

REF.: Aprueba "Informe de Costos de Tecnologías de Generación", de enero de 2018.

SANTIAGO, 31 ENE 2018

RESOLUCIÓN EXENTA N° 55

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N°2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión", modificado por Ley N°20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en particular aquellas introducidas por la Ley N° 20.936, en adelante e indistintamente "la Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 19.880, que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, en adelante e indistintamente "Ley N° 19.880";
- d) Lo indicado en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo, en adelante e indistintamente "D.S. N° 86";
- e) Lo dispuesto en la Resolución Exenta N° 641 de la Comisión, de 30 de agosto de 2016, que establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo, modificada por Resoluciones Exentas N° 434 y N° 603 de la Comisión, ambas del 2017, en adelante e indistintamente "Resolución N° 641"; y,
- f) La Resolución N° 1600, de 2008, de Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, el artículo 160° de la Ley dispone la obligación de fijar, semestralmente, los precios de nudo definidos en el artículo 162° de la misma;

- 2) Que, el artículo 1° de la Resolución N° 641 dispone que los precios de nudo de corto plazo serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", en los meses de febrero y agosto de cada año;
- 3) Que, el artículo 162° de la Ley dispone que, para efectos de cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán en base a un programa de obras de generación y transmisión que minimice el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y razonamiento;
- 4) Que, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 162° de la Ley y 38° del D.S. N° 86, esta Comisión ha elaborado el "Informe de Costos de Tecnología de Generación", de enero de 2018, que tuvo por objeto identificar costos estándares y eficientes de inversión y operación para centrales generadoras que utilizan diferentes fuentes de energía, obteniendo de esta forma valores que permitan determinar el programa de obras con información adecuada y utilizarlo como insumo para los procesos de determinación de precios de nudo de corto plazo asociados a las fijaciones del año en curso; y,
- 5) Que, en virtud de lo señalado en los considerandos anteriores y de lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley N° 19.880, que consagra el principio conclusivo, en virtud del cual, todo el procedimiento administrativo está destinado a que la Administración dicte un acto decisorio que se pronuncie sobre la cuestión de fondo y en el cual exprese su voluntad, y conforme al mérito del informe ya individualizado precedentemente, la Comisión procederá a aprobarlo según se señala a continuación.

RESUELVO:

Artículo Primero.- Apruébase el informe denominado "Informe de Costos de Tecnologías de Generación" de enero de 2018, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:



INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

INFORME ANUAL

Enero 2018

Tabla de contenido

1	Antecedentes	4
2	Objetivos	5
3	Descripción de Tecnologías de Generación	6
3.1	Tecnología Térmica a Carbón	6
3.2	Tecnología Térmica a Gas Natural	8
3.3	Tecnología Térmica Diésel	11
3.4	Tecnología Eólica	13
3.5	Tecnología Solar Fotovoltaica	13
3.6	Tecnología Solar de Concentración (Termosolar)	14
3.7	Tecnología Geotérmica	15
3.8	Tecnología Hidráulica de Embalse	17
3.9	Tecnología Hidráulica de Pasada	19
3.10	Tecnologías Térmicas a Biomasa y Biogás	21
4	Partidas de costos de inversión comunes a las distintas tecnologías	25
4.1	Obras Civiles y Montaje	25
4.2	Equipamiento Eléctrico	26
4.3	Interconexión Eléctrica	27
4.4	Gastos de Gestión del Propietario	29
5	Costos de Inversión por Tecnología	30
5.1	Fuentes de Información	30
5.2	Estudio de Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación	30
5.3	Antecedentes de Proyectos en Estudio y Construcción	31
5.4	Costos de Inversión Unitarios	34
5.4.1	Tecnología Térmica a Carbón	34
5.4.2	Tecnología Térmica a Gas Natural (Ciclo Combinado)	34
5.4.3	Tecnología Térmica a Gas Natural (Ciclo Abierto)	34
5.4.4	Tecnología Térmica Diésel	34
5.4.5	Tecnología Eólica	35
5.4.6	Tecnología Solar Fotovoltaica	35
5.4.7	Tecnología Solar Térmica	35
5.4.8	Tecnología Hidráulica de Pasada	35

5.4.9	Tecnología Hidráulica de Embalse	35
5.4.10	Tecnología Mini-Hidráulica	36
5.4.11	Tecnología Térmica a Biomasa	36
5.4.12	Tecnología Térmica a Biogás	36
5.4.13	Tecnología Geotérmica.....	36
5.4.14	Resumen Costos de Inversión Referenciales	37
6	Costos Variables	38
6.1	Consumos específicos	39
6.2	Costos variables no combustibles	39
7	Costos Fijos.....	40
7.1	Costos fijos de operación y mantenimiento	40
8	Otras Características	41
8.1	Plazos referenciales de construcción y puesta en servicio.....	41
9	Anexo 1: Partidas de Costos de Inversión por Tecnología.....	42
9.1	Tecnología Hidráulica de Embalse.....	42
9.2	Tecnología Hidráulica de Pasada y Mini-Hidráulica	44
9.3	Tecnología Eólica	46
9.4	Tecnología Solar Fotovoltaica.....	47
9.5	Tecnología Solar Térmica (Concentración)	48
9.6	Tecnología Geotérmica.....	49
9.7	Tecnología Térmica a Biogás.....	51
9.8	Tecnología Térmica a Biomasa.....	53
9.9	Tecnología Térmica Diésel.....	55
9.10	Tecnología Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado.....	56
9.11	Tecnología Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto.....	58
9.12	Tecnología Térmica a Carbón.....	60

1 Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el Artículo 162° de la Ley General de Servicios Eléctricos, debe determinar un programa de obras de generación y transmisión que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica, esto es, la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio utilizado en el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo. Con este programa de obras se determina la operación del sistema eléctrico para efectos del cálculo de costos marginales que dan lugar a los precios de nudo de energía.

Este programa de obras complementa a las obras de transmisión y generación declaradas en construcción por la Comisión y es de carácter indicativo, es decir, corresponde a un ejercicio de optimización de la expansión del sistema a nivel de generación bajo diferentes supuestos de evolución de costos de combustibles, demanda eléctrica, condiciones hidrológicas, alternativas de desarrollo de la matriz energética y evolución de los costos de inversión de las diferentes tecnologías de generación.

Para lograr lo anterior, esta Comisión ha trabajado en la identificación de costos estándares y eficientes de inversión y operación para centrales generadoras que utilizan diferentes fuentes de energía, obteniendo de esta forma valores que permiten determinar el programa de obras con información adecuada.

En esta línea, la Comisión desarrolló un estudio de determinación de costos de inversión por fuente de generación con el fin de identificar las partidas de costos para centrales generadoras de distintas tecnologías, considerando aspectos tales como el costo del equipamiento principal, obras civiles y montaje, costo de conexión al sistema, costos asociados a la obtención, almacenamiento y logística del combustible, y costos que permiten a las centrales cumplir con la normativa ambiental y eléctrica vigente, entre otros. Así, mediante la valorización de estas partidas de costos se ha buscado definir costos de inversión unitarios referenciales.

Por otro lado, esta Comisión ha trabajado en el mejoramiento de los formatos con que solicita la información de costos a los desarrolladores de proyectos de generación, en la búsqueda continua por mejorar la calidad de los datos recibidos y la utilidad de los mismos para efectos de su uso en los distintos procesos que lleva adelante. Este formato ha sido enviado junto con la carta CNE N°270, de fecha 12 de mayo de 2017, a los desarrolladores de proyectos de generación en estudio. La identificación de desarrolladores se ha actualizado en función de los antecedentes de coordinados del Sistema Eléctrico Nacional y de la presentación de proyectos ante el Sistema de Evaluación Ambiental, así como con la colaboración de distintas asociaciones gremiales del segmento generación del país.

2 Objetivos

El presente informe buscar dar cumplimiento a los siguientes objetivos en relación a la caracterización, mediante costos, de las distintas tecnologías de generación.

- Analizar en forma anual el estado y evolución de los costos de las distintas tecnologías de generación en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Cuantificar, en términos de costos, las tecnologías de generación.
- Utilizar la información disponible relativa a costos, en forma sistemática y estandarizada, entendiendo su carácter referencial, en los distintos procesos y estudios que lleva a cabo esta Comisión.
- Poner a disposición del sector energético información referencial relativa a costos de tecnologías de generación.

3 Descripción de Tecnologías de Generación

En el presente informe se analizan los costos de las siguientes tecnologías de generación eléctrica:

- Térmica a Carbón
- Térmica a Gas Natural en Ciclo Abierto
- Térmica a Gas Natural en Ciclo Combinado
- Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual
- Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador
- Eólica
- Solar Fotovoltaica
- Solar Térmica (Concentración)
- Hidráulica de Pasada (> 20 MW)
- Mini-Hidráulica (< 20 MW)
- Hidráulica de Embalse
- Térmica a Biomasa
- Térmica a Biogás
- Geotérmica

A continuación se describen brevemente algunas características de estas tecnologías de generación, a fin de destacar ciertas particularidades de las mismas que se deben tomar en cuenta al caracterizarlas en términos de costos.

Adicionalmente, en el **Anexo 1** se incluye el detalle de las partidas de costos identificadas por esta Comisión para cada tecnología de generación, además de las partidas de costos comunes a cualquier proyecto de generación eléctrica.

3.1 Tecnología Térmica a Carbón

Las centrales termoeléctricas a carbón poseen calderas para accionar una turbina a vapor acoplada a un generador eléctrico. Las calderas utilizan, en general, carbón bituminoso como combustible principal. Este carbón puede ser también una mezcla con carbón sub-bituminoso. El tipo de carbón que se utiliza como combustible principal tiene impacto sobre el rendimiento de la central debido a los distintos poderes caloríficos del carbón. Adicionalmente, estas centrales utilizan Diésel para sus procesos de partida y emergencia.

El desarrollo de centrales térmicas en base a carbón depende, entre otros factores, de la factibilidad de instalación de infraestructura portuaria para la recepción de carbón y de captación de agua de mar para refrigeración, mediante tecnología de torres de enfriamiento con agua de mar (cuando no hay agua dulce superficial o subterránea disponible). El agua de mar captada también puede ser utilizada para el proceso térmico.

Dentro de las tecnologías de centrales termoeléctricas basadas en carbón se encuentran las centrales a carbón pulverizado (PC, *Pulverized Coal*), que corresponden a la mayoría de las centrales en Chile y el mundo, y las centrales de lecho fluidizado (FBC, *Fluidized Bed Combustion*).

En las centrales a carbón pulverizado el carbón es molido e inyectado como polvo a la caldera, donde se produce vapor a altas presiones y temperaturas para accionar la turbina y el generador eléctrico. En tanto, las centrales de lecho fluidizado funcionan con caliza, y en ellas se combustiona el carbón en un lecho de partículas calientes (que hacen las veces de fluido), y mediante la mezcla se estimula la combustión plena del carbón a temperaturas menores a las de las centrales de carbón pulverizado. En la actualidad ambas tecnologías pueden llegar a niveles similares de emisiones contaminantes de NO_x y SO₂ mediante adaptaciones tecnológicas apropiadas.

Cabe señalar que, adicionalmente, existen otras tecnologías de centrales térmicas a carbón con un menor grado de madurez comercial y que aún no se encuentran informadas a esta Comisión. Entre estas tecnologías se cuentan las centrales térmicas que utilizan como combustible el gas de síntesis de carbón en ciclos combinados (IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*).

En el presente Informe, la determinación de los costos de inversión se realiza sobre la base de la tecnología termoeléctrica a carbón aún dominante en el mercado eléctrico nacional, esto es, carbón pulverizado.

El costo de inversión de una central térmica a carbón debe considerar las instalaciones para el suministro de carbón, esto es, un puerto que incluya un muelle y un sistema de manejo de carbón en instalaciones portuarias, un sistema de almacenamiento de carbón, normalmente pilas en canchas o patios de acopio, y un sistema de transporte y suministro de carbón a la caldera (edificio con carro distribuidor, silos de almacenamiento con descarga a alimentadores y pulverizadores de carbón). Se debe considerar además depósitos o canchas para la disposición final de las cenizas (o silos de ceniza), escoria y los subproductos sólidos de la combustión y desulfuración.

Por su parte, dentro de los equipos principales de la central termoeléctrica se encuentra el generador de vapor o caldera (de presión subcrítica), que opera con combustión mediante carbón pulverizado, incluyendo bombas, economizador, recalentadores, sobre-calentadores, entre otros equipos. En este tipo de calderas, la combustión mediante quemadores de última generación puede mantener una baja producción de NO_x. El vapor generado en la caldera es entonces expandido en turbinas de vapor del tipo condensación, que son también parte del equipamiento principal de la central, y que incluyen sistemas de lubricación y de control de la admisión de vapor.

El agua utilizada para alimentación de las calderas debe ser proporcionada mediante un sistema que considera, bombas, desaieradores, tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor y calentadores, entre otros. Típicamente este sistema se engloba en una planta de precalentamiento regenerativo del agua de alimentación de la caldera.

Como las centrales térmicas a carbón consideran la utilización de generadores Diésel para procesos de partida y emergencia, se debe considerar este equipamiento, junto con el de recepción y almacenamiento del citado combustible, dentro del costo de inversión.

