

ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE COSTOS COMBUSTIBLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

AGOSTO 2019

GERENCIA DE MERCADOS
DEPARTAMENTO DE ANÁLISIS ECONÓMICO



CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO	4
2.1.	COMBUSTIBLE DIÉSEL Y FUEL OIL	5
2.2.	COMBUSTIBLE CARBÓN	7
2.3.	COMBUSTIBLE GAS NATURAL REGASIFICADO	10
2.4.	COMBUSTIBLE GAS NATURAL ARGENTINO.....	13
3.	FUENTES DE INFORMACIÓN	15
3.1.	DIÉSEL Y FUEL OIL.....	16
3.2.	CARBÓN	16
3.3.	GAS NATURAL.....	18
4.	RESULTADOS	19
4.1.	COMBUSTIBLE DIÉSEL Y FUEL OIL	19
4.2.	COMBUSTIBLE CARBÓN	22
4.3.	COSTO COMBUSTIBLE GAS NATURAL ARGENTINO	29
4.4.	COMBUSTIBLE GNL REGASIFICADO	31
5.	ANEXOS	33

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al estudio de proyección de costos combustibles elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante Coordinador, para efectos de contar con una estimación del comportamiento futuro del costo de los principales combustibles utilizados en la operación del Sistema Eléctrico para los siguientes 5 años hidrológicos. Las proyecciones de costos determinada bajo el presente estudio serán utilizadas en los distintos procesos que realice el Coordinador en cumplimiento de sus funciones, y en particular para el “Estudio de Proyección de generación de unidades GNL”, realizado en conformidad a lo indicado en el artículo 4-4 de la “Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado”, en adelante NT GNL Regas¹.

En el presente documento se detallan la metodología y criterios utilizados para realizar la proyección de los costos correspondientes a los combustibles Diésel, Fuel Oil, Carbón y Gas Natural Regasificado, detallándose además las fuentes de información y los indexadores utilizados para el ejercicio de proyección de cada combustible. Esta proyección se basa además en la información histórica que las empresas coordinadas, pertenecientes al segmento de generación, han declarado al Coordinador a través del Sistema de Información de Costos y Stock de Combustibles e insumo, en adelante Sistema de Costo.

¹ Emitida en la Resolución Exenta N° 376-2019 de la Comisión Nacional de Energía.

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

En esta sección se describe la metodología utilizada para la proyección de los costos combustibles que utilizan las unidades generadoras como recurso primario para la generación de energía eléctrica. La proyección de precios de combustibles considera un periodo que comprende desde septiembre de 2019 a marzo 2025, con resolución mensual.

La proyección de costo se realiza por tipo de combustible, y de manera general la proyección utiliza la siguiente información de referencia:

- a) **Costos Históricos:** que corresponden a los costos combustibles históricos declarados por las empresas coordinadas pertenecientes al segmento de generación. La información analizada corresponde a la recibida a través del Sistema Costos, en el periodo que comprende desde el hito de interconexión a julio de 2019.
- b) **Mezclas de Combustibles Programadas:** que corresponde a los planes de quema de combustibles declarados a través del Sistema de Costos y aprobados por el Coordinador desde enero a julio de 2019.
- c) **Índices de Precios Futuros:** La utilización de cada indexador como el API2, Henry Hub y Brent dependerá del tipo de combustible a utilizar. Los indexadores utilizados corresponden a los precios futuros con fecha de cierre el día 16 de agosto de 2019, los cuales se pueden definir de la siguiente forma:
 - API2: Corresponde al precio de referencia para el carbón importado al noroeste de Europa (Amsterdam, Rotterdam y Antwerp).
 - Henry Hub: Es el punto de comercio de gas natural más conocido en América del Norte, ubicado en Louisiana. El precio del Henry Hub se utiliza como referencia para el precio del gas natural en USA.
 - Brent: Corresponde a una mezcla de crudos procedentes de una región del mar del Norte. El Brent se utiliza como referencia en los precios de crudo en los mercados europeos.
- d) **Fórmulas de Indexación:** Aplicable para el combustible GNL Regasificado. Esta información proviene de los acuerdos de suministros de largo plazo, informados en los respectivos Informes Ejecutivos según Artículo 2-6 de la NT GNL Regas.
- e) **Contratos de exportación de GN:** Aplicable para el combustible GN argentino exportado al territorio nacional. Esta información proviene de los acuerdos de exportación informados por los coordinados al Coordinador y cuyos términos generales se encuentran en la página de Ministerio de Energía argentino.

Durante el desarrollo de esta sección se describirán las fases que integran la metodología haciendo referencia a los criterios y métodos que fueron aplicados a los combustibles Diésel y Fuel Oil, Carbón, GN argentino y GNL Regasificado.

2.1. COMBUSTIBLE DIÉSEL Y FUEL OIL

La proyección del costo combustible Diésel y Fuel Oil utiliza como base referencial los **Costos Históricos** y los **Índices de Precios Futuros del Crudo Brent**.

De acuerdo a la estructura de costos líquidos definida en la normativa vigente², el costo debe estar desglosado en los siguientes términos:

1. Costo de Referencia, que corresponde al precio en el punto de abastecimiento del proveedor o el precio de refinería.
2. Gastos Generales, que comprende a los costos de flete u otros gastos generales desde el punto de abastecimiento hasta los estanques de las centrales generadoras.
3. Costo Total, que corresponde a la suma de las 2 componentes anteriores.

Una idea gráfica de estructura de costos del combustible líquido, aplicados al Diésel y Fuel Oil, se muestra en la Figura 1.



Figura 1: Estructura de costos del combustible líquido.

² Procedimiento “Declaración y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional” publicado en Resolución Exenta 669/2017.

La metodología utilizada para la proyección del combustible Diésel y Fuel Oil considera la siguiente secuencia de acciones:

1. Definición del Costo de Referencia inicial. Corresponde al punto de partida de la proyección. El Costo de Referencia inicial para cada central generadora se define en base a la revisión de los Costos Históricos, utilizándose como punto inicial los últimos costos declarados al Coordinador para el mes de agosto 2018, a través del Sistema de Costos.
2. Determinación del perfil de variación del indexador Brent. En base a la información de la proyección del índice Brent, se calcula para cada mes, la variación del indexador con respecto al mes inmediatamente anterior. De esta forma, se determina un perfil mensual de variación del indexador.
3. Determinación de los Gastos Generales. En base al análisis de los Costos Históricos se determina un costo representativo de esta partida por cada central generadora, las que en su mayoría representan a los costos de flete en que se incurre por el hecho de transportar el combustible desde el punto de abastecimiento a los estanques de cada central generadora. La partida de costo correspondiente a Gastos Generales se ha definido como un porcentaje del Costo de Referencia.
4. Aplicación del perfil de variaciones del Índice de Precio Futuro Brent. Al Costo de Referencia inicial definido en el punto 1, son aplicadas mes a mes las variaciones mensuales que sufre el indexador utilizado cuyo perfil fue determinado en el punto 2. A modo de ejemplo, para lograr la proyección del Costo de Referencia del mes de septiembre, es utilizado el Costo de Referencia del mes de agosto más un porcentaje del mismo correspondiente a la variación sufrida por el indexador Brent del mes de septiembre con respecto a agosto. Por otra parte, dado que los Gastos Generales se definen como una proporción del Costo de Referencia y este último varía en función del indexador utilizado, los Gastos Generales entre un mes y otro variarán en la misma medida.
5. Proyección del Costo Total. El Costo Total de este tipo de combustible corresponderá a la suma del Costo de Referencia y Gastos Generales proyectados mes a mes.

