de la proyección de demanda del mismo para un período de planificación no inferior a 15 años, y de las mejores alternativas tecnológicas y de costos disponibles en el mercado de la generación y transmisión.

6.2 METODOLOGÍA GENERAL

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

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

- d) Caracterizar los diferentes tipos de líneas, postes, torres, aisladores, mallas de puesta a tierra, conductores, transformadores y equipos en general con posibilidad de ser incluidos en el Plan de Expansión Óptimo de las instalaciones de transmisión y valorar sus costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos unitarios por componentes, insumos o servicios, tales como conductores, aisladores, torres, postes, ferretería, mano de obra e ingeniería, entre otros.
- e) Determinar la estructura de personal y la infraestructura administrativa óptima, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases, contratando una empresa especialista en dicha materia.
- f) Utilizar los costos de racionamiento o energía no suministrada, según profundidad y duración disponible.
- 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:
- Simular el despacho económico las unidades generadoras y valorar correctamente la operación del sistema.
 - Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación.
 - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los distintos nudos 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.
 - Valorizar el costo variable de operación y falla de cada condición de operación, y el costo total esperado para cada año de estudio, producto de la ponderación de todas las condiciones operacionales señaladas.

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

- Características técnicas de las unidades generadoras, ya sean térmicas, hidroeléctricas, eólicas u otras, tales como su capacidad, tasa de indisponibilidad forzada, programa de mantenimiento, consumo específico, costo variable no combustible, precio de combustible, capacidad de regulación, factor de planta y estadísticas hidrológicas de centrales hidroeléctricas, factor de planta y estadísticas de vientos de centrales eólicas, entre otras.
- Restricciones y pérdidas en las instalaciones de generación y transmisión.
- Precio de combustibles y eventuales proyecciones debidamente justificadas.
- Proyección de demanda de acuerdo a lo señalado en el numeral 5 del Capítulo II de las presentes Bases.
- Costo de falla.
- Tasa de descuento del 10% anual.

- h) Sobre la base de las modelaciones anteriores, y las características técnicas de las instalaciones existentes, el Consultor deberá determinar el cronograma de las expansiones necesarias y óptimas en cada uno de los segmentos de generación y transmisión para abastecer la demanda proyectada y que cumplan con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes, además de las restricciones ambientales establecidas en las normas técnicas vigentes. El Consultor también deberá incluir el Plan de Expansión Óptimo de la infraestructura necesaria que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- i) Definir el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que respaldan el Plan de Expansión Óptimo determinado, en la forma, dimensión y plazos determinados. Entre estas hipótesis se debe incluir al menos la demanda, los costos unitarios de inversión de las unidades generadoras, de las instalaciones de transmisión de mayor relevancia y el precio de los combustibles.
- j) Detallar en los resultados del Plan de Expansión Óptimo de generación, transmisión e infraestructura, las fechas inicio de construcción y de entrada en servicio de las nuevas unidades generadoras y de las nuevas instalaciones de transmisión, tales como líneas, transformadores, u otros elementos, sus costos de inversión, de operación, y sus costos fijos anuales de operación, mantenimiento, administración y comercialización
- k) El detalle de los costos de inversión de las unidades generadoras, líneas y equipos de transmisión utilizados en el Plan de Expansión Óptimo, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento que los caracterizan, los costos de la futura infraestructura y demás bienes y equipos que deban incorporarse, así como la estructura óptima de personal y los sueldos de mercado utilizados, deberán ser presentados por el Consultor en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, a nivel de componentes, insumos y servicios, indicando los costos unitarios correspondientes y sueldos, entre otros.

6.3 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN GENERACIÓN

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

- Capacidad de nuevas unidades, adecuadas al tamaño del sistema.
- Precio de combustibles.
- Costo de falla.
- Tasa de descuento del 10% anual.
- Tipos de centrales adecuados a los combustibles disponibles de cada zona, conforme a las condiciones climáticas de la zona.
- Consideración de economías de escala para definir las capacidades mínimas de las unidades generadoras a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.

- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.4 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN TRANSMISIÓN

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

- Flujos máximos para las distintas condiciones de operación.
- Análisis de pérdidas y congestiones.
- Criterio de seguridad n-1, según corresponda, para los tramos más importantes del sistema.
- Consideración y valorización de las eventuales nuevas servidumbres sobre terrenos.
- Capacidad de líneas, transformadores y equipos adecuados a las condiciones de máxima transferencia.
- Consideración de economías de escala para definir las capacidades mínimas de las nuevas líneas, transformadores y equipos a incluir en el Plan de Expansión Óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

6.5 PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO EN INFRAESTRUCTURA

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

6.6 VALORIZACIÓN DE INVERSIONES DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO

El Consultor deberá presentar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el detalle de la valorización de los distintos componentes del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación, transmisión e infraestructura determinado en los numerales anteriores. En cada caso deberá entregar el respaldo de los costos unitarios utilizados para valorar las distintas componentes, insumos o servicios, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción y análisis. El Consultor deberá explicitar claramente los criterios con que se han tratado las inversiones compartidas con el segmento de distribución o con otros sistemas 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, mantenimiento, administración y comercialización que resultan del Plan de Expansión Óptimo. En todos los casos el Consultor deberá mostrar el respaldo de mercado para los sueldos y costos unitarios utilizados para los distintos insumos, de modo tal que permita a la Comisión su completa reproducción, el análisis de dichos costos y sueldos y verificar los criterios con que se han tratado los costos compartidos con el segmento de distribución o con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

6.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

El Consultor deberá señalar en detalle la manera como se determinó la proyección de las pérdidas de energía y de potencia. En el cálculo de las mismas deberá considerar a lo menos, para cada año del horizonte, tres bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtendrán a partir de la demanda máxima horaria.

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) Valor de inversión de cada unidad generadora incluida en el Plan de Expansión Óptimo, indicando y considerando su vida útil.
- b) Valor de inversión 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, indicando y 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) Valor de inversión de infraestructura incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases, utilizados para fines técnicos, administrativos o comerciales, indicando y considerando su vida útil. Para el caso de infraestructura cuyo uso sea compartido con las actividades del segmento de distribución o con otros sistemas administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.
- e) Precios de combustibles y costos variables de operación de las distintas unidades generadoras consideradas en el Plan de Expansión Óptimo e instalaciones existentes, para cada año considerado en el horizonte de planificación.
- f) Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases. El Consultor deberá además identificar para el Plan de Expansión Óptimo lo siguiente:
- Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración y comercialización.
- 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 g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) 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 administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y a los otros sistemas 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.
- i) Mediante la metodología conocida en la literatura técnica como factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir 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 o barras de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación.

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

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y los resultados obtenidos respecto del costo incremental de desarrollo, en adelante CID, donde incluya a lo menos el detalle indicado en el numeral 7.1 y siguientes, y en el numeral 3, literal p), del Capítulo II de las presentes Bases.

7.1 OBJETIVOS GENERALES

El CID a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para su cálculo, se deberá establecer el Plan de Expansión Óptimo que minimiza el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y falla del sistema para un período de planificación no inferior a 15 años.

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

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

En caso que el Plan de Expansión Óptimo sea nulo, es decir, que dentro de un período de planificación no inferior a 15 años, no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión, en el Estudio se omitirá el cálculo del CID, y el Consultor sólo deberá calcular el costo total de largo plazo.

7.2 METODOLOGÍA GENERAL

Sobre la base del Plan de Expansión Óptimo, la infraestructura inicialmente existente y la proyección de demanda, el Consultor deberá determinar los costos de inversión, operación, mantención, administración y comercialización para cada uno de los años del período de planificación no inferior a 15 años del Estudio, considerando en la valorización de las nuevas inversiones la vida útil y el valor residual de cada componente al final del período de planificación.