Para efectos de refrigeración se debe tener en cuenta la utilización de sistemas de ventilación y refrigeración por aire, además del sistema de enfriamiento por agua (que puede ser de mar), el cual implica considerar, dentro de las partidas de costos de la central, condensadores de vapor, sistema de captación de agua de mar (sifón), estación de bombeo de agua, sistema de circulación de agua para enfriamiento, torres de enfriamiento y un sistema de descarga de agua de mar.

La utilización del agua para efectos de refrigeración o de alimentación de la caldera en las centrales térmicas a carbón implica, además, considerar la inversión en una planta desaladora de agua de mar, una planta desmineralizadora de agua y un sistema de tratamiento de aguas.

Respecto al equipamiento de abatimiento de contaminantes (AQCS, Air Quality Control System), se considera la incorporación de una planta desulfuradora de gases (FGD, Fuel Gas Desulphurization) para el abatimiento de dióxido de azufre (SO_2), un desnitrificador catalítico (SCR, Selective Catalytic Reduction) para el abatimiento de óxidos nitrosos (NO_x), precipitadores electrostáticos (ESP, Electrostatic Precipitator) o filtros de mangas (FF, Fabric Filter) para la mitigación de emisiones de material particulado (MP) y chimeneas de emisión de gases. El sistema de abatimiento de gases debe incluir también equipamiento de monitoreo, medición y control.

Otros equipos correspondientes al Balance of Plant (BOP) de una central térmica, tanto eléctricos como mecánicos, deben ser incorporados también en el costo de inversión de la central, tales como el sistema contra incendios.

A su vez, dentro de las obras civiles y montajes de la central térmica a carbón, adicional a las instalaciones portuarias, cobra relevancia el costo por concepto de instalación del edificio de turbina y generador, edificio de caldera y equipos auxiliares, silos de carbón, ceniza y escoria, además de obras civiles relacionadas con las canchas de acopio.

Finalmente es posible señalar que, en la actualidad, la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de la tecnología térmica a carbón, sin considerar externalidades ni la línea de conexión al sistema eléctrico, es el costo del equipamiento principal (caldera, turbina a vapor y generador) los cuales varían en sus precios de acuerdo a las condiciones de mercado y costos de los insumos principales (acero, cobre, etc.).

3.2 Tecnología Térmica a Gas Natural

Existen dos tecnologías de generación eléctrica basadas en gas natural, estas son:

- Termoeléctrica con turbinas a gas natural en Ciclo Abierto o simple (TG CA)
- Termoeléctrica con turbinas a gas natural (TG), turbina a vapor (TV) y caldera recuperadora de vapor (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*) en configuración Ciclo Combinado (CC)

Las centrales térmicas a gas natural en Ciclo Abierto (TG CA), y las turbinas a gas de las centrales de Ciclo Combinado (TG CC), utilizan gases de alta presión producidos por el calentamiento de aire, a raíz de la combustión de gas natural, para mover una turbina acoplada a un generador eléctrico. En este tipo de turbinas se aprovecha el ciclo térmico de Brayton para la generación eléctrica.

En tanto, en la turbina a vapor (TV) de las centrales de Ciclo Combinado se aprovecha el ciclo térmico de Rankine. En la TV el combustible es utilizado para calentar agua y transformarla en vapor a alta presión, el cual acciona la turbina acoplada al generador eléctrico. La idea en las centrales de Ciclo Combinado, es recuperar parte de la energía perdida en las TG CA, aumentando la eficiencia total del sistema. Así, el aire caliente que sale de la turbina a gas (TG) y que posee aun un alto contenido energético térmico, es captado y dirigido como la fuente de calor principal para el proceso de calentamiento de agua y generación de vapor en calderas o intercambiadores de calor que suministran a la turbina a vapor (TV). A esto se le conoce como caldera recuperadora de calor (HRSG, *Heat Recovery Steam Generator*).

Es importante señalar que existen centrales térmicas a gas natural que se desarrollan, en un primer momento, como centrales de Ciclo Abierto, y que, con posterioridad, se evalúa como proyecto complementario el cierre de su ciclo térmico a Ciclo Combinado.

El establecimiento de centrales térmicas a gas natural considera la factibilidad de interconexión con la red de gasoductos o con un terminal gasífero existente. Sin perjuicio de lo anterior, pueden existir proyectos termoeléctricos a gas natural basados en la ampliación de capacidad de los terminales gasíferos existentes o en la instalación de nuevos terminales, sean estos en tierra (*on shore*) o de regasificación flotante (FSRU, *Floating Storage Regasification Unit*), y cuyo modelo de negocios puede involucrar a más actores que sólo aquellos pertenecientes al sector eléctrico.

Los FSRU consisten en un barco de gas natural licuado (GNL) permanentemente atracado durante todo el año, y que dispone de equipos de gasificación a bordo, actuando como unidad de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL y que permanece anclado en una posición fija ubicada costa afuera frente a la bahía de emplazamiento.

Es así que, en general, el desarrollo de nuevo terminal de regasificación no responde exclusivamente al desarrollo de una central térmica a gas natural, sino que tiene relación con las necesidades energéticas de otros actores y clientes, industriales o residenciales, y por ello, no se considera su internalización como parte de los costos de inversión de un proyecto termoeléctrico a gas natural en particular. Ello sin perjuicio de la relación entre el desarrollo de proyectos termoeléctricos a gas y la factibilidad de interconexión a estos terminales, así como la necesidad de contar con capacidad de regasificación suficiente en los mismos.

Cabe señalar que, para proyectos térmicos a gas natural de menor tamaño (típicamente en Ciclo Abierto), el abastecimiento de gas natural puede ser llevado a cabo a través de un gasoducto, o mediante una planta satélite de regasificación (PSR), usando como complemento a esta última, camiones para el transporte de combustible.

Las centrales térmicas a gas natural se encuentran, generalmente, cerca de la costa o de una fuente de agua dulce, que puede ser superficial o subterránea, ello pues, además de la factibilidad de interconexión con la red de gas natural, debe existir factibilidad para la captación de agua para refrigeración, pudiendo esta agua ser dulce o de mar, en torres de refrigeración. Adicionalmente, cuando las centrales térmicas son de Ciclo Combinado se requiere agua para el proceso térmico que implica el accionamiento de la TV, pudiendo esta agua venir de fuentes subterráneas. Se puede optar por tecnología de aerocondensadores para la condensación del vapor del proceso.

Dentro de los equipos principales de una central térmica a gas natural se encuentran la turbina de combustión a gas y el generador eléctrico sincrónico. La turbina de combustión incluye el sistema de entrada de aire con filtros, silenciador, sistemas de instrumentación y control, sistema de lubricación, entre otros. Cuando se trata de una central de tipo Ciclo Combinado se deben agregar, como equipos principales, las calderas HRSG y las turbinas a vapor.

En términos de enfriamiento, se consideran instalaciones que permitan captar agua de mar para refrigeración cuando no hay agua dulce disponible, e instalaciones de circulación de agua para refrigeración con torres de enfriamiento (dependiendo del tamaño de la central). Este sistema es adicional al sistema de enfriamiento interno de las unidades generadoras en circuito cerrado. Adicionalmente, se considera un sistema de ventilación y refrigeración por aire, y una planta y sistema de aire comprimido.

Cuando se trata de centrales de CC, las instalaciones de captación de agua deben estar conectadas, además, al sistema de alimentación de agua para el proceso térmico (producción de vapor). Todo el suministro de agua de la central puede requerir la instalación de una planta desaladora de agua de mar, una planta desmineralizadora de agua, y un sistema de tratamiento de aguas.

Las centrales a gas natural consideran, en general, una operación con Diésel bajo condiciones de emergencia o falta de suministro de gas. Por ello, dentro de sus partidas de costos se incluye un sistema de partida y emergencia Diésel, con sus correspondientes equipamientos para la recepción y almacenamiento de este combustible, además de una planta desmineralizadora de agua para suministro en caso de operación Diésel.

Respecto del control de emisiones gaseosas (ACQS), en centrales a gas natural sólo corresponde controlar los óxidos nitrosos (NO_x), en general, por medio del uso de quemadores DLN (Dry Low NO_x), mientras que el uso de petróleo Diésel en caso de emergencias, requiere de la utilización de inyección de agua en los quemadores, para reducir el NO_x producido o la utilización de sistemas desnitrificadores catalíticos (SCR). El sistema de abatimiento de gases debe incluir también chimeneas de emisión de gases y equipamiento de monitoreo, medición y control.

Otros equipos correspondientes al Balance of Plant (BOP) de una central termoeléctrica, tanto eléctricos como mecánicos, deben ser incorporados también en el costo de inversión de la central, tales como el sistema contra incendios.

Una partida de costos fundamental en el caso de este tipo de centrales corresponde a las instalaciones para el suministro de gas, sean estas mediante un gasoducto que conecte la central con redes de suministro o con un terminal de regasificación, o el establecimiento de una Planta Satelital de Regasificación con su correspondiente sistema de recepción de gas.

El gasoducto consiste en una tubería revestida con polietileno extruido, de un diámetro de acuerdo al flujo y presión del gas requerido por la central y al largo de la tubería. Esta tubería va enterrada aproximadamente a un metro de profundidad, dependiendo del tipo de terreno y señalizada en la superficie de acuerdo a la normativa vigente. En la llegada a la central, el gasoducto se conecta a una estación de regulación y medición, que contempla filtros, válvulas reguladoras y un cromatógrafo, para controlar la calidad y para la medición del consumo. Las partidas de costos más relevantes son el costo de la tubería revestida, las obras civiles para enterrar el gasoducto, el costo del empalme con el gasoducto principal y el costo de equipos y montaje de la estación de regulación y medición. Estas variables se vuelven críticas, por la distancia a los gasoductos principales, a la hora de evaluar un proyecto termoeléctrico a gas natural.

Por otro lado, dentro de las obras civiles y montajes de la central térmica a gas natural cobra relevancia el costo por instalación de edificios de turbinas y caldera de recuperación de calor, y las obras civiles asociadas al gasoducto de conexión a la red de suministro o a un terminal gasífero.

Finalmente, se puede señalar que la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de la tecnología térmica a gas natural, junto con el precio de los insumos para la infraestructura de gasoductos de la central, es el costo de las TG y TV, las cuales están condicionadas por las condiciones del mercado y mejoras tecnológicas por parte de los fabricantes.

3.3 Tecnología Térmica Diésel

Existen dos tecnologías de generación eléctrica basadas en petróleo Diésel, estas son:

- Termoeléctrica con turbinas a gas duales en ciclo abierto (TG Diésel)
- Grupos Motor-Generador en base a petróleo Diésel (MG Diésel)

De ellas, la tecnología termoeléctrica con turbinas a gas duales en Ciclo Abierto es análoga a la tecnología termoeléctrica con turbinas a gas natural en Ciclo Abierto (TG CA) descrita en la sección anterior, cuando esta tiene posibilidad de operar con Diésel ante ausencia de suministro de gas. La única particularidad en este caso tiene relación con que el nivel de almacenamiento de Diésel debe ser tal que no sólo permita operar a la central con este combustible ante una emergencia, sino que ésta es diseñada para operar con este combustible como alternativa.

En tanto, los grupos motor-generator (MG) son equipos donde mediante un motor de combustión interna operado con petróleo diésel, se mueve un generador eléctrico sincrónico. Esta tecnología tiene, en general, buen rendimiento eléctrico en ciclo abierto, buen desempeño a cargas parciales y posibilidad de operación intermitente. Los grupos MG corresponden a una tecnología con costos de inversión relativamente bajos respecto de otras tecnologías. Esta tecnología opera

normalmente en ciclo abierto debido a la dificultad para aprovechar energía residual, la cual está muy repartida en el agua de refrigeración, aceite, gases de escape y energía de nivel térmico bajo.

Los motores-generadores para aplicaciones de generación por lo general tienen tamaños que van entre 1 MW y 5 MW. Dentro de este rango la tendencia de los desarrolladores es preferir unidades prefabricadas y paqueteadas altamente integradas, ya que requieren menores recursos de ingeniería para su instalación y puesta en marcha.

Los MG se clasifican según su velocidad (rpm) como de alta velocidad (1.000-3.600 rpm), de media velocidad (275-1.000 rpm) y de baja velocidad (58-275 rpm), con costo de inversión y eficiencias crecientes a medida que la velocidad del motor es menor.

Respecto al tamaño total de una central basada en grupos MG, se debe indicar que este es función principalmente de la evaluación económica y de la disponibilidad de terreno que realice el desarrollador del proyecto, dada la naturaleza modular de los grupos MG.

Cabe señalar además que existe una alta flexibilidad en la selección de ubicaciones para centrales de esta tecnología, dado que el Diésel puede ser transportado a cualquier sitio en camiones en la medida que exista una red vial adecuada entre la central y algún centro de distribución cercano. Es por ello que estas centrales se instalan, mayoritariamente, cerca del punto de conexión a la red eléctrica con el objeto de minimizar los costos de conexión, y considerando, en general, factores como la distancia a los centros de demanda, capacidad de conexión en la subestación, factibilidad territorial, y restricciones ambientales.