La Figura 2 muestra el esquema con la metodología descrita anteriormente.

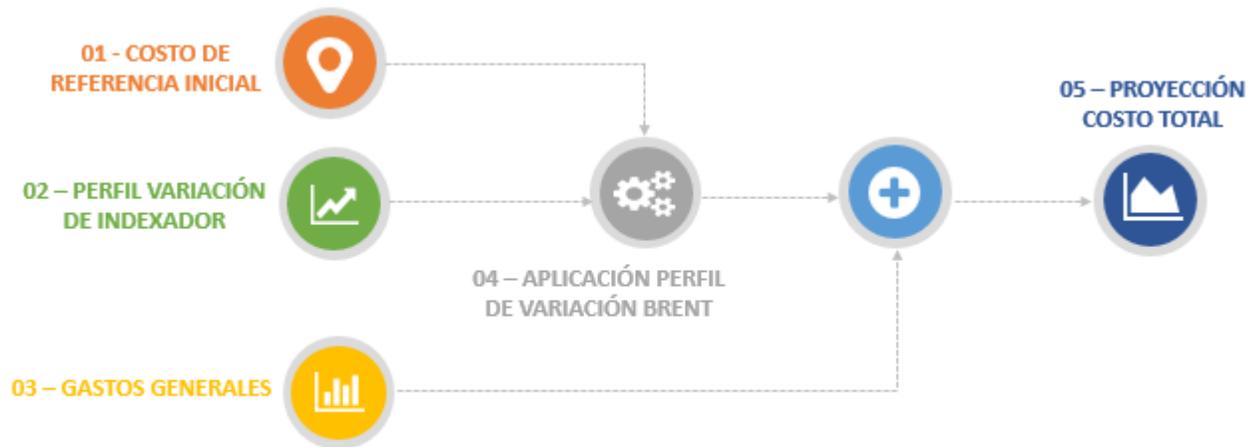


Figura 2: Metodología de proyección de los costos combustibles Diésel y Fuel Oil.

El costo combustible diésel y fuel oil indexado para el mes “i” corresponde a la siguiente expresión:

$$\text{Costo Combustible}_i = \text{Costo Referencia Central} * (1 + \% \text{ Gastos Generales}) * \left(\frac{\text{Brent}_i}{\text{Brent}_{i-1}} - 1 \right)$$

2.2. COMBUSTIBLE CARBÓN

La proyección del costo combustible de carbón utiliza como base referencial los **Costos Históricos, Mezclas de Combustibles Programadas** y los **Índices de Precios Futuros del API2**.

De acuerdo a la estructura de costo combustible sólido definida en la normativa vigente, el costo de cada embarque de carbón debe estar desglosado en los siguientes términos:

1. Costo FOB, que corresponde al costo del combustible en la frontera aduanera del país que exporta el combustible.
2. Flete Marítimo.
3. Seguro.
4. Costo CIF, que corresponde al costo del combustible incluyendo transporte y seguro hasta la frontera nacional.
5. Impuesto no recuperable aplicable a la compra de combustible.
6. Derechos de Aduana.
7. Agentes de Aduana.
8. Descarga en Muelle.
9. Manejo en Cancha.
10. Muestreo y Análisis.
11. Flete Terrestre.

12. Mermas asociadas a transporte, descarga y manejo.
13. Gastos financieros del stock del combustible almacenado en cancha.
14. Costo en cancha, que corresponde a la suma desde la partida 4 a la 13.

Una idea gráfica de estructura de costos del combustible sólidos se muestra en la Figura 3.

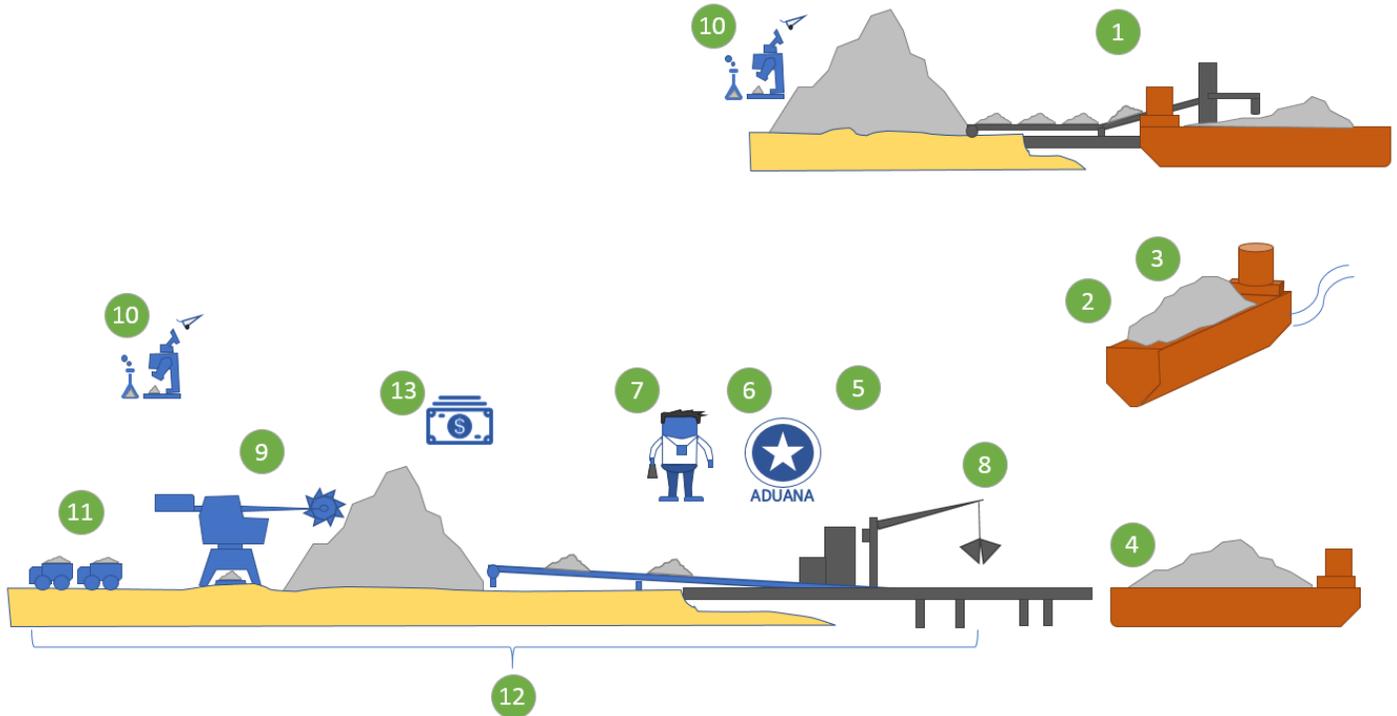


Figura 3: Estructura de costos del combustible sólido.