El Consultor deberá determinar así los incrementos de demanda de energía y potencia, las anualidades de los costos de inversión de las ampliaciones de generación, transmisión e infraestructura, descontando de dichos costos de inversión los valores residuales respectivos al final del período de planificación que resulta de la vida útil de cada componente, y el incremento en los costos de operación, mantención, administración y comercialización, respecto del año base, para cada uno de los años del período de planificación no inferior a 15 años.

A partir de lo anterior, y mediante el procedimiento de asignación basado en los factores de prorrata GLDF y GGDF, u otro equivalente que permita cumplir con el mismo propósito, conforme a lo establecido en el Anexo N° 1, se debe calcular el CID en las distintas barras del sistema, desagregados en generación y transmisión.

7.3 CÁLCULO

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

Para efectos de estimar el valor residual de cada componente de inversión del Plan de Expansión Óptimo, al término del período de estudio, el Consultor deberá considerar vidas útiles sustentadas en la literatura técnica, las que serán presentadas en los informes de avance y en el informe final, según corresponda. El valor residual al final del período de estudio se calculará como aquel monto remanente al término de dicho período, una vez descontadas las cuotas acumuladas de depreciación en el período.

En caso que una misma Empresa tenga integración vertical con el segmento de distribución o integración horizontal con otros sistemas 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.

A su vez, el Consultor deberá asignar las subestaciones existentes 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 distintos nudos del sistema, utilizando la metodología de asignación conocida como factores GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con el mismo propósito, de acuerdo a lo establecido en el Anexo N° 1. Para construir dichos factores el Consultor deberá analizar para cada año, al menos tres bloques horarios de demanda. Estos análisis 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, lo siguiente:

- a) Valor de inversión de cada unidad generadora incluida en el Proyecto de Reposición Eficiente, indicando y 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 potencia de punta del sistema, indicando y considerando su vida útil, y los factores de penalización de potencia de punta en los distintos nudos de retiro del sistema.
- b) Valor de inversión de las distintas componentes del sistema de transmisión considerados en el Proyecto de Reposición Eficiente, incluyendo líneas, transformadores, subestaciones, condensadores, reactores, interruptores, y demás equipos, indicando y 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) Valor de inversión de infraestructura incluida en el Plan de Expansión Óptimo, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j), y k) del Capítulo II de las presentes Bases, utilizada para fines técnicos, administrativos o comerciales, indicando y 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 administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente y asignar justificadamente la fracción restante a las distintas unidades de generación y a los distintos tramos de transmisión del sistema.
- e) Precios de combustibles y costos variables de operación de las distintas unidades generadoras consideradas en el Plan de Expansión Óptimo, para cada año considerado en el horizonte de planificación.
- f) Gastos fijos de operación, mantenimiento, administración y comercialización considerados en el Plan de Expansión Óptimo, y su evolución en el tiempo, identificando los gastos de personal, transporte, subcontratos, insumos, entre otros, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j), y k) del Capítulo II de las presentes Bases. El Consultor deberá además identificar para el Plan de Expansión Óptimo lo siguiente:
 - Costos fijos de operación de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de las distintas unidades generadoras.
 - Costos fijos de mantenimiento de transformadores.
 - Costos fijos de mantenimiento de equipos de subestaciones.
 - Costos fijos de mantenimiento de líneas.
 - Gastos fijos de administración y comercialización.

- g) Evolución en el tiempo de la estructura de personal del Plan de Expansión Óptimo de la Empresa y sus costos, de acuerdo al detalle indicado en el numeral 3, literales g), h), i), j), y k) del Capítulo II de las presentes Bases.
- h) 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 administrados por la misma Empresa, el Consultor deberá identificar justificadamente la fracción a descontar correspondiente al segmento de distribución y/o a los otros sistemas 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.
- i) Mediante la metodología conocida en la literatura técnica como factores de prorrateo GLDF y GGDF, u otra equivalente que permita cumplir 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, así como sus costos, a cada uno de los nudos o barras de retiro del sistema, para cada año considerado en el horizonte de planificación.

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

El Consultor deberá entregar en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el análisis y resultados obtenidos en la determinación del Proyecto de Reposición Eficiente y en el cálculo del costo total de largo plazo, en adelante 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 período 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.