Los equipos principales de este tipo de centrales son los grupos motor-generador, con sus sistemas de lubricación y planta desmineralizadora para el suministro de agua. El sistema de refrigeración, en tanto, considera en general ventilación y refrigeración por aire. Adicionalmente, otros equipos correspondientes al Balance of Plant (BOP), tanto eléctricos como mecánicos, deben ser incorporados también en el costo de inversión de la central, tales como sistema contra incendios.

Respecto del control de las emisiones (ACQS) corresponde en este caso controlar el NO_x , por medio de la inclusión de desnitrificadores catalíticos (SCR). La reducción catalítica usa un agente reductor, que se inyecta en el gas de escape antes del catalizador, para poder alcanzar altas tasas de conversión de NO_x en los gases de escape ricos en oxígeno. El amoníaco ha sido usado típicamente como agente reductor en los SCR para fuentes estacionarias como las centrales Diésel.

En tanto, dentro de las obras civiles y montajes destacan las relacionadas con los edificios de la turbina (en caso de la tecnología TG Diésel) o de los grupos motor-generador y los relativos al suministro del petróleo diésel a la central.

Sobre el suministro de diésel a la central, se deben considerar los costos de inversión relativos a las siguientes instalaciones: estanques de almacenamiento de combustible, bahías de descarga para camiones, sistema de contención de derrames, sistema contra-incendio y bombas de impulsión y filtros para alimentar los motores de combustión.

3.4 Tecnología Eólica

Las centrales basadas en energía eólica se basan en la transformación del movimiento generado por el viento (energía cinética de masas atmosféricas) en energía eléctrica mediante turbinas eólicas acopladas a generadores eléctricos síncronos o asíncronos. La energía eólica es una fuente de energía renovable de carácter variable en el tiempo. La configuración típica analizada en el presente informe corresponde a centrales eólicas con turbinas de eje horizontal, donde el viento hace girar las aspas o palas de un aerogenerador, ubicadas en tierra firme (*on-shore*) que son las que se han desarrollado en Chile hasta la actualidad, en general, en zonas costeras.

La potencia típica de los generadores eólicos *on-shore* varía entre 1 MW y 8 MW, y operan típicamente entre los 3 y 25 m/s de velocidad de viento, sin embargo, la modularidad de la tecnología permite instalar centrales eólicas del orden de los cientos de MW, según la ubicación del recurso y la disponibilidad de terrenos. El principal requerimiento de esta tecnología tiene que ver con la disponibilidad de área con suficiente recurso eólico y con una extensión suficiente para permitir la instalación y operación de una central.

Dentro del equipamiento principal de este tipo de centrales se encuentran las turbinas eólicas, incluyendo torres, aspas, góndolas, generador eléctrico, sistema de lubricación, sistema contra incendios y estaciones meteorológicas, además de otros equipos eléctricos y mecánicos del Balance of Plant (BoP).

En tanto, dentro de las obras civiles y montajes destacan las relacionadas con las fundaciones de cada una de las torres del parque eólico.

Cabe señalar que la principal variable que afecta en la actualidad la evolución temporal de los costos de inversión de esta tecnología corresponde al costo del aerogenerador el cual está condicionado por las condiciones del mercado y las continuas mejoras tecnológicas.

3.5 Tecnología Solar Fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica se basa en celdas compuestas por materiales semiconductores, típicamente silicio dopado, que convierten energía solar lumínica en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable de carácter variable en el tiempo. Las celdas fotovoltaicas no necesitan que la radiación solar incida perpendicularmente sobre ellas para operar, sino que pueden producir electricidad también bajo radiación difusa, por ejemplo, en días nublados. Las celdas o módulos fotovoltaicos se dividen en distintas categorías de acuerdo a su material constituyente, siendo las principales las de silicio mono-cristalino y poli-cristalino. En tanto, en los últimos años han penetrado tecnologías de silicio de capa delgada (*Thin Film*) con aplicaciones más versátiles que la tecnología tradicional cristalina, pero aún menores niveles de eficiencia en la conversión fotoeléctrica. La eficiencia de conversión fotoeléctrica en la tecnología fotovoltaica varía según la tecnología, y se encuentra típicamente entre el 6 y el 25%.

Las celdas fotovoltaicas se agrupan en paneles o módulos fotovoltaicos, los cuales están formados, además del cristal de la celda, por una lámina transparente superior que les protege de la intemperie y bajo ésta, encapsulados, el sustrato conversor y sus conexiones eléctricas.

Los paneles fotovoltaicos deben estar coherentemente instalados en dirección al sol. Así, se distinguen paneles instalados en un ángulo fijo con respecto a la superficie del suelo, y también paneles con sistema de seguimiento (en uno o dos ejes) capaces de acomodar el ángulo de incidencia solar a medida que avanzan las horas del día para maximizar la generación.

Las centrales fotovoltaicas están formadas principalmente por módulos o paneles fotovoltaicos, los que se combinan con inversores de potencia, transformadores y sistemas de montaje (con o sin seguimiento), constituyendo así las componentes principales de esta tecnología. Una de las principales características de la tecnología fotovoltaica es la modularidad de los paneles, lo que permite conectarlos en configuraciones serie-paralelo de tal forma de alcanzar grandes capacidades instaladas, llegando a centrales del orden de los 100 MW. A estos equipos principales se agregan los sistemas contra incendio, las estaciones meteorológicas y los sistemas eléctricos en corriente continua (baterías, cargadores, etc.). En tanto, dentro de las obras civiles y montajes de este tipo de tecnología destacan las fundaciones y obras civiles para la instalación de los paneles fotovoltaicos y sus sistemas de soporte y seguimiento.

Es posible señalar que, en la actualidad, la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de esta tecnología corresponde a los costos de los paneles fotovoltaicos, asociado principalmente al costo del silicio¹, y al costo de los inversores.

En tanto, dentro del equipamiento eléctrico de la central fotovoltaica, se encuentran también los transformadores, el sistema de protecciones y puesta a tierra, los equipos de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones, y los servicios auxiliares.

3.6 Tecnología Solar de Concentración (Termosolar)

Las centrales solares de concentración, centrales termosolares o centrales solares térmicas concentran la energía solar mediante el uso de espejos (helióstatos) para calentar un fluido y transformarlo en vapor haciendo así funcionar una turbina a vapor convencional.

Dentro de las tecnologías de centrales solares térmicas se encuentran los Cilindros Parabólicos, los Discos Parabólicos, ambos principalmente para aplicaciones de bajo nivel de potencia, y las Torres de Concentración Solar, siendo estas últimas las más desarrolladas a escala de sistemas de potencia y con un grado de madurez tecnológica mayor.

¹ Es posible observar la evolución del costo del silicio mediante el indexador "Kristalline Module" de China, disponible en: <http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?langTag=de-DE>

Las centrales de Torre de Concentración o de Receptor Central consisten en un campo de cientos o miles de espejos (helióstatos) que siguen la posición del Sol en todo momento (elevación y azimut), para orientar y concentrar rayos solares reflejados en un foco o receptor central ubicado en la parte superior de una torre, la cual alcanza temperaturas muy altas, aumentando la eficiencia en la conversión termoeléctrica. Una vez que la radiación concentrada llega al receptor, éste la convierte en energía térmica mediante una transferencia de energía al fluido de trabajo. Por último, el sistema de conversión de energía térmica transforma esta energía en energía eléctrica.

Las componentes fundamentales de las partidas de costos de esta tecnología son: los espejos y su sistema de seguimiento solar, la torre de concentración y el sistema de conversión termoeléctrica de energía, constituido por intercambiadores de calor, calderas para producción de vapor y turbina a vapor.

Estas centrales cuentan con sistema de ventilación y refrigeración por aire, pero también es necesario, debido a las altas temperaturas que alcanzan, de sistemas de circulación de agua para enfriamiento. En tanto, sus requerimientos de agua no sólo son para los procesos de refrigeración y enfriamiento, sino también, para el proceso térmico y para limpiar los helióstatos y evitar la disminución en su eficiencia.

Por otro lado, dentro de las obras civiles y montajes de la central solar térmica cobra relevancia el costo por concepto de fundaciones, obras civiles y montaje del campo de helióstatos.

La tecnología de Torre de Concentración Solar cuenta, generalmente, con un sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas para mejorar su inercia térmica, y con ello, su factor de planta. Este sistema está constituido por un tanque de sales calientes, un tanque de sales frías y válvulas de control. En el tanque de sales calientes se almacena el fluido bombeado desde el receptor, y en el tanque de sales frías se depositan las sales luego de ser cedida la energía térmica al generador de vapor. La instalación se completa con obras civiles, calentadores de inmersión, aislamiento de tanques y bombas de circulación de sales calientes y de atemperación.

Dentro del equipamiento de Balance of Plant (BoP) de este tipo de tecnologías se encuentran, entre otros, el sistema contra incendio y las estaciones meteorológicas.

3.7 Tecnología Geotérmica

La energía geotérmica es aquella que recurre al potencial térmico almacenado en reservorios magmáticos ubicados en el centro de la corteza terrestre y que se observa habitualmente en superficie con la presencia de manifestaciones termales y vulcanismo activo. Así, las centrales geotérmicas producen energía eléctrica a partir del calor contenido en el interior de la Tierra, mediante sistemas que obtienen agua, vapor o aire caliente desde las capas inferiores de la corteza terrestre, o mediante la inyección de agua fría desde la superficie a dicho nivel de profundidad para lograr la transferencia térmica y su posterior utilización en la superficie.

Se distinguen dos tipos de yacimientos geotérmicos de acuerdo a su temperatura:

- Yacimientos de Alta Entalpía, donde el fluido se encuentra en condiciones de presión suficiente y alta temperatura (superior a 150°C), lo que permite su aprovechamiento directo para la generación de energía eléctrica. Las centrales que se utilizan en este tipo de yacimientos se denominan Flash o de Condensación.
- Yacimientos de Mediana Entalpía, donde el fluido se encuentran típicamente a temperaturas entre 100°C y 150°C, lo que permite su uso para generación eléctrica mediante Plantas Binarias que, en general, tienen eficiencias menores a las de alta entalpía.

Dentro de las tecnologías de aprovechamiento del recurso geotérmico se encuentran las plantas tipo *Hot Dry Rock* (Roca Seca Caliente) y las plantas tipo *Wet Steam* (Vapor Húmedo). Las plantas tipo *Hot Dry Rock* aprovechan el calor contenido en las rocas sin necesidad de existencia de vapor subterráneo, sino que perforan pozos profundos en la roca donde se inyecta agua fría desde la superficie, de tal forma de producir el vapor en el nivel inferior y recuperarlo para la generación eléctrica. La principal dificultad de este proceso es la necesidad de contar con agua en superficie para su inyección en los pozos. En tanto, la tecnología *Wet Steam* o *Flash Steam*, que es la más común, utiliza reservas de vapor húmedo dominadas por agua, que son más comunes que los pozos de vapor puro.

En general, el fluido geotermal es extraído de un reservorio o yacimiento subterráneo y fluye desde el cabezal de uno o varios pozos de producción a través de tuberías hasta uno o varios elementos denominados separadores ciclónicos, capaces de separar la fase de vapor y la salmuera (fase líquida) del fluido. El vapor es utilizado directamente en la Planta Flash o de Condensación y la salmuera (fase líquida) se utiliza en la Planta Binaria.

Así, la fase de vapor es dirigida directamente a una Planta de Condensación, movilizando una turbina de vapor y un generador eléctrico acoplado a ella. En la etapa final del proceso, el vapor es enfriado en torres de enfriamiento, siendo condensado y reinyectado al sistema geotermal.

Por otra parte la salmuera o fase líquida entra a una planta complementaria denominada Planta Binaria, siendo el fluido ingresado a un intercambiador de calor, adentro del cual se calienta y vaporiza un fluido secundario el cual consiste en un fluido orgánico con punto de ebullición bajo. Los vapores orgánicos impulsan a su vez una turbina de vapor y luego son condensados en un condensador refrigerado por aire o agua. La turbina de vapor hace girar al generador eléctrico. El fluido condensado es reciclado y reenviado a los intercambiadores de calor a través de una bomba, completando el ciclo cerrado. Luego, el fluido geotérmico enfriado es reinyectado al reservorio.

El equipamiento principal incluido, en término de costos de inversión, para centrales del tipo de Condensación o Flash es:

- Separadores ciclónicos
- Turbinas de vapor
- Condensadores de vapor
- Sistemas de evacuación de gases no condensables

- Torres de enfriamiento

En tanto, el equipamiento principal, en término de costos de inversión, para centrales del tipo Binaria es:

- Intercambiador de calor
- Turbinas de vapor
- Acumulador de fluido orgánico
- Aerocondensador de vapor
- Sistemas de evacuación de gases no condensables

Los sistemas de refrigeración, en este tipo de centrales, incluyen sistemas de ventilación y refrigeración por aire, y sistemas de circulación de agua de refrigeración. En tanto, dentro de los equipos del Balance of Plant (BoP) se encuentran los sistemas contra incendio.