Considerando el método de costeo definido para este tipo de combustible, el costo del carbón a utilizar por cada unidad generadora se definirá en base a una mezcla de los distintos tipos de combustibles (pilas/embarques) disponibles en cancha. Para estos efectos, se utiliza para la definición del plan de quema un promedio ponderado en base a las **Mezclas de Combustibles Programadas**, según origen, por cada unidad generadora.

La metodología utilizada para la proyección del combustible Carbón a utilizar por cada unidad generadora considera la siguiente secuencia de acciones:

1. Definición de los Costos FOB inicial por origen. El Costo FOB inicial se define para cada central generadora, y corresponderá al último embarque de carbón, según su origen, declarado a través del Sistema de Costos. Con el objetivo de obtener costos FOB por origen actualizados a agosto de 2019, se procedió a aplicar la variación porcentual del índice API2 a los embarques recibidos con anterioridad al mes de julio de 2019. Por otra parte, para aquellos embarques que fueron adquiridos bajo la modalidad de compra CIF, se utilizaron los **Costos Históricos** para obtener una desagregación del CIF en las partidas FOB, seguro y fletes marítimos.

2. Determinación del perfil de variación del indexador API2. En base a la información de la proyección del índice API2, se calcula para cada mes, la variación del indexador con respecto al mes inmediatamente anterior. De esta forma, se determina un perfil mensual de variación del indexador.
3. Aplicación del perfil de variaciones del indexador API2. Al Costo FOB inicial definido en el punto 1, son aplicadas mes a mes las variaciones mensuales que sufre el indexador según lo determinado en el punto 2.
4. Determinación de las partidas de costos según origen del combustible y central generadora. En base al análisis de los **Costos Históricos** se determina un costo representativo de cada partida que compone el costo combustible sólido, los que pueden corresponder a un valor expresados en USD/Ton o bien como un porcentaje del costo FOB/CIF.
5. Costo en cancha proyectado por origen. A cada costo FOB proyectado en base a las variaciones del indexador, se les adicionarán las restantes partidas de costos representativas definidas en 4.
6. Determinación de la Mezcla de combustible a utilizar por unidad generadora. Se definirá para cada unidad generadora un plan de quema según origen del combustible en base a las Mezclas de Combustibles Programadas informadas a través del Sistema de costos. Es decir, para cada unidad generadora se determinará la mezcla de carbón según origen que se considerará para el cálculo de su costo total. Este plan de quema será constante para todo el horizonte de proyección. Cabe mencionar que el carbón de origen chileno será omitido de los planes de quema de las unidades generadoras³.
7. Proyección del costo de mezcla de combustible. De acuerdo a la proyección del costo total del combustible (por embarques) y considerando el plan de quema determinado en 6, se dará lugar al costo del combustible a utilizar para cada unidad generadora.

En la Figura 4 se presenta gráficamente la metodología utilizada para la proyección del costo combustible carbón.

³ Debido a los recientes programas de reducción de operación informados por Mina Invierno, y a los comunicados del Tribunal Ambiental de Valdivia respecto a los permisos de tronaduras de este proyecto.

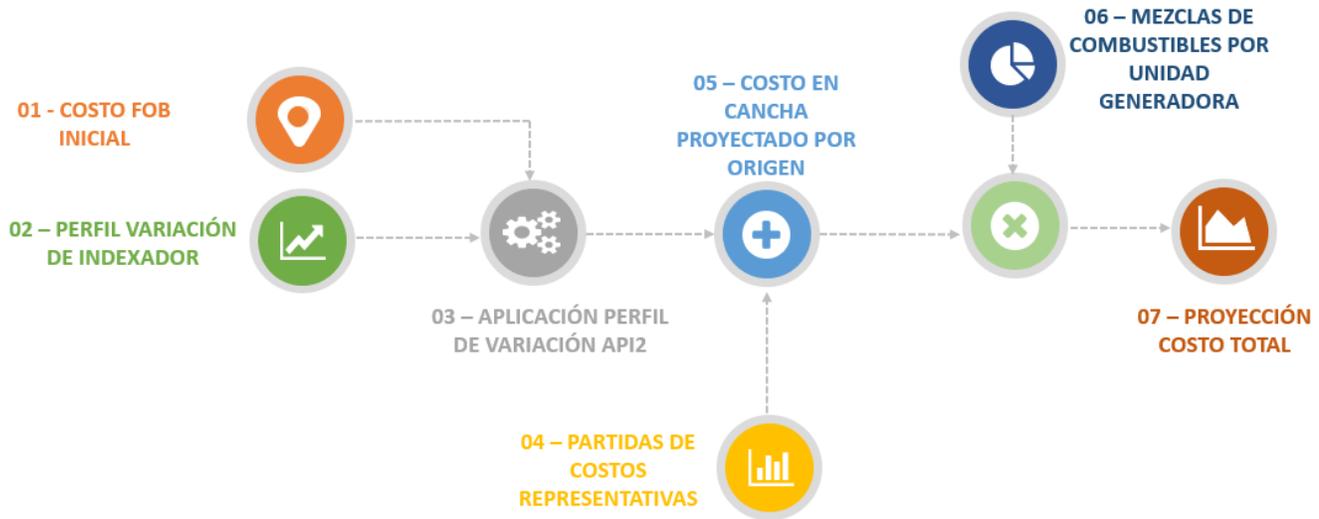


Figura 4: Metodología de proyección de los costos combustibles carbón.

El costo combustible carbón indexado para el mes “i” corresponde a la siguiente expresión:

$$\text{Costo Carbón} = \text{Costo FOB} * \left(\frac{API_i}{API_{i-1}} - 1 \right) + \text{Flete} + \text{Seguro} + \text{Otros costos}$$

Otros costos incluyen

- Impuesto no recuperable aplicable a la compra de combustible.
- Derechos de Aduana.
- Agentes de Aduana.
- Descarga en Muelle.
- Manejo en Cancha.
- Muestreo y Análisis.
- Flete Terrestre.
- Mermas asociadas a transporte, descarga y manejo.
- Gastos financieros del stock del combustible almacenado en cancha.

2.3. COMBUSTIBLE GAS NATURAL REGASIFICADO

La proyección del costo combustible de GNL Regasificado utiliza como base referencial los **Costos Históricos**, **Fórmulas de Indexación** y los **Índices de Precios Futuros del Henry Hub - Brent**.

De acuerdo a la estructura del costo combustible GNL Regasificado definida en la NT GNL Regas, el costo debe estar desglosado en los siguientes términos:

1. Costo DES, que corresponde al costo del combustible entregado a bordo del buque, en puerto de destino, considerando el costo de flete con sus seguros asociados.

2. Costo de consumo de gas para nave metanera.
3. Seguros de descarga.
4. Costo CIF, que corresponde a la suma de 1, 2 y 3.
5. Derechos de internación
6. Agente de Aduana.
7. Impuesto sustitutivo.
8. Comisión bancaria.
9. Pérdidas en el Terminal GNL.
10. Cargo variable por servicio de gasificación en el Terminal GNL.
11. Cargo por transporte interrumpible en Chile.
12. Costo de compresión asociado al transporte.
13. Otros costos variables
14. Costo variable combustible total.