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

8.2 METODOLOGÍA GENERAL

En la determinación del CTLP el Consultor debe eliminar las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, reemplazándolo por otro cuyo diseño y dimensionamiento corresponda al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de evaluación, y que a su vez sea consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

Para ello, el Consultor deberá desarrollar un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación y transmisión en el año base y sus ampliaciones en el período de planificación no inferior a 15 años.

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 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, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas vigentes.

8.3 PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE PARA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

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

- a) Simulación de la operación de cada alternativa de parque inicial. El Consultor deberá realizar una simulación de la operación de cada alternativa de parque estudiada por medio de los mismos modelos y herramientas utilizadas para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, y que a lo menos permitan:
 - Caracterizar adecuadamente la demanda en bloques de duración
 - Simular el despacho óptimo de unidades generadoras de acuerdo a sus costos variables de operación, considerando su indisponibilidad forzada y de mantenimiento, rendimientos, costos variables no combustibles, costos de combustibles, la capacidad de regulación en el caso de centrales hidroeléctricas, y que permita incorporar el costo de falla del sistema en el análisis.
 - En el cálculo de las pérdidas, el Consultor deberá considerar a lo menos, para cada año del horizonte, tres bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtendrán a partir de la demanda máxima horaria.
 - Realizar flujos de potencia que permitan determinar las pérdidas y la regulación de tensión en cada una de las líneas para las distintas condiciones de operación del sistema.
 - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los distintos nudos del mismo, para distintas condiciones de operación.
- b) En la elaboración del proyecto de las instalaciones eficientes para satisfacer la proyección de demanda, el Consultor deberá incluir al menos un análisis de expansión y adaptación de instalaciones a la demanda sobre la base de módulos de expansión óptimos. Se entiende por módulo de expansión óptimo a aquel tamaño de instalaciones que permite cubrir la expansión de demanda en el horizonte del estudio y que minimiza el CTLP.
- c) El Consultor deberá desarrollar un análisis de diferentes tecnologías disponibles en el mercado.

Sobre la base de los análisis anteriores, el Estudio determinará el Proyecto de Reposición Eficiente para generación y transmisión. Este considera las instalaciones de generación y transmisión iniciales, óptimas, y las ampliaciones que se derivan en el horizonte de evaluación.

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 evaluación, ya sean éstos edificios, terrenos, vehículos, sistemas de control, sistemas informáticos, sistemas de medida, entre otros, de acuerdo a lo señalado en el numeral 3, literales g), h), i), j) y k) del Capítulo II de las presentes Bases.

8.5 COSTOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

El Consultor deberá calcular los costos anuales de operación, mantención, administración y comercialización que resultan del Proyecto de Reposición Eficiente. En todos los casos el Consultor deberá mostrar el respaldo que permita a la Comisión la reproducción completa de los resultados y su análisis. Especial atención se debe dar a las economías de ámbito con que se traten los costos compartidos con el segmento de distribución o con otros sistemas administrados por la misma Empresa.

En los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el Consultor deberá presentar el detalle de los costos determinados en el Estudio a nivel de componentes, insumos o servicios del sistema.

8.6 VALORIZACIÓN DE PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE

El Consultor deberá presentar el detalle de la valorización de los distintos componentes de costo del Proyecto de Reposición Eficiente de generación, transmisión e infraestructura, incluyendo los costos de inversión y costos fijos y variables de operación determinado conforme al numeral 8.1 y siguientes del Capítulo II de las presentes Bases. En cada caso deberá entregar el respaldo de los valores unitarios utilizados, de modo tal que permita a la Comisión su análisis.

8.7 DETERMINACIÓN DE COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO

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 período tarifario de cuatro años 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 FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

El Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, la fórmula de indexación del CID y del CTLP.

Dichas fórmulas estarán compuestas por un conjunto de índices de precios de insumos, bienes, monedas extranjeras o servicios relevantes y las ponderaciones asociadas a las variaciones de dichos precios. Específicamente, las fórmulas de indexación tendrán la siguiente estructura:

$$\text{Costo}_t = \text{Costo}_0 \times I_t$$

$$I_t = \sum_k \alpha_k \times \left(\frac{\text{Index}_{tk}}{\text{Index}_{0k}} \right)$$

en donde:

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 el efecto 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 tarifas.