Además de lo anterior, se debe considerar los costos relacionados tanto a la exploración como a los pozos de producción requeridos para extraer el fluido geotérmico desde el yacimiento.

Así, las partidas fundamentales dentro de los costos de inversión de las centrales geotérmicas son las instalaciones para la producción, obtención y transporte del fluido geotermal, entre las cuales se puede contar a los pozos de producción e inyección, los sistemas de conducción bifásico, los sistemas de conducción e inyección de agua caliente, los separadores ciclónicos, los sistemas de conducción de vapor, las lagunas de sedimentación, el sistema de almacenamiento de agua, y los intercambiadores de calor.

Finalmente, la exploración de los recursos geotérmicos consiste en un extenso programa de exploración de campo que se divide en dos etapas: exploración superficial y perforación de pozos profundos de exploración. La exploración superficial consiste en una serie de estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos destinados a evaluar el potencial de campo y la factibilidad de explotación. Además, permiten obtener modelos y resultados preliminares que permiten localizar un número reducido de perforaciones de exploración, generalmente dos o tres, que de dar buenos resultados son seguidos por los pozos de exploración del recurso geotérmico.

3.8 Tecnología Hidráulica de Embalse

Las centrales hidroeléctricas de embalse son aquellas que consideran el aprovechamiento del recurso hídrico mediante su embalsamiento por medio de una presa, almacenando el recurso con un cierto nivel de energía potencial, el cual es luego utilizado para hacer girar una turbina hidráulica acoplada a un generador y así producir energía eléctrica.

Los proyectos hidroeléctricos de embalse son muy disímiles entre sí, y dependen fundamentalmente de las condiciones hidrológicas, geológicas y constructivas de cada sitio. Es así que, para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de embalse son necesarios estudios técnicos detallados que implican un levantamiento de información relevante, simulación de potencial y medidas en terreno. Lo anterior va más allá de los alcances del presente Informe. Se considera

entonces que la totalidad de las obras civil-hidráulicas deben tener las características más adecuadas a las condiciones geotécnicas del emplazamiento de la respectiva obra, en especial la presa, los túneles y la caverna o casa de máquinas. Además, los criterios de diseño deben considerar exigencias ambientales, tales como el caudal ecológico del recurso hídrico.

Dentro de las partidas de costos definidas para esta tecnología se encuentran las componentes que forman parte de la casa o caverna de máquinas hidráulicas, esto es: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de izaje, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros. Tienen particular relevancia también los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y el montaje del equipamiento hidromecánico.

Se considera, en general, un embalse y posterior aprovechamiento del recurso hídrico por medio de una presa, bocatoma, conducción en túnel, chimenea de equilibrio, túnel de presión, casa de máquinas en caverna, cavernas de válvulas y compuertas, obras de descarga en túnel y canal final. La presa puede ser de hormigón o estructura gravitacional. Las obras de la zona de caída incluyen la chimenea de equilibrio, el pique en presión, la caverna de válvulas, las tuberías de presión y finalmente la caverna o casa de máquinas. Las aguas así conducidas por las tuberías de presión a la caverna de máquinas mueven las turbinas hidráulicas acopladas a los generadores eléctricos, para escurrir posteriormente hacia el túnel de evacuación, el que conecta con el canal de evacuación que devuelve finalmente el agua al río. La descarga de las turbinas en su sección inicial depende del tipo de turbina hidráulica (Francis, Pelton, Kaplan, etc.), la cual se conecta con el túnel de evacuación.

Así, las partidas de costos definidas como fundamentales respecto de obras civiles e instalaciones exclusivamente hidroeléctricas para este tipo de centrales son las que se muestran a continuación:

Partidas de Costos
Obras Civiles e Instalaciones Hidráulicas
Turbina Hidroeléctrica (inc. Sist. Reg. de Velocidad)
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Válvulas de Protección
Compuerta Evacuación Descarga
Válvulas de Descarga
Válvulas de Aislación
Sistema de Vaciado y Drenaje
Presa
Bocatoma
Túnel Desviación
Vertedero
Embalse
Galería de Compuertas
Bocatoma - Obra de Toma
Sistema de Aducción
Casa de Válvulas en Caverna
Desarenador - Filtros de Agua

Partidas de Costos
Obras Civiles e Instalaciones Hidráulicas
Túnel en Presión
Chimenea de Equilibrio
Túnel en Presión Blindado
Tubería en Presión
Túnel - Canal de Devolución o Evacuación
Piping – Cañerías
Estación Meteorológica – Fluviométrica
Otras Obras Hidráulicas

Tabla 1: Partidas de Costos – Obras Civiles e Instalaciones Hidráulicas (Centrales de Embalse)

Cabe señalar que, por lo general, el desarrollo de este tipo de proyectos debe considerar obras preliminares requeridas para el acceso a las diferentes etapas de la construcción y montaje, cobrando relevancia los accesos, puentes, desvíos temporales de cauces fluviales, campamentos y otros, que se engloban en las partidas de costos de instalaciones de faena y trabajos previos.

En tanto, se debe incluir además los costos de ingeniería iniciales, los que contemplan estudios conceptuales y básicos del proyecto, entre los cuales se cuentan la hidrología, topografía, análisis de riesgos (sismicidad, aluviones, avenidas, y otros), topografía, estudios geotécnicos, estudios ambientales, etc. Uno de los mayores costos corresponde a las exploraciones geotécnicas de profundidad por medio de una o varias campañas de sondajes y mediciones geotécnicas características. A ello se debe sumar el costo de inversión en la obtención de los derechos de aprovechamiento de agua.

Es posible señalar que la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de esta tecnología corresponde al costo del equipamiento electromecánico (turbina y generador) y las obras civiles, los cuales varían por las condiciones de mercado y costos de los insumos principales (acero, cobre, cemento, mano de obra, etc.), además de la gran variabilidad de costos que se pueden presentar entre distintos proyectos de la misma tecnología debido a las particularidades locales de cada uno, lo que dificulta la estimación de un costo de inversión referencial.

3.9 Tecnología Hidráulica de Pasada

Tal como en la tecnología hidráulica de embalse, en las centrales hidroeléctricas de pasada la energía se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica mediante el movimiento proporcionado a turbinas hidráulicas acopadas a generadores eléctricos. Al igual que en los embalses, su instalación debe considerar factores como la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de agua, impactos medioambientales, y condiciones geotécnicas e hidrológicas de la localización en particular. Lo anterior vuelve muy disímiles unos proyectos de otros, y dificulta la estimación de un único costo de inversión referencial para esta tecnología.

Cabe señalar que, mientras las centrales de embalse acumulan agua mediante una presa, las centrales hidráulicas de pasada sólo desvían una porción del agua de los ríos o cauces naturales para accionar turbinas hidráulicas y generar energía eléctrica, devolviendo luego el caudal al río aguas abajo del punto de toma. Dentro de las centrales hidráulicas de pasada existen algunas con capacidad de regulación, dado que poseen estanques capaces de acumular agua para el proceso de generación eléctrica, aunque en menor medida que los embalses (típicamente regulación del orden de los minutos u horas).

De acuerdo a la regulación nacional vigente, en Chile se distinguen dos tipos de centrales hidráulicas de pasada:

- Centrales Hidráulicas de Pasada de capacidad instalada mayor a 20 MW.
- Centrales Mini-Hidráulicas de Pasada, que son aquellas consideradas como Medios de Generación No Convencionales (MGNC) y cuya capacidad instalada es menor a 20 MW.

En términos de partidas de costos no se distinguen, a priori, diferencias entre estos tipos de centrales, sin perjuicio de los distintos niveles de costo de inversión referencial que se puedan ver en centrales hidráulicas de pasada de mayor o menor tamaño.

Dentro de las partidas de costos definidas para esta tecnología, al igual que en las centrales de embalse, se encuentran las componentes que forman parte de la casa de máquinas, entre ellas: turbina hidroeléctrica con sistema de regulación de velocidad, puente grúa y equipos de izaje, sistema de lubricación, sistema de ventilación y refrigeración, sistema contra incendio, válvulas (protección, descarga, aislación), compuerta de evacuación descarga, sistema de vaciado y drenaje, entre otros. Lo anterior implica particular relevancia también de los costos de obras civiles asociados a la casa de máquinas y los del montaje del equipamiento hidromecánico. Cabe señalar que, a diferencia de las centrales de embalse, en general la casa de máquinas de las centrales hidráulicas de pasada es exterior y no en caverna.

Se considera, en general, el aprovechamiento del recurso hídrico mediante captación por medio de bocatomas y conducción por medio de una aducción con canales o mixta (con canales, túneles gravitacionales y túneles en presión) e incluyen una chimenea de equilibrio o cámara de carga conectada con las tuberías o el pique en presión hasta los elementos de regulación hidráulica de las turbinas, las que están acopladas a los correspondientes generadores eléctricos. En tanto, dependiendo del arrastre de materiales, sedimentación o turbiedad presente en el agua, el proyecto puede contemplar rejas y desvíos, desripiadores, desarenadores o lagunas de sedimentación, mientras que la descarga de las turbinas en su sección inicial dependerá del tipo de turbina hidráulica, la cual se conectará con un canal de descarga hasta el punto de devolución del recurso hídrico al cauce del río.

Así, las partidas de costos definidas como fundamentales respecto de obras civiles e instalaciones exclusivamente hidroeléctricas para este tipo de centrales son las que se muestran a continuación:

Partidas de Costos
Obras Civiles e Instalaciones Hidráulicas
Turbina Hidroeléctrica (inc. Sist. Reg. de Velocidad)
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Válvulas de Protección
Compuerta Evacuación Descarga
Válvulas de Descarga
Válvulas de Aislación
Sistema de Vaciado y Drenaje
Bocatoma - Barrera Móvil
Bocatoma - Obra de Toma
Sistema de Aducción (inc. Canal de Aducción)
Casa de Válvulas - Zona de Caída
Desarenador - Desripador - Laguna de Sedimentación
Túnel Acueducto
Estanque de Regulación
Túnel en Presión
Chimenea de Equilibrio - Cámara de Carga
Túnel en Presión Blindado
Tubería en Presión
Canal de Devolución Descarga
Piping - Cañerías
Estación Meteorológica – Fluviométrica
Otras Obras Hidráulicas

Tabla 2: Partidas de Costos – Obras Civiles e Instalaciones Hidráulicas (Centrales de Pasada)

Tal como ocurre con las centrales hidráulicas de embalse, el desarrollo de este tipo de proyectos debe considerar, además, obras preliminares requeridas para el acceso a las diferentes etapas de la construcción y el montaje, cobrando especial relevancia los caminos, puentes, desvíos temporales de cauces fluviales, campamentos y otros, los que se engloban en las partidas de costos de instalaciones de faena y trabajos previos.

En tanto, se debe incluir además, dentro de los costos de ingeniería iniciales, los estudios conceptuales y básicos del proyecto, entre los cuales se cuentan la hidrología, topografía, análisis de riesgos (sismicidad, aluviones, avenidas, y otros), topografía, estudios geotécnicos, estudios ambientales, etc. A lo anterior, debe sumarse el costo de inversión en la obtención de los derechos de aprovechamiento de agua.

Así, es posible señalar que la principal variable que afecta la evolución temporal de los costos de inversión de esta tecnología corresponde al costo del equipamiento electromecánico (turbina y generador) y las obras civiles, los cuales varían por las condiciones de mercado y costos de los insumos principales (acero, cobre, cemento, mano de obra, etc.).

3.10 Tecnologías Térmicas a Biomasa y Biogás

La biomasa, en el contexto del presente Informe, se entiende como materia orgánica, de origen vegetal o animal, susceptible de ser transformada en combustible útil. Esta fuente de energía es de

tipo renovable y se considera, en términos generales, como carbono-neutral, ya que sus emisiones se equilibran con el dióxido de carbono (CO₂) absorbido por las plantas.