Una idea gráfica de estructura de costos del combustible GNL Regasificado se muestra en la Figura 5.



Figura 5: Estructura de costos del combustible GNL Regasificado.

La metodología utilizada para la proyección del combustible GNL Regasificado a utilizar en el conjunto de unidades de cada Empresa Generadora GNL considera la siguiente secuencia de acciones:

1. Fórmulas de indexación costos CIF. De acuerdo a la información contenida en los respectivos informes Ejecutivos, se identifican las fórmulas de indexación e indexadores respectivos, correspondientes a los contratos de suministro de GNL de largo plazo.
2. Determinación del perfil del indexador Henry Hub y Brent. A diferencia del resto de los combustibles, para el GNL Regasificado no se procede con la determinación de un perfil de variaciones del indexador, sino más bien se utiliza directamente el precio futuro del mismo. Lo anterior se debe al conocimiento, por medio de los Informes Ejecutivos, de las fórmulas e índices que inciden en la determinación del costo CIF del combustible.
3. Determinación de las partidas de costos por Empresa Generadora GNL. En base al análisis de los Costos Históricos se determina un costo representativo de cada partida que compone el costo

combustible GNL Regasificado, los que pueden corresponder a un valor expresados en USD/m³ o bien como un porcentaje del costo CIF.

4. Proyección Costo CIF. El Costo CIF del GNL Regasificado correspondiente a cada Empresa Generadora GNL, se calculará utilizando las Fórmulas de indexación identificadas en 1 y el perfil de los indexadores Henry Hub y Brent según corresponda. Dado que se dispone de un perfil mensual de cada indexador, los costos CIF proyectado tendrán resolución mensual.
5. Proyección costo combustible terminal GNL. De acuerdo con las Fórmulas de indexación, los valores mensuales de los indexadores y las partidas de costos representativas para cada Empresa Generadora GNL (determinadas en el punto 3), es posible construir el costo variable combustible total proyectado mes a mes.

En la Figura 6 se presenta gráficamente la metodología utilizada para la proyección del costo combustible GNL Regasificado.

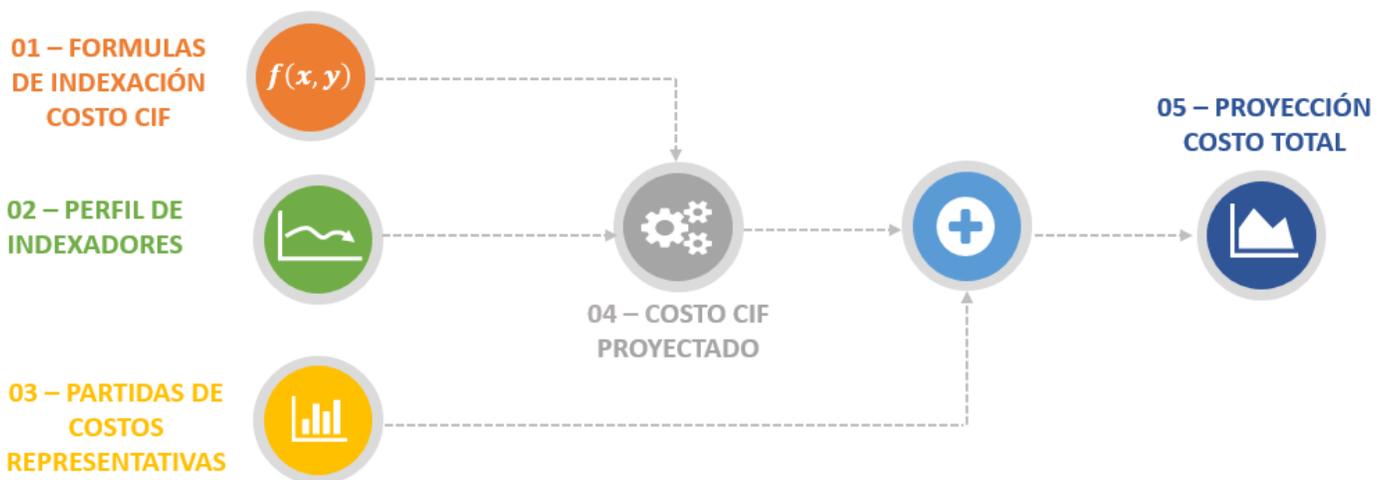


Figura 6: Metodología de proyección de los costos combustibles GNL Regasificado.

Por otra parte, cabe mencionar que se han realizados estimaciones para efectos de cuantificar los costos asociados futuros nuevos contratos de suministros de GNL para aquellas empresas que durante el periodo de proyección terminan con sus contratos de suministros vigentes. Asimismo, se establecerá una estimación para compras spot de este combustible.

La siguiente fórmula genérica representará el costo del GNL tanto para nuevos contratos como para compras spot:

$$\text{Costo GNL} = A \cdot HH + B$$

Donde:

A será igual a 1,15 para nuevos contratos de suministros y 1 en el caso de compras spot.

B será igual a 3,5 para nuevos contratos de suministros y 4 para compras spot.
HH corresponde al índice Henry Hub.

2.4. COMBUSTIBLE GAS NATURAL ARGENTINO

La proyección del costo combustible de Gas Natural argentino utiliza como base referencial los **Costos Históricos y Contratos de exportación de GN**.

De acuerdo a la estructura del costo combustible GN definida en la normativa vigente, el costo debe estar desglosado en los siguientes términos:

1. Costo FOB, que corresponde al costo del gas en el lugar de origen.
2. Pérdida en el transporte.
3. Transporte hasta la frontera.
4. Seguro.
5. Total CIF, correspondiente a la suma de los términos 1, 2, 3 y 4.
6. Derechos de Internación.
7. Agente de Aduana.
8. Impuestos a las importaciones, según aranceles vigentes
9. Otras pérdidas.
10. Transporte en Chile hasta la Unidad Generadora.
11. Impuesto Sustitutivo y Comisión Bancaria.
12. Costo de Compresión de gas.
13. Costo Total, correspondiente a la suma de los términos 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.

Una idea gráfica de estructura de costos del combustible GNL Regasificado se muestra en la Figura 7.