El Consultor deberá incluir en los informes de avance y en el informe final, según corresponda, el valor base de los respectivos índices o describir explícitamente la forma de obtenerlos, la justificación de la selección utilizada para los índices de precios asociada a los insumos, la descomposición de la estructura de costos y la metodología para obtener los factores de ponderación para cada índice.

10 ANTECEDENTES A ENTREGAR POR LA EMPRESA A LA COMISIÓN

La Empresa deberá entregar a la Comisión la siguiente información:

- a) Copia de toda la información y los resultados establecidos en las presentes Bases, e incluir en los informes que la Comisión solicite, según corresponda, toda la información y resultados obtenidos en el desarrollo de los numerales 4, 5, 6, 7, 8 y 9 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 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 la Empresa.

La Comisión analizará, homologará y comparará dichos costos unitarios, y podrá recomendar la corrección de ellos. La Comisión comunicará al Consultor, dentro de los 30 días 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.

11 INFORMES QUE DEBE PRESENTAR EL CONSULTOR A LA EMPRESA

En los informes de avance y en el informe final, el Consultor deberá justificar cada uno de los resultados obtenidos, detallando la metodología utilizada.

A más tardar, 45 días después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar un informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 4 y 5 del Capítulo II de las presentes Bases, y de acuerdo a lo señalado en los numerales 10 y 12 del Capítulo II de las presentes Bases. En dicho informe, el Consultor deberá incluir los costos unitarios de las distintas componentes, insumos o servicios, de acuerdo a lo señalado en el numeral 10 y 12 del Capítulo II de las presentes Bases.

A más tardar, 90 días después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar un informe de avance donde incluya el análisis y resultados de los numerales 6 y 7 del Capítulo II de las presentes Bases, y de acuerdo a lo señalado en los numerales 10 y 12 del Capítulo II de las presentes Bases.

A más tardar, 4 meses después de iniciado el Estudio, el Consultor deberá elaborar el informe final donde incluya el análisis y resultados de todos los numerales indicados en las presentes Bases.

12 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 la Empresa a la Comisión en medios magnéticos, a fin de que ésta pueda reproducir completamente los resultados obtenidos.

La Empresa deberá 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 y 9 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, la Empresa deberá entregar a la Comisión los resultados del Estudio conforme a los formatos y estructura que se presenta en el Anexo N° 3 de las presentes Bases.

ANEXO N° 1 : Determinación del Costo Incremental de Desarrollo

CID de Generación y Transmisión

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

$$CID_j = CIDG_j + CIDL_j$$

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

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

donde:

- CID_j : Costo incremental de desarrollo del sistema de generación y transmisión, en el horizonte de planificación, asociado al incremento de demanda en el nudo j , en \$/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 \$/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 \$/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 \$.
- $VPIL_j$: Valor presente de las inversiones en transmisión a efectuar durante el período de planificación, asociadas al incremento de demanda en la barra j , en \$.
- $VPRG_j$: Valor presente del valor residual, al final del período de planificación, de las inversiones en generación incluidas en el plan de expansión, asociadas al incremento de demanda en la barra j , en \$.
- $VPRL_j$: 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 \$.
- $VPCOMG_j$: 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 \$.
- $VPCOML_j$: 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 \$.
- $VPGIE_j$: 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 en los siguientes puntos.

Valor Presente de 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 al nudo j del sistema, $VPIG_j$ y $VPIL_j$ respectivamente.

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

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

La referida asignación se debe efectuar de acuerdo al uso relativo de las distintas unidades generadoras y 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 la metodología conocida en la literatura técnica como GLDF o GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con el mismo propósito.