Al respecto, existen una serie de procesos que dan origen a combustibles derivados de la biomasa, denominados, biocombustibles, y que pueden ser utilizados en reemplazo de los combustibles fósiles, en particular, para la generación eléctrica. Los procesos de obtención de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, a partir de la biomasa, se muestran a continuación:

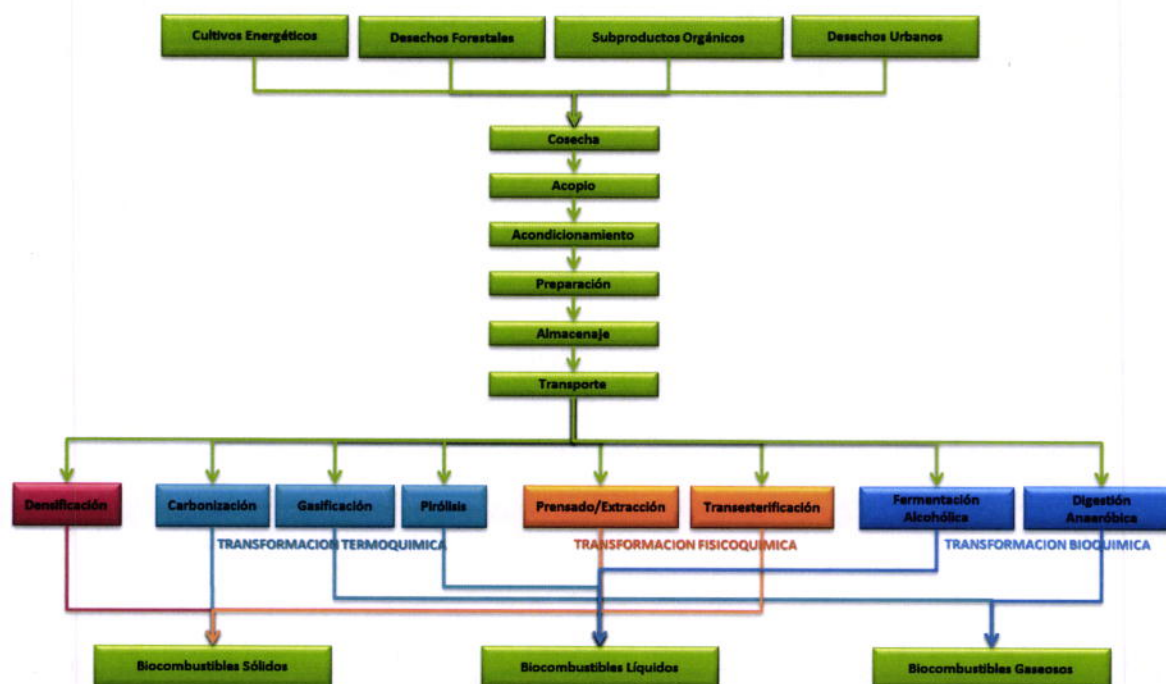


Figura 1: Procesos de obtención de combustibles a partir de biomasa

(Fuente: Elaboración propia, adaptado de Energie aus Biomasse, Kaltschmitt und Hartmann, 2001)

No es el objetivo del presente Informe analizar todas las posibles transformaciones de los productos primarios de biomasa en biocombustibles, sin embargo, es importante destacar que la mayoría de ellos busca transformar el material original en un producto de mayor poder calorífico que el de su estado original, aumentando así la eficiencia de los procesos térmicos para la generación eléctrica.

Los biocombustibles generados a partir de la biomasa pueden estar en estado sólido, líquido o gaseoso. El biocombustible generado por vía de la transformación bioquímica a través de la digestión anaeróbica se denomina biogás, y corresponde a un tipo de tecnología particular para la generación eléctrica. Es así que esta tecnología de generación es presentada con partidas de costos distintas que aquellas para el aprovechamiento general de la biomasa en forma líquida o sólida. Cabe señalar que los procesos de gasificación y pirólisis también pueden producir un biocombustible gaseoso denominado “syngas”, constituido básicamente por hidrógeno e

hidrocarburos, sin embargo, esta tecnología, para su uso en generación eléctrica a nivel de sistemas de potencia se encuentra en desarrollo y no se analiza en el presente Informe.

En Chile, las centrales de generación eléctrica con biomasa funcionan, en general, mediante la combustión directa involucrando, además, procesos de cogeneración. Esta tecnología utiliza la biomasa, sin mayores procesos de transformación intermedios, mediante la combustión en centrales térmicas acondicionadas para ello, utilizando el vapor generado mediante el calentamiento de biocombustibles sólidos o líquidos en una turbina de vapor. Por otro lado, también se utilizan los procesos de fermentación alcohólica para la producción de licores que se usan como sustitutos o en mezcla con combustibles fósiles en centrales térmicas.

Así, los biocombustibles sólidos y líquidos se utilizan principalmente en reemplazo de combustibles fósiles de iguales características (carbón, Diésel) por lo que su utilización pasa por tecnologías de generación basadas en turbinas a vapor, principalmente, o grupos motor-generator.

En tanto, el biogás, combustible generado a través de la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno (proceso de Digestión Anaeróbica), se utiliza en turbinas a gas (TG) o también en grupos motor-generator, dependiendo del tamaño del proyecto de generación eléctrica.

Es importante señalar que parte importante del desarrollo de un proyecto termoeléctrico basado en biomasa dice relación con la capacidad del desarrollador de obtener, almacenar y procesar la materia orgánica primaria para la producción de biocombustible, cobrando especial relevancia la logística de recolección y la negociación con los proveedores de dicha materia orgánica.

Para las centrales térmicas que utilizan combustibles derivados de la biomasa en estado sólido o líquido, las principales partidas de costos que se han identificado son:

- Caldera o sistema de producción de vapor
- Sistema de generación Diésel para partida y emergencia
- Turbina a vapor
- Sistema de agua de alimentación para proceso térmico
- Sistema de circulación de agua para refrigeración
- Planta desmineralizadora
- Planta y sistema de aire comprimido
- Sistema contra incendio
- Torres de enfriamiento
- Chimeneas de emisión de gases
- Sistema de ventilación y refrigeración por aire
- Sistemas de inyección química
- Planta de tratamiento de RILes
- Sistema de extracción de cenizas (para combustibles sólidos)
- Sistema de suministro/alimentación de biocombustible a caldera (incluye silos)
- Sistema de recepción y almacenamiento de biomasa

- Sistema de producción de biocombustible, según proceso: pirolisis, densificación, gasificación, prensado, extracción, transesterificación, fermentación alcohólica.

A lo anterior se debe sumar, dentro de las obras civiles y el montaje, los silos o lugares de acopio de cenizas, escoria o desechos de la biomasa, y los silos y galpones de almacenamiento de la biomasa o biocombustible. Se debe indicar que la biomasa debe ser almacenada bajo techo para evitar su deterioro y cambios de humedad, y que debido a los grandes volúmenes que deben manejarse, el galpón de almacenamiento representa un costo importante en la inversión.

En tanto, el equipamiento necesario para cumplir la normativa ambiental en una central en base a biomasa incluye un filtro de mangas para el abatimiento de material particulado (MP), y para grandes centrales, sistema de abatimiento de NO_x mediante desnitrificador catalítico (SCR). Este último puede ser requerido también para el caso de centrales a biogás, dependiendo de las condiciones de saturación ambiental del sitio donde se instale el proyecto.

Así, para el caso particular de las centrales termoeléctricas operando con biogás, las partidas de costos de inversión principales son las que se enlistan a continuación:

- Turbina a gas o grupos motor-generator
- Sistema de generación Diésel para partida y emergencia
- Planta y sistema de aire comprimido
- Sistema de ventilación y refrigeración por aire
- Sistema contra incendio
- Planta desmineralizadora
- Sistema de lubricación
- Chimeneas de emisión de gases
- Sistema de calentamiento y agitación
- Sistema de acondicionamiento del biogás (secado)
- Sistemas de inyección química
- Biodigestor anaeróbico o, en casos particulares con tecnología termoquímica, sistema de gasificación y acondicionamiento de gas. En la Planta de Biodigestión los costos de inversión más significativos son las obras civiles para la construcción de los estanques de biodigestión donde se obtiene el biogás por la descomposición anaeróbica de la materia orgánica.
- Sistema de almacenamiento de biogás (estanques): el biogás resultante se almacena bajo una membrana hermética instalada sobre los estanques.
- Sistema de recepción y almacenamiento de biomasa

4 Partidas de costos de inversión comunes a las distintas tecnologías

4.1 Obras Civiles y Montaje

La estimación de costos de inversión de las distintas tecnologías de generación debe considerar costos por concepto de obras civiles y montajes. Estas obras civiles y montajes hacen alusión a trabajos necesarios para poner en funcionamiento una central, considerando, de manera general para todas las tecnologías, movimientos de tierra previos (rellenos y excavaciones), instalación de faenas y otros edificios administrativos, caminos, urbanización y cierres, entre otros. Ambos conceptos contienen partidas de costos comunes a todas las tecnologías, y particularidades de cada una de estas últimas, las cuales se explican en la sección anterior.

Dentro de las partidas de costos comunes a la mayor parte de las distintas tecnologías de generación, se encuentran las siguientes:

Obras Civiles y Montajes
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Casa o Caverna de Máquinas o Edificio de Turbina-Generador (excepto Tecnología Solar Fotovoltaica)
Edificio de Caldera y Auxiliares (Tecnologías Térmicas)
Estanques de Almacenamiento de Combustibles (Tecnologías que usan Diésel para partida o emergencia)
Montaje Equipamiento Hidromecánico (Centrales Hidroeléctricas)
Otras Obras Civiles
Otros Montajes

Tabla 3: Partidas de Costos – Obras Civiles y Montajes

Dentro de estas partidas, son de particular importancia para las centrales hidráulicas (de pasada y embalse) los trabajos previos de movimientos de tierra, preparación del sitio, rellenos, excavaciones, instalaciones de faena, caminos y accesos.

La determinación del costo por concepto de obras civiles debe incluir estimaciones globales de los insumos requeridos (hormigón, fierro, excavación, relleno, etc.) tanto para las fundaciones del equipamiento así como para las obras menores en cada sitio de desarrollo de un proyecto de generación.

Además, para todas las tecnologías se deben tener en cuenta costos indirectos en obras civiles y montaje como un porcentaje de los costos directos de obras civiles y montaje, así como gastos generales de construcción.

En las distintas tecnologías de generación antes descritas las obras civiles y montajes cobran especial relevancia en términos de costos, representando una parte importante del total del

proyecto, como por ejemplo, las obras civiles e hidráulicas en centrales hidroeléctricas, las fundaciones para torres eólicas, paneles fotovoltaicos o helióstatos en tecnologías eólica, solar fotovoltaica y termosolar, respectivamente, las instalaciones portuarias o marítimas en centrales térmicas a carbón, y las instalaciones asociadas al gasoducto en centrales en base a gas natural.

4.2 Equipamiento Eléctrico

Estas partidas de costos buscan caracterizar las principales componentes eléctricas de las centrales generadoras, tales como el generador eléctrico y los transformadores, y a su vez el equipamiento eléctrico complementario que estas tienen, esto es, sistemas de instrumentación, medición, protección y puesta a tierra, y equipos de control, automatización, comunicación y servicios auxiliares, entre otros. Al suministro de equipos eléctricos se debe agregar el costo de montaje del mismo. Este equipamiento, en términos de equipos, tiene varias partidas en común entre las distintas tecnologías de generación analizadas.

Una de las particularidades se da en las centrales solares fotovoltaicas, donde el generador eléctrico es reemplazado, en su función, por los paneles fotovoltaicos. Cabe señalar que en estas centrales, además, cobran especial relevancia los sistemas de corriente continua, formados por bancos de baterías, cargadores e inversores, como equipamientos principales, y que en las otras tecnologías sólo constituyen equipamiento de apoyo al Balance of Plant de la central.

Las partidas de costos comunes en término de equipamiento eléctrico se presentan a continuación:

Suministro y Montaje de Equipamiento Eléctrico
Generador eléctrico
Transformadores
Sistema de corriente continua: baterías, cargadores, inversores
Sistema generador de emergencia Diésel
Sistemas de iluminación y alumbrado
Sistemas de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones
Sistemas de protecciones y puesta a tierra
Subestación de Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros equipos eléctricos de BOP (Balance of Plant)
Montaje de equipamiento eléctrico
Montaje de equipamiento de medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones

Tabla 4: Suministro y montaje de equipamiento eléctrico

Cabe señalar en este punto que este equipamiento debe tener en cuenta el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio indicados en la normativa vigente. Para efectos del nivel de detalle de este Informe es posible asumir, sin necesidad de estudios eléctricos particulares, que tanto el equipamiento eléctrico que compone la central como el punto de conexión seleccionado permiten la conexión e inyección de excedentes de energía y potencia al sistema sin la necesidad de incluir equipos de compensación, lo que es razonable considerando el estado del arte actual de las tecnologías de generación en estudio. En ese sentido no se considera

el cumplimiento de la normativa técnica eléctrica vigente como un sobre costo en términos de costos de inversión.

4.3 Interconexión Eléctrica

Las centrales de las distintas tecnologías deben conectarse a una zona del sistema de transmisión en la que sea factible inyectar sus excedentes de potencia y energía al sistema. El costo de las instalaciones de interconexión entre el equipamiento de generación de la central, y la subestación donde ésta se conecta al sistema interconectado, es uno de los costos con mayor variabilidad dentro de las partidas consideradas para la inversión, debido a la distancia entre ambos puntos, además de consideraciones territoriales y geográficas, ambientales, de tipo de uso y valor del suelo, presencia de comunidades, entre otras.

El costo de la línea de transmisión, para cualquier proyecto de generación eléctrica, se estima en base a la distancia entre el punto de conexión y la ubicación factible de conexión (típicamente la barra más cercana con capacidad de conexión remanente o posibilidad de ampliación, o una subestación seccionadora), el nivel de tensión, la capacidad y el costo de la servidumbre.

Adicionalmente, al costo de la línea de transmisión se deben incorporar los costos de la subestación de salida (elevadora) de la central, el paño de conexión a la subestación del sistema interconectado (todos los anteriores con su equipamiento de medición, protección, automatización y control correspondientes), y los costos de las servidumbres.