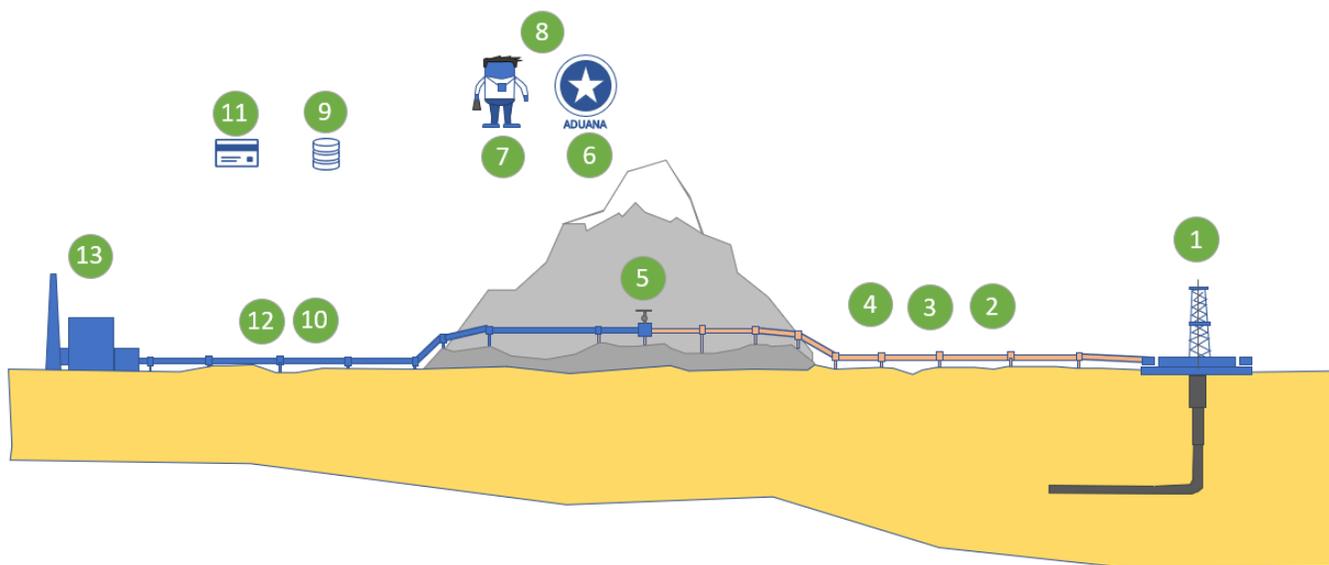


Figura 7: Estructura de costos del combustible GN argentino.

La metodología utilizada para la proyección del combustible GN argentino a utilizar por cada empresa considera la siguiente secuencia de acciones:

1. Definición de los costos en boca de pozo. En conformidad a los contratos de exportación de GN argentino, se definirá para cada empresa costos estacionales: un costo de verano (periodo de octubre a abril) y uno de invierno (periodo de mayo a septiembre).
2. Determinación de las partidas de costos por Empresa Generadora y otros cargos. En base al análisis de los Costos Históricos se determina un costo representativo de cada partida que compone el costo combustible GN, los que corresponden a un porcentaje del costo CIF. Asimismo, se define un factor asociados a otros cargos que representan los costos asociados a gas retenido, derechos de exportación, incidencias, entre otros.
3. Proyección costo combustible GN argentino. De acuerdo con los Contratos de exportación y las partidas de costos representativas para cada Empresa Generadora (determinadas en el punto 2), es posible construir el costo variable combustible total proyectado con las estacionalidades de verano e invierno.

En la Figura 8 se presenta gráficamente la metodología utilizada para la proyección del costo combustible GNL Regasificado.

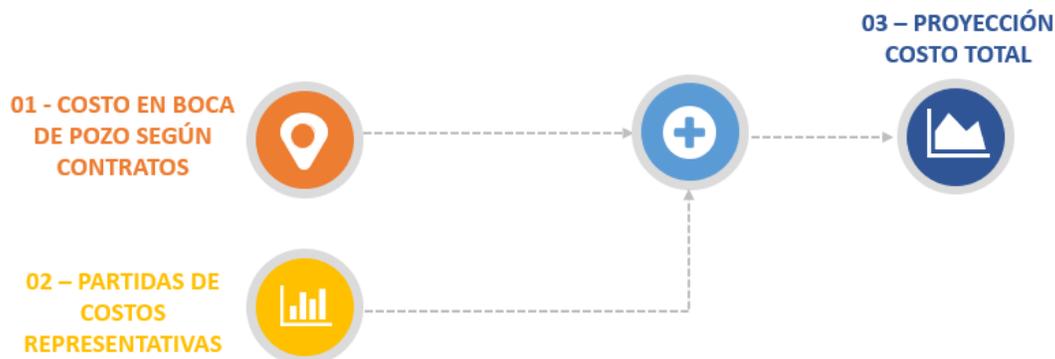


Figura 8: Metodología de proyección de los costos combustibles GN argentino.

3. FUENTES DE INFORMACIÓN

La fuente de información utilizada para la proyección de los precios combustibles Diésel – Fuel Oil, Carbón y GNL Regasificado corresponden a los precios futuros publicados en la página CME Group. La elección de esta fuente de información se debe principalmente a dos motivos:

1. La información disponible es de carácter público y gratuito, además de presentarse en formato de tablas de fácil lectura.
2. Reúne información de los tres (3) *commodities* de energía requeridos, correspondientes al Brent, API2 y Henry Hub.

Para acceder a la proyección de precios futuros del Brent, API2 y Henry Hub es necesario acceder al sitio web www.cmegroup.com e ingresar a las secciones, grupo de productos y categorías indicados en la Figura 9.

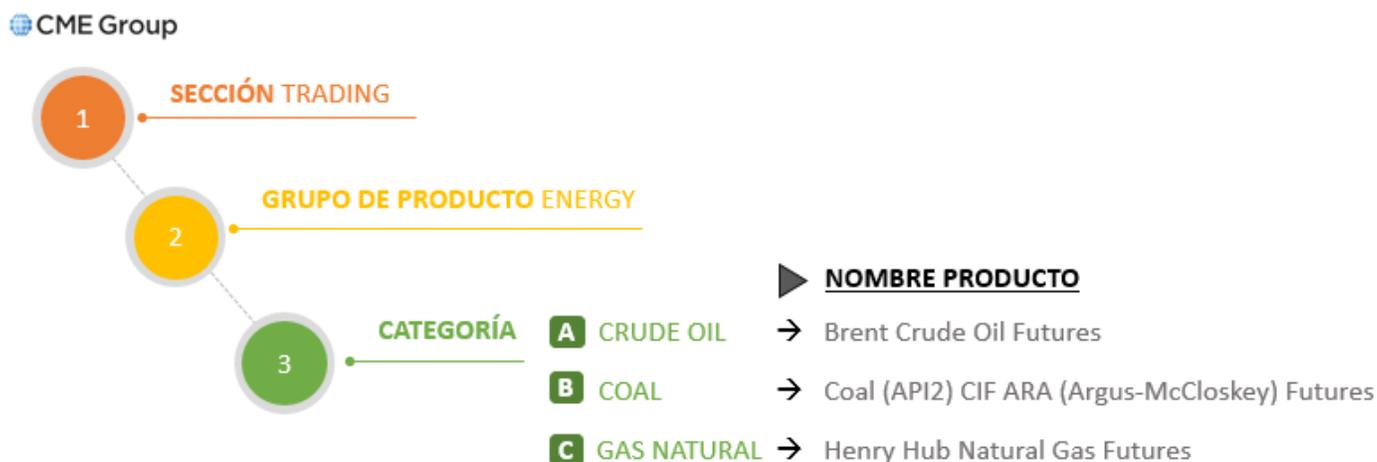


Figura 9: Menú de acceso a los precios futuros del Brent, API2 y Gas Natural.