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

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

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

donde:

- 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 del sistema en que se determina el costo incremental de desarrollo.
- r : Tasa de actualización igual a 10% anual.
- 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 \$.
- IL_{tl} : Inversión considerada en el Plan de Expansión Óptimo en el tramo l de transmisión, en el año t, en \$.
- $FPROG_{jtg}$: 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 conocida en la literatura técnica como factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con 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 conocida en la literatura técnica como factores GLDF o GGDF, u otra equivalente que permita cumplir con 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 al nudo j, $VPRG_j$ y $VPRL_j$, respectivamente:

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

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

donde:

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

Valor Presente de Costos 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 al nudo j, $VPCOMG_j$ y $VPCOML_j$, respectivamente.

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

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

donde:

- $COMG_{tg}$: Costos de operación y falla, mantenimiento, administración y comercialización efectuados en el año t y asignados a la unidad generadora g, en \$/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 \$/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 \$/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 \$/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 dos 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 nudo j del sistema, entre el año t y el año base, para los años considerados en el horizonte del Plan de Expansión Óptimo, $VPGIE_j$ en kWh.

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

donde:

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

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

Factores de Penalización

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

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

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

$$FpE_j = \frac{VP_{perLE_j}}{VP_{DIE_j}} + 1$$

donde:

VP_{perLE_j} : Valor presente de las pérdidas incrementales de transmisión de energía asociadas al nudo j.

VP_{DIE_j} : Valor presente de las demandas incrementales de energía del nudo j.

E_{jt} : Energía consumida en el nudo j, en el año t, en kWh.

E_{j0} : Energía consumida en el nudo 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.

ANEXO N° 2 : Determinación del Costo Total de Largo Plazo

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

$$\text{CTLP} = \text{CTLPG} + \text{CTLPL}$$

$$\text{CTLPG} = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[\text{AVIG}_t + \text{COMAG}_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

$$\text{CTLPL} = \left(\sum_{t=1}^T \frac{[\text{AVIL}_t + \text{COMAL}_t]}{(1+r)^t} \right) \cdot \left(\frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \right)$$

donde:

- T : Número de años considerados en el período tarifario (4 años).
- CTLPG : Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación para el período tarifario de 4 años, en \$/año.
- CTLPL : Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de transmisión para el período tarifario de 4 años, en \$/año.
- CTLP : Costo total de largo plazo del sistema, asociado al Proyecto de Reposición Eficiente de generación y transmisión para el período tarifario de 4 años, en \$/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 \$/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 \$/año.
- COMAG_t : Costo 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 \$/año.
- COMAL_t : Costo 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 \$/año.

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, una tasa de actualización de 10% anual.

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 Entrega de Resultados

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

Tramo		Tramo 1	Tramo ..	Tramo n
	Sistema			
	Propietario			
	Giro (1)			
	Región (2)			
	Provincia (3)			
	Extremo1 (4)			
	Extremo2 (4)			
Estructuras	Tipo Estructura (5)			
	Cantidad Total			
	Cantidad Anclaje			
	Cantidad Suspensión			
	Cantidad Remate			
Aisladores (6)	Tipo Aisladores 1			
	Total Aisladores 1			
	Tipo Aisladores 2			
	Total Aisladores 2			
	Tipo Puesta a Tierra (7)			
Otros (8)	Otros 1			
	Otros 2			
	Otros 3			
Tendido	Tipo Circuito (simple o doble)			
	Lóngitud (Km)			
	Tensión (kV)			
	Capacidad (MVA)			
	Flujo Maximo 2004 (MW)			
Fases	Nombre Conductor (9)			
	Material (10)			
	Seccion (mm ²)			
Neutro	Nombre Conductor			
	Material			
	Seccion (mm2)			
Cable Guardia	Nombre Conductor			
	Material			
	Seccion (mm2)			
	Franja Servidumbre (mts)			
Parámetro eléctricos (11)	R			
	X			
	B			
Tasa de Falla (12)	hrs/año			
A) Valorización bienes y equipos en estructuras	(M\$) al 31/12/04			
B) Valorización Conductores en Líneas	(M\$) al 31/12/04			
C) Terreno, Servidumbres, derechos municipales y otros	(M\$) al 31/12/04			
D) COyM	(M\$/año) al 31/12/04			
Total = (A)+(B)+(C)+(D)	(M\$) al 31/12/04			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
- (2) Número de Región. En caso de cruzar 2 regiones, asignar a la que tenga la mayor extensión.
- (3) Nombre de Provincia. En caso de cruzar 2 provincias, asignar a la que tenga la mayor extensión.
- (4) Nombre de subestación.
- (5) Tipo de Estructura (Metálica, Poste Cemento, Poste Madera).