Partidas de Costos – Interconexión Eléctrica
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres

Tabla 5: Partidas de costos – Interconexión eléctrica

Si bien este es un costo crítico a la hora de evaluar la inversión en un proyecto en particular, el nivel de detalle de la información que dispone esta Comisión a partir de desarrolladores de proyectos de generación no permite diferenciar, en un conjunto importante de casos, este costo del total del proyecto de generación.

Por otra parte, respecto a la subestación de salida, ésta en general es del tipo convencional, y está compuesta por el equipamiento eléctrico principal, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, malla de tierra, canalizaciones, cableado de fuerza y control, cerco perimetral, sistema de comunicaciones, tableros de servicios auxiliares de corriente alterna y continua, alumbrado, sistema de protección redundante, medida y control (SCADA) y obras civiles.

En los casos donde se considera solo un simple circuito, la subestación cuenta con solo un marco de salida para la acometida de la línea de transmisión de conexión al sistema eléctrico, mientras que en los casos donde se considera doble circuito, la subestación tiene, en general, una

configuración de doble barra y barra de transferencia, y cuenta con una cantidad de paños acorde a la cantidad de unidades generadoras que componen la central.

Así, la línea de transmisión está compuesta por las estructuras, conductor de energía, cable de guardia, cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, ferretería, amortiguadores para los cables de guardia y anclaje, y accesorios menores tales como planchas de numeración, planchas de peligro de muerte, protección anti trepado, balizas, peinetas de protección de aves y obras civiles.

Luego, los elementos principales de la línea de transmisión, en términos referenciales para estimación de costos, en el caso de tensión en 220 kV corresponden, entre otros, a:

- Estructuras metálicas reticuladas auto soportadas de suspensión, anclaje y remate.
- Conductores de fase del tipo aleación de aluminio (AAAC), en cantidad y sección adecuada para cada caso según capacidad térmica y/o desempeño por efecto corona.
- Cadenas de aisladores de anclaje y suspensión, con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Cable de guardia tipo OPGW.
- Amortiguadores para conductor AAAC y cable de guardia.
- Fundaciones de hormigón.

En tanto, cuando la tensión en transmisión es menor, del orden de los 66 kV, para efectos de la estimación la cantidad de estructuras se considera, en general un vano medio referencial de 200 metros, y una franja de servidumbre de aproximadamente 20 m de ancho. En este caso los elementos principales serían, entre otros:

- Estructuras de postes de hormigón de suspensión y anclaje.
- Estructuras metálicas reticuladas auto soportadas de remate.
- Conductores de fase del tipo aleación de aluminio (AAAC), en cantidad y sección adecuada para cada caso según capacidad térmica y/o desempeño por efecto corona.
- Aisladores de suspensión tipo line post.
- Cadenas de aisladores de anclaje con aisladores de disco tipo B&S, junto con la ferretería y accesorios requeridos.
- Amortiguadores para conductor AAAC.
- Fundaciones de hormigón.

Por otro lado, para la conexión al sistema interconectado se requiere de la instalación de uno (conexión en simple circuito) o dos paños (conexión en doble circuito) de conexión en la subestación de conexión del sistema eléctrico correspondiente.

El tipo y la configuración del paño depende de la configuración existente en la subestación de conexión (AIS, GIS, barra simple, barra principal seccionada con transferencia, doble barra, interruptor y medio, etc.).

En general dicho paño está compuesto por estructuras altas (marcos de línea y de barra), estructuras bajas de soporte de equipos, equipamiento principal de maniobra, cadenas de aisladores, ferretería, accesorios para conexiones, ampliación de la malla de tierra, ampliación de

las canalizaciones, cableado de fuerza y control, ampliación de los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, complemento del sistema de comunicaciones, ampliación del alumbrado, sistema de protección medida redundante y control, y obras civiles.

Por su parte, en el caso de conexiones a redes de distribución, en la subestación de salida y paño de conexión de llegada, los elementos principales, sólo para efectos referenciales de estimación de costos, serían reconectores, desconectores manuales y equipos integrados de medidas. En general, en este tipo de conexiones no se considera protección redundante ni sistema SCADA y la línea de transmisión corresponde a una línea de tipo distribución en postes de hormigón.

4.4 Gastos de Gestión del Propietario

Como parte del presupuesto de inversión de los distintos proyectos de generación se deben incluir también los siguientes gastos de gestión del propietario e imprevistos:

Gastos de Gestión del Propietario
Servicios de ingeniería y estudios
Servicios de administración del proyecto
Gestión e ingeniería de Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
Derechos de internación / gastos aduaneros
Seguros generales
Terrenos
Permisos y concesiones
Compensaciones a la comunidad
Gastos de puesta en marcha / Periodo de pruebas
Imprevistos
Otros Gastos

Tabla 6: Partidas de Costos – Gastos de gestión del propietario e imprevistos

Estas partidas son comunes a todas las tecnologías de generación antes descritas, sin perjuicio de la mayor o menor importancia relativa que tienen en el total del costo de inversión dependiendo del tipo de central de generación de que se trate.

A lo anterior se deben sumar también los fletes y seguros de transporte entre los puertos de llegada del equipamiento y el sitio de la central generadora.

Finalmente, para las centrales hidráulicas se deben agregar los costos de servicios de ingeniería hidráulica, estudios hidrológicos, análisis de riesgos (sismos, aluviones, avenidas, etc.), topográficos, geotécnicos y costos de construcción de obras hidráulicas, dada la relevancia de los mismos respecto del monto total invertido.

5 Costos de Inversión por Tecnología

5.1 Fuentes de Información

Para efectos de la determinación de los costos de inversión por tecnología se han utilizado como fuentes informativas, principalmente, los antecedentes de costos enviados por los desarrolladores que tienen proyectos de generación en estudio, así como aquellos que tienen proyectos declarados en construcción por esta Comisión, y las estimaciones de costos hechas en el estudio “Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación”, en adelante e indistintamente “Estudio de Costos de Inversión”, desarrollado por Proyersa Energía, en el cual se determinaron costos de inversión representativos para diferentes tecnologías de generación y las partidas de costos de inversión típicas para cada una de ellas.

Así, el ya citado estudio buscó determinar, para distintas ubicaciones y según los recursos energéticos disponibles, partidas de costos para unidades generadoras de distintas tecnologías, considerando aspectos tales como el costo de los equipos principales, el costo de conexión al sistema, eventuales costos de exploración, costos asociados a la obtención, almacenamiento y logística del combustible, y aquellos costos de inversión que le permitan a las centrales cumplir con la normativa ambiental y eléctrica vigente, y mediante la definición de estas partidas, obtener un costo de inversión unitario referencial.

Adicionalmente, otros antecedentes se han tenido a la vista para la determinación de costos de inversión unitarios referenciales para algunas de las tecnologías bajo análisis.

Es importante destacar que todos los costos presentados en este Informe corresponden a estimaciones de costos representativos del desarrollo de proyectos de generación que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional, y no son válidos, en principio, para desarrollos ubicados en Sistemas Medianos o en condiciones aisladas.

5.2 Estudio de Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación

A partir del ya citado Estudio de Costos de Inversión, desarrollado por Proyersa Energía en 2016, se determinaron costos de inversión unitarios (US\$/kW) y referenciales por tecnología para distintas zonas de los sistemas interconectados que precedieron la conformación del Sistema Eléctrico Nacional, esto es:

- SING: Regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta (con excepción de la comuna de Taltal).
- SIC Norte: Regiones de Antofagasta (sólo Taltal), Atacama y Coquimbo.
- SIC Centro: Regiones de Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins y Maule.
- SIC Sur: Regiones de Biobío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos (con excepción de la provincia de Palena).

Los costos así determinados, así como el valor promedio considerando todas las regiones antes descritas, son:

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)				Promedio
	SING	SIC Norte	SIC Centro	SIC Sur	
Solar Fotovoltaica	1.846	1.924	2.090		1.953
Solar Térmica	9.657	9.751			9.704
Eólica	1.923	2.004		2.220	2.049
Geotérmica					7.347
Térmica a Carbón	2.970	3.005	3.070	2.955	3.000
Térmica a Gas Natural (CC)	1.088		1.114	1.149	1.117
Térmica a Gas Natural (CA)	688		713	765	722
Térmica Diésel (GMG)	906	915	918	917	914
Termoeléctrica Biomasa			3.252	3.249	3.251
Termoeléctrica Biogás			3.518	3.518	3.518
Hidráulica Embalse			2.156	2.203	2.180
Hidráulica Pasada			3.616	3.613	3.615
Mini-Hidráulica			3.470	3.470	3.470

Tabla 7: Costos de Inversión (US\$/kW) - Estudio de Determinación de Costos de Inversión por Fuente de Generación 2016

Para la tecnología solar fotovoltaica se ha considerado los valores de costo de inversión para plantas sin sistema de seguimiento del sol, es decir, con soporte fijo de los paneles fotovoltaicos. Por otro lado, en la tecnología térmica a gas natural no se consideró el valor entregado por el consultor para el SIC Norte, puesto que se ha definido, con posterioridad a la realización del estudio, no internalizar como costo del proyecto de generación las instalaciones de un eventual terminal de regasificación.

En tanto, cabe indicar que el nivel de detalle y volumen de información del que dispone esta Comisión no permite la diferenciación de los costos de las tecnologías entre distintas zonas del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que el valor a comparar con otras fuentes informativas ha sido el promedio antes indicado.

5.3 Antecedentes de Proyectos en Estudio y Construcción

De manera de levantar información proveniente de la industria que constituya parte de la base del análisis de costos de inversión, y comparar los antecedentes presentados en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de Enero de 2017, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 69, de fecha 06 de febrero de 2017, esta Comisión solicitó, a los diferentes actores del mercado, información relativa a costos de inversión de los proyectos de generación que ellos tuviesen en evaluación, estudio, o declarados en construcción por la Comisión. Para los proyectos no declarados en construcción por la Comisión, esta información fue solicitada mediante carta CNE N°270 del 12 de mayo de 2017. Por su parte, esta Comisión, ha incorporado en la Resolución Exenta N° 659, de 2016, que "Fija plazos, requisitos y condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico en los términos del artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos", dentro de los requisitos

documentales para las instalaciones de generación que vayan a ser declaradas, según el literal d), información relativa a los costos de inversión del proyecto según el formato ya descrito en el presente Informe.

Respecto de la Carta CNE N° 270 ya citada, se recibió información respecto de un total de 103 iniciativas de proyectos en estudio, equivalentes a 10.434 MW que totalizan una inversión referencial total de MM US\$18.240 aproximadamente. Dentro de los proyectos entregados, se consideran tanto proyectos *greenfield* como aumentos de capacidad y cierres de centrales de ciclo abierto. A lo anterior, y para efectos de la realización del presente Informe, esta Comisión ha tenido a la vista un total de 1.160 MW de proyectos declarados en construcción y de los cuales se dispone de información respecto de sus costos de inversión, representando un total de inversión de MM US\$1.627 aproximadamente.

Es importante señalar que la información recibida desde los desarrolladores es de carácter confidencial en lo relativo a costos, y por ello la forma en que se presentan a continuación es resumida y agregada en función del análisis hecho por esta Comisión a partir de dichos antecedentes, sin representar costos de inversión de ningún proyecto en particular.

La Figura 2 muestra la distribución de la inversión total según tecnología, a partir de la información entregada por los desarrolladores, y considerando tanto proyectos en construcción como en etapa de estudio. Por su parte la Figura 3 muestra la distribución de la capacidad instalada que representan estos proyectos en construcción y en estudio por tecnología.

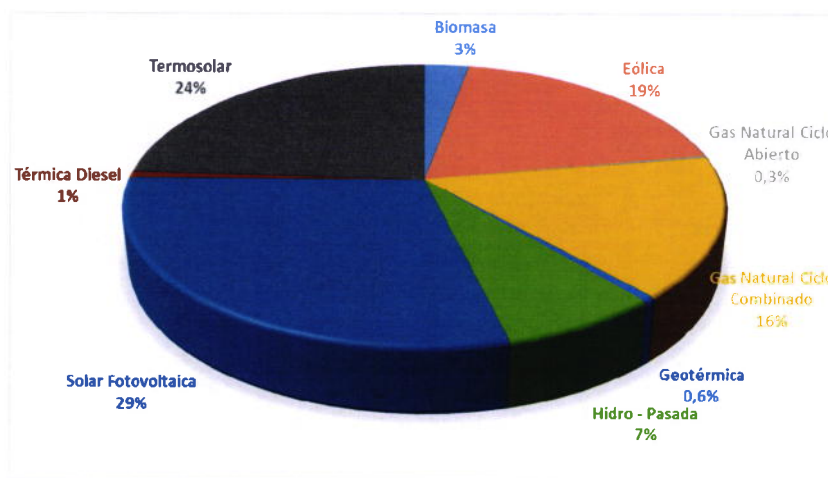


Figura 2: Distribución de la inversión total de proyectos en construcción y estudio por tecnología de generación.