Por otra parte, los términos generales de los contratos de exportación de gas natural argentino se pueden encontrar en la siguiente dirección: <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural>

3.1. DIÉSEL Y FUEL OIL

Para realizar la proyección de los costos combustibles Diésel y Fuel Oil se han utilizado los precios futuros del Brent. Este índice tiene un horizonte de proyección hasta diciembre de 2026. Los costos se presentan con una resolución mensual y en unidades dólares americanos por barril [USD/Barril]. La Figura 10 muestra los precios futuros del índice Brent.

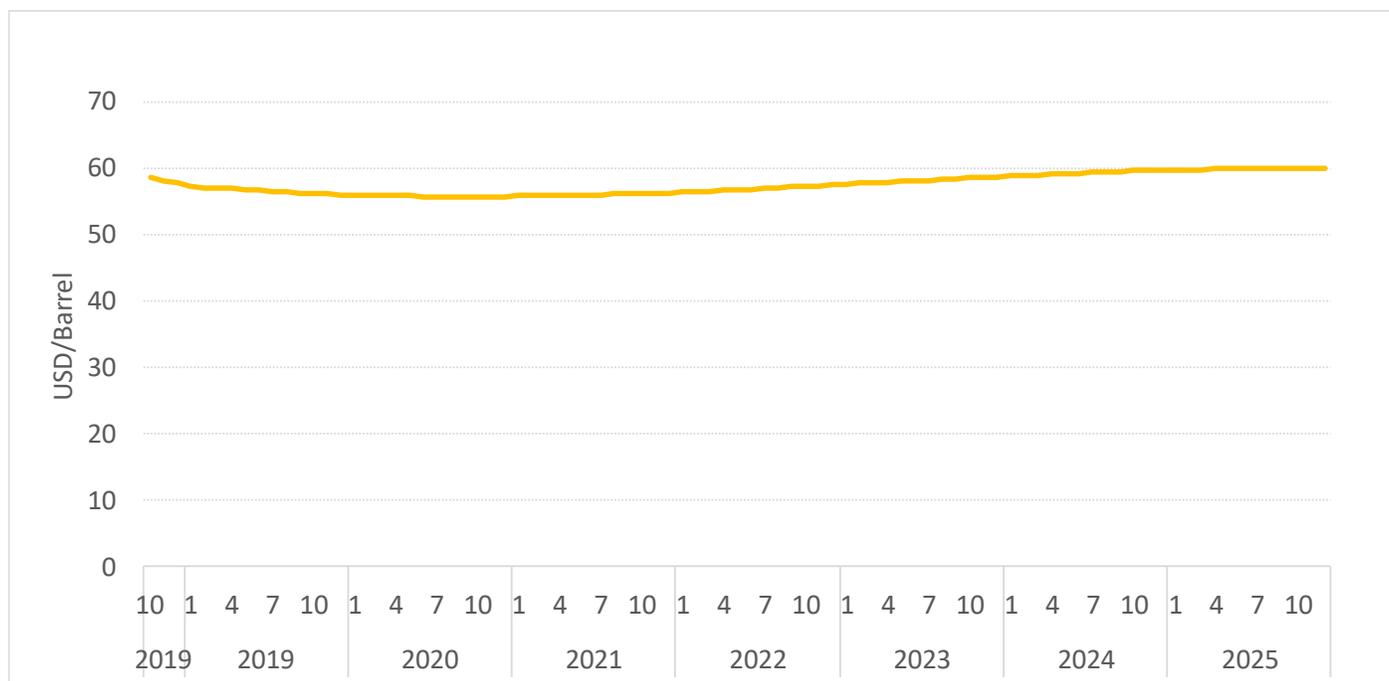


Figura 10: Precios futuros del Brent.

3.2. CARBÓN

Para la proyección de los costos de carbón se han utilizado los precios futuros del Coal CIF ARA (API2). Este índice tiene un horizonte de proyección hasta diciembre 2023. Los costos se presentan con una resolución mensual y en unidades dólares americanos por tonelada métrica en base de poder calorífico superior (PCS) de 6000 kcal/kg. La Figura 11 muestra los precios futuros del índice API2.

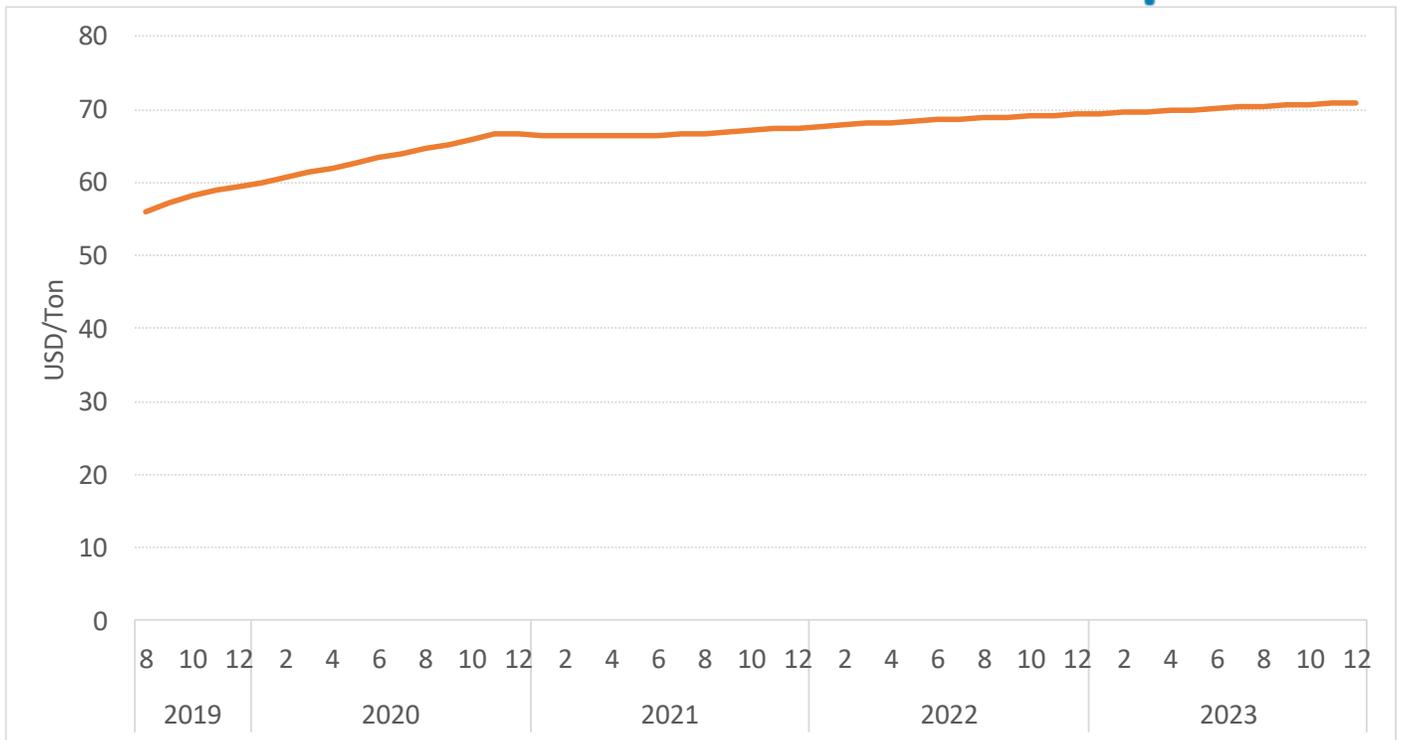


Figura 11: Precios futuros del API2.