- (6) Indicar tipos de aisladores utilizados.
- (7) Indicar tipo de malla puesta a tierra de cada estructura.
- (8) Indicar otros ítems y su cantidad total (cruceas, 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 Nº 2
ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE SUBESTACIONES

		S/E 1	S/E ..	S/E n	
Subestación	Propietario				
	Giro (1)				
	Nombre Subestación				
	Región				
	Provincia				
	Coordenadas (latitud y longitud)				
	Tipo (2)				
	Superficie (mts ²)				
Transformadores	Número de Paños				
	Número de Transformadores				
	Propietario				
	Giro				
	Año Fabricación				
	Razón de Transformación				
	Tipo Transformador (3)				
	Estado Transformador (4)				
	Capacidad Maxima (MVA)				
	Flujo Maximo 2004 (MW)				
	Flujo Energía 2004 (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				
Paños	Tasa de Falla (8)				
	Propietario				
	Giro				
	Tensión (kV)				
Interruptores	Tipo Paño (9)				
	Tipo de Interruptor (10)				
	Capacidad de Interrupción (A)				
	Tipo de Reconexión (11)				
	Días Mantenimiento Anual				
Otros (12)	Año Fabricación				
	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					
Edificios	Tipo Puesta a Tierra				
	Propietario				
	Giro				
	Uso (14)				
	Tipo de Construcción				
	Superficie (mts ²)				
	Número de Pisos				
	Año Construcción				
Otros Equipos (15)	Número de Habitaciones				
	Número de Baños				
	Equipos de Control				
	Equipos de Medida				
	Equipos de Telecomunicaciones				
Valorización	Bancos de Baterías				
	A) Valorización de transformadores	(M\$) al 31/12/04			
	B) Valorización otros equipos (transformadores excluidos)	(M\$) al 31/12/04			
	C) Terreno, edificios, servidumbres, derechos municipales y otros	(M\$) al 31/12/04			
Total	D) COyM	(M\$/año) al 31/12/04			
	Total = (A)+(B)+(C)+(D)	(M\$) al 31/12/04			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
- (2) Código según tipo de subestación: Interperie (I), Encapsulada (E), Mixta (M).
- (3) Código según tipo: Autotransformador trifásico (A3), Transformador trifásico (T3), Banco de autotransformadores monofásicos (BA), Banco de transformadores monofásicos (BT), Autotransformador monofásico (A1).
- (4) Código de estado del transformador según: Servicio (S), Reserva conectada (RC), Reserva en frío (RF).
- (5) Indicar número y % de razón de cada uno, desde el mínimo hasta el máximo.
- (6) Con Cambiador de Taps bajo carga (con), sin cambiador de Taps bajo carga (sin).
- (7) Parámetros por cada transformador en por unidad base 100 MVA.
- (8) Tasa de falla o apertura propia del transformador, sin considerar aquellas producto de fallas o aperturas generadas en otros elementos.
- (9) Código según tipo de paño: Transformación (T), Acoplador (A), Seccionador de Barra (SB), Equipos de Compensación (EC), Alimentador de Distribución (D), Servicios auxiliares (AUX).
- (10) Describir tipo de extinción de arco (flujo de aceite, aire, entre otros) y mecanismo de separación de fases (aire comprimido u otro).
- (11) Reconexión Manual (M) o automática (A).
- (12) Nombre o descripción.
- (13) Código según tipo de compensación: Banco (B), Banco en celda (BC), Condensadores (C), Reactores (R).
- (14) Descripción de uso: casa nochera, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, entre otros.
- (15) Nombre o descripción.