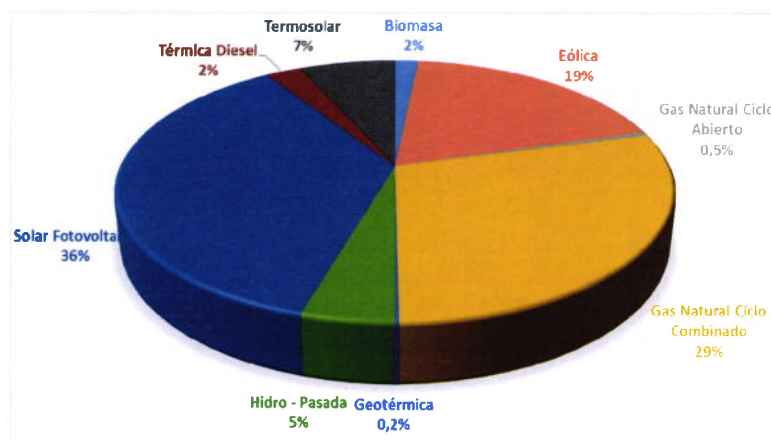


Figura 3: Distribución de la capacidad instalada total de proyectos en construcción y estudio por tecnología de generación.

A partir de la información anteriormente señalada, esta Comisión ha determinado costos de inversión referenciales por tecnología, los cuales se presentan a continuación:

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Solar Fotovoltaica	972	1.369	1.751
Solar Térmica	-	6.154	-
Eólica	1.365	1.755	2.102
Geotérmica	-	4.948	-
Térmica a Gas Natural (CC)	-	952	-
Térmica a Gas Natural (CA)	-	862	-
Térmica a Biomasa	-	3.088	-
Térmica Diesel	-	470	-
Hidráulica de Pasada	-	2.685	-
Mini-Hidráulica	-	2.820	-

Tabla 8: Costos de Inversión (US\$/kW) – Elaboración propia en base a información proyectos de generación en construcción y estudio.

En la tabla anterior no se presentan costos de inversión de tecnologías térmica a carbón, térmica a biogás, ni hidráulica de embalse, puesto que de las respuestas a la carta ya mencionada, ni en los Anexos referidos a los proyectos declarados en construcción no se han informado antecedentes respecto de proyectos de dichas tecnologías.

Para el caso de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, dada la cantidad de proyectos de generación informados a esta Comisión, se ha optado por caracterizar sus costos de inversión separando los proyectos de acuerdo a costo de inversión en: bajos, medios y altos. El valor presentado corresponde al promedio en cada uno de estos casos, obtenidos, estos últimos, como los promedio de los costos de inversión para la mitad de los proyectos con niveles de inversión más bajos y altos, respectivamente, y para el conjunto (escenario de costo medio).

5.4 Costos de Inversión Unitarios

A partir de las fuentes de información anteriores, y considerando como base lo también presentado en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de Enero 2017, esta Comisión ha definido un nivel referencial de costo de inversión unitario para cada una de las tecnologías de generación, los que se detallan a continuación.

5.4.1 Tecnología Térmica a Carbón

Para definir un costo de inversión referencial para la tecnología térmica a carbón se ha utilizado la estimación del Estudio de Costos de Inversión, la cual, a su vez, presenta consistencia respecto de la evolución histórica de costos de inversión para centrales térmicas a carbón tenida a la vista por esta Comisión en sus distintos procesos. Así, el valor definido corresponde a 3.000 US\$/kW.

5.4.2 Tecnología Térmica a Gas Natural (Ciclo Combinado)

Para efectos de definición del costo de inversión unitario de la tecnología térmica a gas natural, en la configuración Ciclo Combinado, se ha considerado tanto la información del Estudio de Costos de Inversión como la determinada a partir de los datos de proyectos en construcción y estudio, determinándose un costo de inversión referencial promedio de 1.035 US\$/kW representando una baja en torno al 10% respecto de lo presentado en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017.

5.4.3 Tecnología Térmica a Gas Natural (Ciclo Abierto)

Considerando el costo de inversión unitario definido en el Estudio de Costos de Inversión, además de la información obtenida del desarrollo de proyectos de generación de gas natural en ciclo abierto, se obtiene un costo de inversión unitario referencial para las centrales térmicas a gas natural, en configuración de Ciclo Abierto, de 792 US\$/kW. Considerando que la variación respecto del Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017 es de sólo un 1%, esta Comisión ha decidido mantener el valor del costo unitario de esta tecnología en 800 US\$/kW instalado.

5.4.4 Tecnología Térmica Diésel

Al igual que con la tecnología a gas en ciclo abierto, es importante destacar, en este caso, que esta estimación de costo de inversión es sólo referencial, y no tiene relación con las estimaciones hechas para efectos de la definición de los costos de la Unidad de Punta del Sistema Eléctrico Nacional, las cuales tienen un nivel de detalle mayor, obedeciendo a la función de fijación de precios de potencia que ellas cumplen. Así, para centrales térmicas Diésel tipo grupos motor-generador se considera un costo de inversión promedio entre lo presentado en el Informe de Costos de Tecnología 2017 (900 US\$/kW) y los antecedentes entregados por los desarrolladores de proyectos (470 US\$/kW), para así reflejar los menores costos de inversión evidenciados en estos últimos. Como resultado de lo anterior, se considera un costo de inversión referencial de 685

US\$/kW para esta tecnología, mientras que para turbinas a gas (en operación Diésel) se considera el costo de inversión de la Tecnología Térmica a Gas Natural en Ciclo Abierto, esto es, 800 US\$/kW.

5.4.5 Tecnología Eólica

Para la tecnología eólica, en atención a la baja persistente constatada en los costos de inversión de esta tecnología, a nivel mundial, reflejada también en el mercado eléctrico nacional, se ha optado por utilizar como valor referencial el promedio de los costos de inversión unitarios más bajos tal como se presentó en la Tabla 8, esto es un nivel de costo de inversión unitario de 1.365 US\$/kW.

5.4.6 Tecnología Solar Fotovoltaica

Para la tecnología solar fotovoltaica se presenta una situación similar a la de la tecnología eólica. Es así que, teniendo en cuenta la baja sistemática en el costo de inversión, se ha considerado la utilización como valor referencial de costo de inversión unitario el promedio de los costos más bajos, tal como fueron presentados en la Tabla 8, esto es, un valor unitario de 970 US\$/kW.

5.4.7 Tecnología Solar Térmica

La tecnología solar térmica cuenta ya en Chile con proyectos en construcción y estudio, y considerando el promedio de los costos determinados por Proysa Energía y lo informado por los desarrolladores de proyectos en construcción y estudio en respuesta a las cartas CNE en los años 2016 y 2017, así como también al mayor grado de madurez tecnológico a nivel mundial, se utiliza un costo de inversión unitario referencial de 7.930 US\$/kW.

5.4.8 Tecnología Hidráulica de Pasada

A partir de la información de los proyectos en construcción y estudio esta Comisión no cuenta con antecedentes suficientes para modificar el valor de costo de inversión unitario referencial presentado en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de Enero de 2017, puesto que la mayoría de los proyectos ya mencionados corresponden a desarrollos mini-hidráulicos, que son presentados en este Informe en una categoría diferente. En atención a lo anterior, se ha mantenido el costo de inversión del Informe precedente, esto es, un valor de 4.050 US\$/kW.

5.4.9 Tecnología Hidráulica de Embalse

Para la tecnología hidráulica de embalse, y considerando que el desarrollo de este tipo de proyectos es muy disímil entre sí, dadas las particularidades de diseño y ejecución de cada uno, además de la ausencia de información presentada a esta Comisión por parte de desarrolladores de proyectos en construcción y estudio, se ha determinado considerar la estimación del Estudio de Costos de Inversión, esto es 2.200 US\$/kW. Sin perjuicio de ello, el costo de inversión de las centrales hidráulicas de embalse utilizado para los distintos procesos de planificación y tarificación que lleva adelante esta Comisión, deberá considerar las particularidades de cada proyecto para propender a una mejor modelación del desarrollo del sistema eléctrico.

5.4.10 Tecnología Mini-Hidráulica

Para el caso de las centrales mini-hidráulicas, las cuales se han considerado como centrales de pasada con capacidad instalada menor a 20 MW, y considerando el promedio entre los costos unitarios obtenidos a partir de la información proporcionada por los desarrolladores de proyectos de generación y del Estudio de Costos de Inversión, se ha definido un valor de 3.035 US\$/kW como costo de inversión unitario referencial.

5.4.11 Tecnología Térmica a Biomasa

En el caso de centrales térmicas a biomasa, cabe indicar que las estimaciones de costos en base a proyectos informados a la Comisión, así como las estimaciones hechas por el consultor del Estudio de Costos de Inversión, corresponden principalmente a centrales de combustión directa o biocombustibles líquidos basados en desechos forestales. Para esta tecnología de generación, y verificando la información enviada por los desarrolladores de proyectos durante 2017, se ha mantenido el costo unitario de inversión en 3.100 US\$/kW.

5.4.12 Tecnología Térmica a Biogás

El costo de inversión unitario para centrales térmicas a biogás se definió en base a las estimaciones hechas por el consultor del Estudio de Costos de Inversión, en atención a la ausencia de mayor información, y a las expectativas respecto del nivel de inversión de este tipo de tecnología en la actualidad. Este costo de inversión quedó definido en 3.500 US\$/kW.

5.4.13 Tecnología Geotérmica

Finalmente, para el desarrollo de proyectos geotérmicos, si bien debiese presentarse un elevado nivel de dispersión, en términos de costos, entre distintos proyectos, dada la incertidumbre en procesos de exploración y explotación geotérmica, así como las particularidades de cada sitio donde se instale una planta de generación, esta Comisión ha determinado, a partir de la información del Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2017, y de lo presentado por los desarrolladores respecto de costos de proyectos en construcción y estudio, un costo de inversión unitario de 6.375 US\$/kW.

5.4.14 Resumen Costos de Inversión Referenciales

A continuación se presenta el resumen con la determinación de costos de inversión unitarios (US\$/kW) referenciales para cada una de las tecnologías de generación según las descripciones antes señaladas.

Tecnología	Costo de Inversión Referencial (US\$/kW)
Térmica a Carbón	3.000
Térmica a Gas Natural (CA)	800
Térmica a Gas Natural (CC)	1.035
Térmica Diésel (GMG)	685
Eólica	1.365
Solar Fotovoltaica	970
Solar Térmica	7.930
Hidráulica de Embalse	2.200
Hidráulica de Pasada	4.050
Mini-Hidráulica	3.035
Térmica a Biomasa	3.100
Térmica a Biogás	3.500
Geotérmica	6.375

Tabla 9: Costos de Inversión Referencial Unitario (US\$/kW) – Fuente: CNE.

6 Costos Variables

De acuerdo a la normativa que rige el mercado eléctrico, las empresas deben declarar sus costos variables para efectos de determinar el despacho óptimo, labor que efectúa el Coordinador Eléctrico Nacional. Estos costos pueden ser auditables, y deben reflejar todos aquellos aspectos que presentan una variación en función de la generación de cada central generadora. De esta forma, se pueden distinguir aquellos costos variables combustibles y no combustibles, los que dependiendo de las características de cada tecnología deben recoger diferentes componentes y criterios.

El presente Informe tiene por objeto servir como insumo para la evaluación técnico-económica del desarrollo de distintas tecnologías de generación. En este contexto, para dicha evaluación es importante tener a la vista los costos variables a considerar, razón por la cual a continuación se hace referencia a ellos en términos generales. En ese sentido, es necesario mencionar que, sin perjuicio de los datos que se presentan y su carácter referencial, esta Comisión se encuentra trabajando en desarrollos normativos, de manera de poder definir de manera concreta para las diferentes tecnologías presentes en el sistema, todos aquellos costos variables combustibles y no combustibles.

Los costos variables de generación tienen relación directa con la producción de energía. En el caso de las centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural o diésel) el costo variable combustible está directamente asociado al costo del insumo principal utilizado para la producción de energía.

Además, en general se consideran todos los demás costos derivados de la producción de energía que no corresponden a costos asociados a los combustibles, como por ejemplo, insumos varios: agua, aceite, filtros, etc., inspecciones, repuestos, entre otros, siempre que estos se puedan considerar dependientes del nivel de generación de la central.

En términos generales, se puede considerar la siguiente fórmula para determinar los costos variables por generación:

$$CE_i = (C_i^{comb} * C^{esp} + CVnC) * E_i$$

Donde,

CE_i	: Costos variable por generación de energía en el periodo i-ésimo.
C_i^{comb}	: Costo de combustible en el periodo i-ésimo.
C^{esp}	: Consumo específico de la unidad generadora.
$CVnC$	: Costo variable no combustible de la unidad generadora.

Cabe señalar que la descripción anterior corresponde a un tratamiento genérico, dado que dependiendo de las características del insumo y la tecnología de generación se pueden recoger particularidades en la definición de cada término.

6.1 Consumos específicos

En la Tabla 10 se presentan los valores referenciales del consumo específico o rendimiento térmico considerado para las centrales térmicas.

Tecnología	Unidad Consumo Específico	Consumo Específico
Térmica a Carbón	(ton/MWh)	0,385
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	(MMBtu/MWh)	9,000
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	(MMBtu/MWh)	6,500
Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual	(m3/MWh)	0,250
Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador	(m3/MWh)	0,270

Tabla 10: Rendimiento/Consumos específicos de las centrales térmicas.