3.3. GAS NATURAL

La proyección de los costos correspondientes al combustible Gas Natural Regasificado, utilizan como indexadores los precios futuros del Henry Hub y el Brent. El índice Henry Hub tiene un horizonte de proyección hasta diciembre de 2031, cuya proyección se presentan con una resolución mensual. Los precios del Henry Hub se entregan en dólares americanos por millón de BTU [USD/MMBTU]. Para el caso del Brent su horizonte de proyección, resolución y unidades de medida son las que se presentaron en la sección 3.1. En la Figura 12 se presenta los precios futuros del Henry Hub superpuestos a los del Brent.

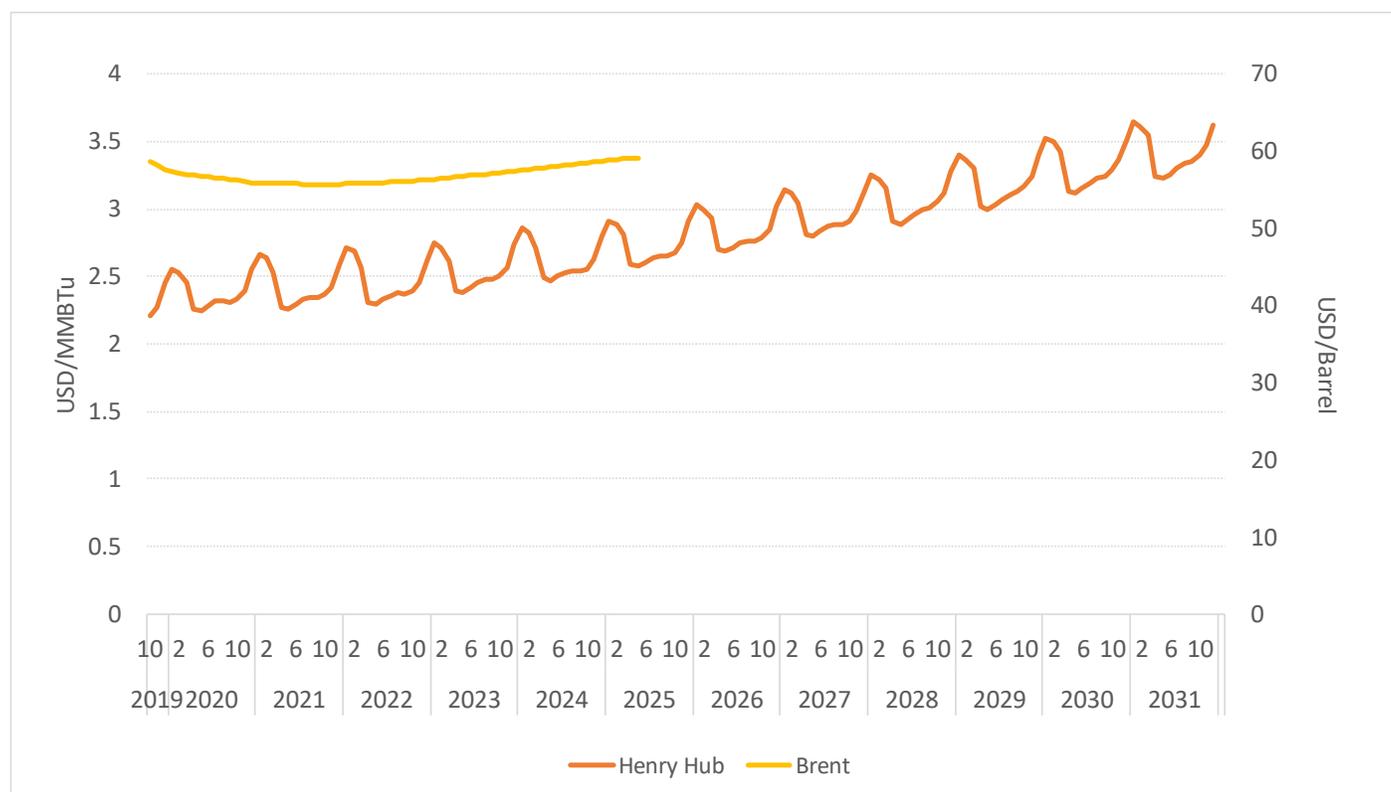


Figura 12: Precios futuros del Henry Hub y Brent.

4. RESULTADOS

En la presente sección se exponen los resultados obtenidos para la proyección de los costos combustibles Diésel – Fuel Oil, Carbón, Gas Natural argentino y Gas Natural Regasificado, para el periodo comprendido entre septiembre 2019 y marzo 2025, que abarcan en su conjunto a 5 años hidrológicos.

4.1. COMBUSTIBLE DIÉSEL Y FUEL OIL

La Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3 presentan los Costos de Referencia utilizados como punto inicial para la presente proyección, los Gastos Generales representativos y el respectivo Costo Total inicial de cada combustible. Cabe mencionar, que los Gastos Generales son definidos como una proporción [%] del Costo de Referencia. Para una mejor presentación, los costos fueron agrupados en tres (3) zonas geográficas correspondientes a la Zona Norte (Regiones XV, I y II), Zona Centro (III, IV, V, RM, VI y VII) y Zona Sur (VIII, IX, XIV y X).

Nombre Combustible	Costo Referencia	Gasto General	Costo Total
Diesel_AguasBlancas	645	1.33%	653
Diesel_Atacama	594	8.45%	644
Diesel_Enaex	595	1.80%	606
Diesel_Inacal	445	3.00%	458
Diesel_Kelar	581	3.00%	598
Diesel_LaPortada	692	0.00%	692
Diesel_CDMB	595	11.33%	662
Diesel_Mejillones	595	2.43%	610
Diesel_Taltal	595	7.18%	638
FuelOil_Tamaya	606	1.98%	618
Diesel_CDArica	611	1.59%	621
Diesel_Andes	603	5.98%	639
Diesel_Cardones	640	0.00%	640
Diesel_Cenizas	581	3.00%	598
Diesel_DiegodeAlmagro	595	5.80%	630
Diesel_ElSalvador	581	3.00%	598
Diesel_Emelda	608	6.21%	646
Diesel_Huasco	595	4.41%	621
FuelOil_Huasco	445	3.00%	458
Diesel_SanLorenzo	595	3.72%	617
Diesel_Termopacifico	608	5.69%	642
Diesel_Tocopilla	606	0.93%	612

Diesel_Enor	597	6.61%	636
Diesel_CDIquique	597	1.35%	605
Diesel_Tarapaca	600	2.69%	616
FuelOil_Collahuasi	394	0.00%	394

Tabla 1: Costos de Referencia inicial, Gastos Generales y Costo Total inicial para centrales ubicadas en Zona Norte.