CUADRO Nº 3
ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE UNIDADES GENERADORAS

		Unidad 1	Unidad ..	Unidad n	
Unidades Generadoras	Sistema				
	Propietario				
	Giro (1)				
	Región				
	Provincia				
	Coordenadas (latitud y longitud)				
	Tipo Unidad generadora (2)				
	Capacidad (MW)				
	Potencia Mínima (MW)				
	Año Fabricación o Construcción				
	Vida Útil				
	Tasa de Disponibilidad 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 (mts ³ /seg)			
		Energía Anual Media (GWh)			
		Factor de Planta (11)			
Altura Máxima de Caída (mts)					
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)					
Eólicas	Chimenea de Equilibrio (18)				
	Velocidad Máxima Viento				
	Velocidad Mínima Viento				
	Energía Anual Media (GWh)				
	Factor de Planta				
	Tipo Aerogenerador				
	Número de Aspas				
Otros (19)	Altura Sobre el Terreno (mts)				
	Altura Absoluta (m.s.n.m)				
	Equipos de Control				
	Equipos de Medida				
	Protecciones				
Parámetro eléctricos (20)	Banco de Baterías				
	Tipo de Fundación				
	Edificios o Galpones				
	Reactancia Síncrona +				
	Reactancia Síncrona -				
	Reactancia Síncrona 0				
Fecha de Puesta en Servicio					
A) Valorización unidad Generadora	(M\$) al 31/12/04				
B) Valorización equipos y transformadores	(M\$) al 31/12/04				
C) Terreno, edificios, servidumbres, derechos municipales y otros	(M\$) al 31/12/04				
D) COYM	(M\$/año) al 31/12/04				
Total = (A)+(B)+(C)+(D)	(M\$) al 31/12/04				

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

CUADRO Nº 4
ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE INFRAESTRUCTURA⁽⁶⁾

Edificios	Propietario			
	Giro (1)			
	Uso (2)			
	Tipo de Construcción			
	Superficie (mts2)			
	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			
A) Valorización de edificios (incluyendo terrenos)	(M\$) al 31/12/04			
B) Valorización vehículos	(M\$) al 31/12/04			
C) Valorización otros equipos	(M\$) al 31/12/05			
D) COMA	(M\$/año) al 31/12/04			
E) Otros	(M\$) al 31/12/04			
Total = (A)+(B)+(C)+(E)	(M\$) al 31/12/04			

- (1) Ingresar código correspondiente según: Empresa Integrada (G-T-D) (Ix), Empresa Generadora (Gx), Empresa de Transmisión (Tx), Empresa Distribuidora (Dx), Cliente (Cl).
- (2) Descripción de uso: casa nochera, edificio para albergue de equipos y empleados, para control y comando, galpones, u otro.
- (3) Porcentaje de asignación al sistema de generación transmisión, excluyendo los porcentajes asignables a distribución o a otros sistemas 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 Nº 5
ESTRUCTURA Y FORMATO PARA BASE DE DATOS DE PERSONAL

		Número	Sueldo
Personal	Ejecutivos		
	Ingenieros		
	Abogados		
	Técnicos		
	Operarios		
	Obreros		
	Empleados Administrativos		
	Secretarias		
	Estafetas		
COSTO ANUAL	(M\$/año) al 31/12/04		

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Teatinos N° 120, Piso 7, Santiago

Artículo segundo:

Comuníquese a las empresas que operan en Sistemas Medianos, las Bases Definitivas que se aprueban a través de la presente Resolución, a través de su envío por correo electrónico y de su publicación en la página web de la Comisión Nacional de Energía, todo ello de conformidad a lo dispuesto en el artículo tercero letra d) de la Resolución Exenta CNE/N° 342 de 2005.

Anótese, publíquese en la Página web Institucional, y comuníquese.



LUIS SÁNCHEZ CASTELLÓN
Secretario Ejecutivo Comisión Nacional de Energía

CEM/CZR/CGO/DSU

Distribución:

1. Área Jurídica
2. Área Eléctrica
3. Archivo Res: Exentas