Es necesario mencionar que en la tabla anterior no se presentan los rendimientos o consumos específicos referenciales para las unidades que utilizan biomasa o biogás, debido a la gran variedad tecnológica y de combustibles que utilizan estas unidades (desecho forestal, desechos urbanos, subproductos orgánicos, etc.), por lo que, no ha sido posible aún representarlas a través de un único valor.

6.2 Costos variables no combustibles

Los valores de costos variables no combustibles son aquellos costos que dependen directamente de la operación de la central y que, como su nombre lo indica, no corresponden a insumos directos para la generación de energía. De manera referencial se presentan a continuación valores de costos variables para las distintas tecnologías.

Tecnología	Costo Var. No Comb. (US\$/MWh)
Térmica a Carbón	2,0
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	3,5
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3,5
Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual	3,5 – 10,0
Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador	3,5 – 10,0
Eólica	-
Solar Fotovoltaica	-
Solar Térmica (Concentración)	-
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	3,0
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	3,0
Hidráulica de Embalse	3,0
Térmica a Biomasa	5,0 – 15,0
Térmica a Biogás	9,0 – 15,0
Geotérmica	2,0

Tabla 11: Costo variable no combustible (US\$/MWh)

7 Costos Fijos

7.1 Costos fijos de operación y mantenimiento

Como su nombre lo indica, corresponden a los costos fijos necesarios para mantener en operación una unidad generadora y que son independientes del nivel de generación de energía de la misma. Estos costos consideran, entre otros, sueldos, contratos de mantenimiento, etc.

$$CF_i = (P_{bruta} * CF_{O\&M})_i$$

Donde,

CF_i : Costos fijos totales en el periodo i-ésimo.

P_{bruta} : Potencia bruta de la unidad generadora.

$CF_{O\&M}$: Costos fijos de operación y mantenimiento.

De manera referencial para las distintas tecnologías se ha determinado un porcentaje del valor de inversión que representa los costos fijos de cada central. Estos valores se presentan en Tabla 12 a continuación:

Tecnología	Costo Fijos (% valor de inversión)
Térmica a Carbón	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	1% - 2%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1%
Térmica Diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica Diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Eólica	2% - 4%
Solar fotovoltaica	1% - 3%
Solar Térmica (Concentración)	1%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	3% - 4%
Térmica a Biogás	3% - 4%
Geotérmica	1% - 2%

Tabla 12: Costo fijos por tecnología (% valor de inversión)

En la medida que esta Comisión pueda obtener más y mejor información sobre los costos fijos a los cuales están sometidas las distintas tecnologías, se buscará mejorar la modelación de los costos de operación, mantención y administración (COMA), en los distintos instrumentos que realiza, como por ejemplo el valor utilizado en el Informe Técnico Precio de Nudo de Corto Plazo, en donde se utiliza un valor referencial del 2% del valor de inversión de las centrales que pertenecen al plan de obras indicativo presentado.

8 Otras Características

8.1 Plazos referenciales de construcción y puesta en servicio

De manera referencial se utilizan los siguientes plazos para efectos de la caracterización del periodo de construcción de las centrales de las distintas tecnologías. La Tabla 13 muestra los plazos considerados para la ejecución de las obras.

Tecnología	Tiempo de construcción (años)	Años							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Térmica a Carbón	4								
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2								
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3								
Térmica Diésel TG	2								
Térmica Diésel GMC	1								
Hidráulica de Embalse	6								
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	5								
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	3								
Térmica a Biomasa	3								
Térmica a Biogás	3								
Eólica	2								
Geotérmica	4								
Solar Fotovoltaica	1								
Solar Térmica	4								

Tabla 13: Plazos referenciales de construcción, montaje y puesta en servicio.

Es importante destacar que los plazos de construcción y puesta en servicio presentados anteriormente corresponden a valores referenciales y fueron obtenidos a partir del Estudio de Costos de Inversión. En este sentido, la Comisión entiende que existen particularidades que pueden extender o reducir los plazos, al sobre o sub estimar los imprevistos, condiciones de suelo, entre otros que pueden afectar la extensión de los mismos.

9 Anexo 1: Partidas de Costos de Inversión por Tecnología

9.1 Tecnología Hidráulica de Embalse

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanque)
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES CENTRAL HIDROELECTRICA (CASA DE MÁQUINAS)
Turbina Hidroeléctrica (inc. Sistema de Regulación de Velocidad)
Válvulas de Protección
Compuerta Evacuación Descarga
Válvulas de Descarga
Válvulas de Aislación
Sistema de Vaciado y Drenaje
OBRAS CIVILES Y OTRAS INSTALACIONES CENTRAL HIDROELECTRICA
Presa
Bocatoma
Túnel Desviación
Vertedero
Embalse
Galería de Compuertas
Bocatoma - Obra de Toma
Sistema de Aducción
Casa de Válvulas en Caverna
Desarenador - Filtros de Agua
Túnel en Presión
Chimenea de Equilibrio
Túnel en Presión Blindado
Tubería en Presión
Túnel - Canal de Devolución o Evacuación
Piping - Cañerías
Otras Obras Hidráulicas
Estación Meteorológica - Fluviométrica
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES GENERALES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Casa de Máquinas o Caverna de Máquinas (Hidroeléctrica)
Caminos, Urbanización y Cierres
Montaje Equipamiento Hidromecánico

Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería Hidráulica y de Construcción
Derechos de Aprovechamiento de Agua
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.2 Tecnología Hidráulica de Pasada y Mini-Hidráulica

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanque)
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES CENTRAL HIDROELECTRICA (CASA DE MÁQUINAS)
Turbina Hidroeléctrica (inc. Sistema de Regulación de Velocidad)
Válvulas de Protección
Compuerta Evacuación Descarga
Válvulas de Descarga
Válvulas de Aislación
Sistema de Vaciado y Drenaje
OBRAS CIVILES Y OTRAS INSTALACIONES CENTRAL HIDROELECTRICA
Bocatoma - Barrera Móvil
Bocatoma - Obra de Toma
Sistema de Aducción (inc. Canal de Aducción)
Casa de Válvulas - Zona de Caída
Desarenador - Desripador - Laguna de Sedimentación
Túnel Acueducto
Estanque de Regulación
Túnel en Presión
Chimenea de Equilibrio - Cámara de Carga
Túnel en Presión Blindado
Tubería en Presión
Canal de Devolución Descarga
Piping - Cañerías
Otras Obras Hidráulicas
Estación Meteorológica - Fluviométrica
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES GENERALES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Casa de Máquinas (Hidroeléctrica)
Caminos, Urbanización y Cierres
Montaje Equipamiento Hidromecánico
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería Hidráulica y de Construcción
Derechos de Aprovechamiento de Agua
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.3 Tecnología Eólica

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Sistema Contra incendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanque)
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PARQUE EÓLICO
Turbinas Eólicas (inc. Torre, Aspas)
Estación Meteorológica
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones Parque Eólico
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.4 Tecnología Solar Fotovoltaica

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Sistema Contraincendio
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PARQUE FOTOVOLTAICO
Módulos Fotovoltaicos (Paneles)
Inversores
Sistema de Seguimiento
Estación Meteorológica
Redes en Corriente Continua
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones y Obras Civiles Módulos Fotovoltaicos
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.5 Tecnología Solar Térmica (Concentración)

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Caldera / Sistema Producción de Vapor (inc. Bombas, Condensador)
Turbina a Vapor / Turbogenerador a Vapor
Sistema de Agua Alimentación (inc. Bombas, Desaireador)
Sistema de Agua de Circulación - Enfriamiento
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Sistema Contraincendio
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES CENTRAL TERMOSOLAR
Torre de Concentración Solar (inc. Receptor)
Campo Solar (Helióstatos) (inc. Seguimiento)
Estación Meteorológica
Sistema de Almacenamiento Térmico (Sales)
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Fundaciones y Obras Civiles Campo Helióstatos
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.6 Tecnología Geotérmica

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$) (1)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$) (2)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Caldera / Sistema Producción de Vapor (inc. Bombas, Condensador)
Turbina a Vapor / Turbogenerador a Vapor
Sistema de Agua Alimentación (inc. Bombas, Desaireador)
Sistema de Agua de Circulación - Enfriamiento
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Sistema Contraincendio
Torres de Enfriamiento
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PRODUCCIÓN GEOTÉRMICA
Pozo de Producción
Pozo de Inyección
Sistema de Conducción de Bifásico (inc. Bombas/Tuberías)
Sistema de Conducción/Inyección de Agua Caliente (inc. Bombas/Tuberías)
Unidades de Separación (Separadores Ciclónicos)
Sistema de Conducción de Vapor (Vaporductos) (inc. Bombas, Tuberías)
Lagunas de Sedimentación/Precipitación
Sistema de Almacenamiento de Agua Separada
Intercambiador de Calor
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Edificio de Caldera y Auxiliares
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales

Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.7 Tecnología Térmica a Biogás

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Turbina a Gas
Grupo Motor-Generador
Sistema de Abatimiento de Gases (inc. Monitoreo)
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contra incendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanques)
Planta Desmineralizadora - Tratamiento de Agua
Chimeneas Emisión Gases
Sistema de Calentamiento y Agitación
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Sistema de Inyección Química
Sistema de Partida Diésel (inc. Recepción y Almacenamiento)
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
SUMINISTRO SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS
Planta de Biodigestión
Sistema de Acondicionamiento de Biogás (Secado)
Sistema de Gasificación (inc. Acondicionamiento de Gas)
Sistema de Almacenamiento - Suministro de Biogás (inc. Estanques)
INSTALACIONES PARA SUMINISTRO DE BIOMASA
Sistema de Recepción y Almacenamiento de Biomasa (inc. Silos)
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Galpón de Almacenamiento Biomasa
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros

Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.8 Tecnología Térmica a Biomasa

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Caldera / Sistema Producción de Vapor (inc. Bombas, Condensador)
Sistema de Abatimiento de Gases (inc. Monitoreo, SCR)
Sistema Diésel de Partida Caldera (inc. Recepción, Almacenamiento)
Filtro de Mangas / Precipitador Electrostático
Turbina a Vapor / Turbogenerador a Vapor
Sistema de Agua Alimentación (inc. Bombas, Desaireador)
Sistema de Agua de Circulación - Enfriamiento
Planta Desmineralizadora - Tratamiento de Agua
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Torres de Enfriamiento
Chimeneas Emisión Gases
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Sistema de Inyección Química
Planta de Tratamiento de RLEs
Sistema Extracción de Cenizas
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
SUMINISTRO SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLE
Equipamiento Sistema de Pirólisis o Gasificación
Equipamiento de Densificación
Equipos de Prensado y Extracción
Sistema de Transesterificación
Sistema de Fermentación Alcohólica
INSTALACIONES PARA SUMINISTRO DE BIOMASA
Sistema Suministro Biomasa a Caldera (inc. Silo Dosificador)
Sistema de Recepción y Almacenamiento de Biomasa (inc. Silos)
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Edificio de Caldera y Auxiliares
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Silos de Ceniza y Escoria
Galpón de Almacenamiento Biomasa
Sistema de Almacenamiento Biocombustible (Estanque, Acopio, etc.)
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.9 Tecnología Térmica Diésel

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Grupo Motor-Generador
Sistema de Abatimiento de Gases (inc. Monitoreo)
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanques)
Planta Desmineralizadora - Tratamiento de Agua
Planta de Agua Potable
Chimeneas Emisión Gases
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INSTALACIONES PARA SUMINISTRO DE DIÉSEL
Sistema de Recepción de Diésel
Sistema de Almacenamiento Diésel (inc. Estanques)
Sistema de Suministro Diésel a Unidad Generadora
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

9.10 Tecnología Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Turbina a Gas
Sistema de Abatimiento de Gases (inc. Monitoreo, DLN, SCR)
Turbina a Vapor / Turbogenerador a Vapor
Sistema de Agua Alimentación (inc. Bombas, Desaireador)
Sistema de Agua de Circulación - Enfriamiento
Planta Desaladora de Agua de Mar
Planta Desmineralizadora - Tratamiento de Agua
Planta y Sistema de Aire Comprimido
Sistema Contraincendio
Sistema Recuperación de Calor HRSG (inc. Chimenea)
Torres de Enfriamiento
Chimeneas Emisión Gases
Sistema de Ventilación y Refrigeración por Aire
Sistema de Partida y Emergencia Diésel (inc. Recepción y Almacenamiento)
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia Diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Edificio de Turbina/Generador
Edificio de Sistema de Recuperación de Calor y Auxiliares
Obras Civiles Gasoducto
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INSTALACIONES PARA SUMINISTRO DE GAS
Gasoducto (inc. Empalme Gasoducto Principal)
Estacion de Regulación y Medición
Planta Satelital de Regasificación
Sistema de Recepción de Gas
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental

Artículo Segundo.- Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y Archívese


ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA


JEFE
DEPTO.
ELÉCTRICO
CZR/ISD/JCB/FBO/IGV/gav

Distribución:

- Gabinete Secretario Ejecutivo CNE
- Depto. Jurídico CNE
- Depto. Eléctrico CNE
- Oficina de Partes CNE