Nombre Combustible	Costo Referencia	Gasto General	Costo Total
Diesel_ElPenon	595	1.75%	605
Diesel_Espinos	643	0.00%	643
Diesel_Olivos	643	0.00%	643
Diesel_PuntaColorada	597	3.02%	615
FuelOil_PuntaColorada	375	9.25%	410
Diesel_Candelaria	614	2.68%	631
Diesel_Colihues	621	9.07%	677
FuelOil_Colihues	342	6.41%	364
Diesel_Esperanza	621	9.18%	677
FuelOil_Celco_B2	351	7.71%	378
Diesel_CementosBioBio	627	2.19%	641
FuelOil_CementosBioBio	335	6.20%	356
Diesel_Const+Maule	681	0.00%	681
Diesel_Lin+SanGreg	606	2.70%	623
Diesel_Teno	618	1.78%	629
Diesel_Renca	627	0.82%	632
Diesel_Colmito	623	0.00%	623
Diesel_ConCon	598	2.22%	611
Diesel_ElTotoral	598	2.89%	615
Diesel_LagunaVerde	581	3.00%	598
Diesel_LasVegas	598	2.35%	612
Diesel_LosVientos	614	3.61%	636
Diesel_Nehuenco	602	0.55%	605
Diesel_Placilla	598	3.03%	616
Diesel_Quintay	598	3.79%	621
Diesel_Quintero	602	2.31%	616
Diesel_SanIsidro	602	2.35%	616

Tabla 2: Costos de Referencia inicial, Gastos Generales y Costo Total inicial para centrales ubicadas en Zona Centro.

Nombre Combustible	Costo Referencia	Gasto General	Costo Total
FuelOil_CMPCPacifico_B3	343	3.29%	355
Diesel_Chiloe	661	0.00%	661
Diesel_Chuyaca	601	3.07%	619
Diesel_Degan	668	0.00%	668
Diesel_Trapen	603	2.18%	616
Diesel_Antilhue	604	6.01%	640
Diesel_CalleCalle	601	3.73%	623
FuelOil_ValdiviaE_B4	351	10.20%	387
FuelOil_ValdiviaP_B4	351	10.20%	387
Diesel_Cholguan_B2	617	2.85%	635
Diesel_Coronel	598	0.45%	600
Diesel_Horcones	611	2.81%	628
Diesel_LosGuindos	581	3.00%	598
Diesel_LosPinos	607	1.90%	619
Diesel_Newen	581	3.00%	598
Diesel_NuevaAldea2	617	2.60%	633
Diesel_SantaLidia	619	3.52%	641
Diesel_Yungay	626	0.00%	626

Tabla 3: Costos de Referencia inicial, Gastos Generales y Costo Total inicial para centrales ubicadas en Zona Sur.

La variación porcentual del índice Brent aplicados a cada Costos Referencial se muestra en la Figura 13.

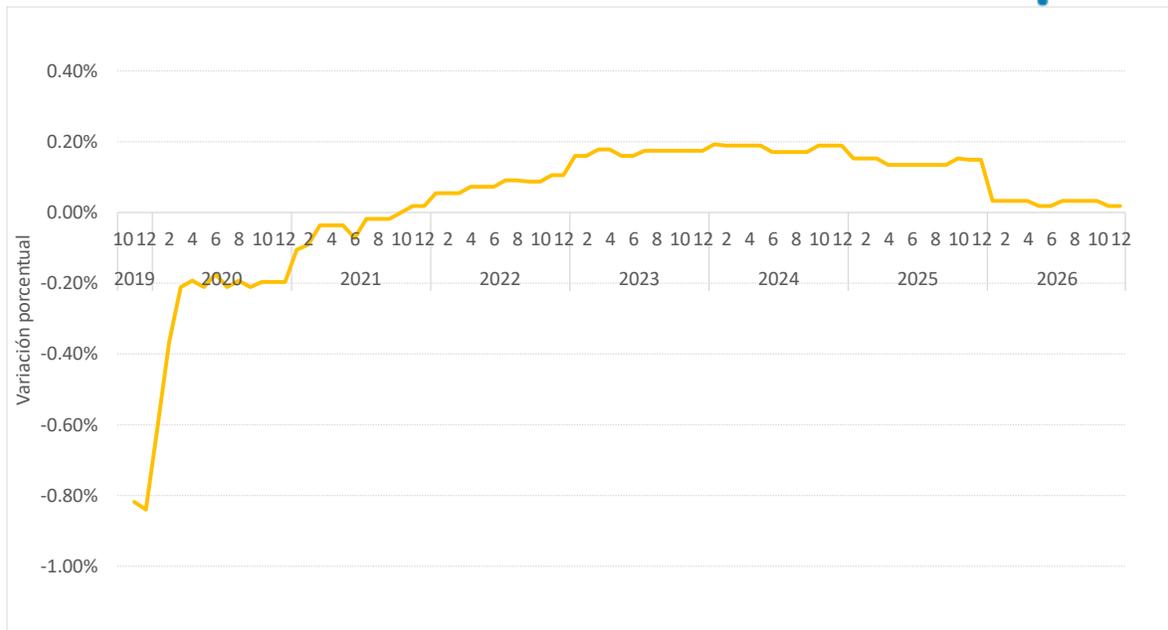


Figura 13: Variación porcentual mensual del índice Brent.

4.2. COMBUSTIBLE CARBÓN

La Tabla 4 presentan los Costos FOB iniciales utilizados como referencia para la proyección, según origen y central generadora.

Unidad	Colombia	Chile	Australia	USA	Canadá	Rusia
CTTAR	66	-	-	-	-	-
CTA	43	62	-	-	-	-
CTH	43	62	-	-	-	-
CTM1	43	62	-	-	-	-
CTM2	43	62	-	-	-	-
IEM	43	62	-	-	-	-
U14	58	-	-	62	-	-
U15	58	-	-	62	-	-
NTO1	53	48	-	93	-	-
NTO2	53	48	-	93	-	-
ANG1	50	-	74	-	-	-
ANG2	50	-	74	-	-	-
COCH1	80	50	-	-	-	-
COCH2	80	50	-	-	-	-
Guacolda1	47	50	50	49	-	-

Guacolda2	47	50	50	49	-	-
Guacolda3	47	50	50	49	-	-
Guacolda4	47	50	50	49	-	-
Guacolda5	47	50	50	49	-	-
Ventanas1	42	55	75	-	65	-
Ventanas2	42	55	75	-	65	-
Campiche	42	55	75	-	65	-
Nva_Ventanas	42	55	75	-	65	-
Bocamina1	52	-	-	49	-	-
Bocamina2	52	-	-	49	-	-
Santa_Maria	89	-	-	91	-	-

Tabla 4: Costos FOB en [USD/Ton] utilizados como punto inicial para la proyección de embarques.

La variación porcentual del índice API2 aplicados a cada costo FOB inicial se muestra en la Figura 14. Cabe mencionar que desde enero 2024 a abril 2025 se ha estimado una proyección que considera una tasa de disminución constante, calculada como el promedio de la variación el índice en el año 2023. Esto se debe a que el horizonte de proyección requerido para el presente estudio supera al horizonte de proyección publicado para el índice.

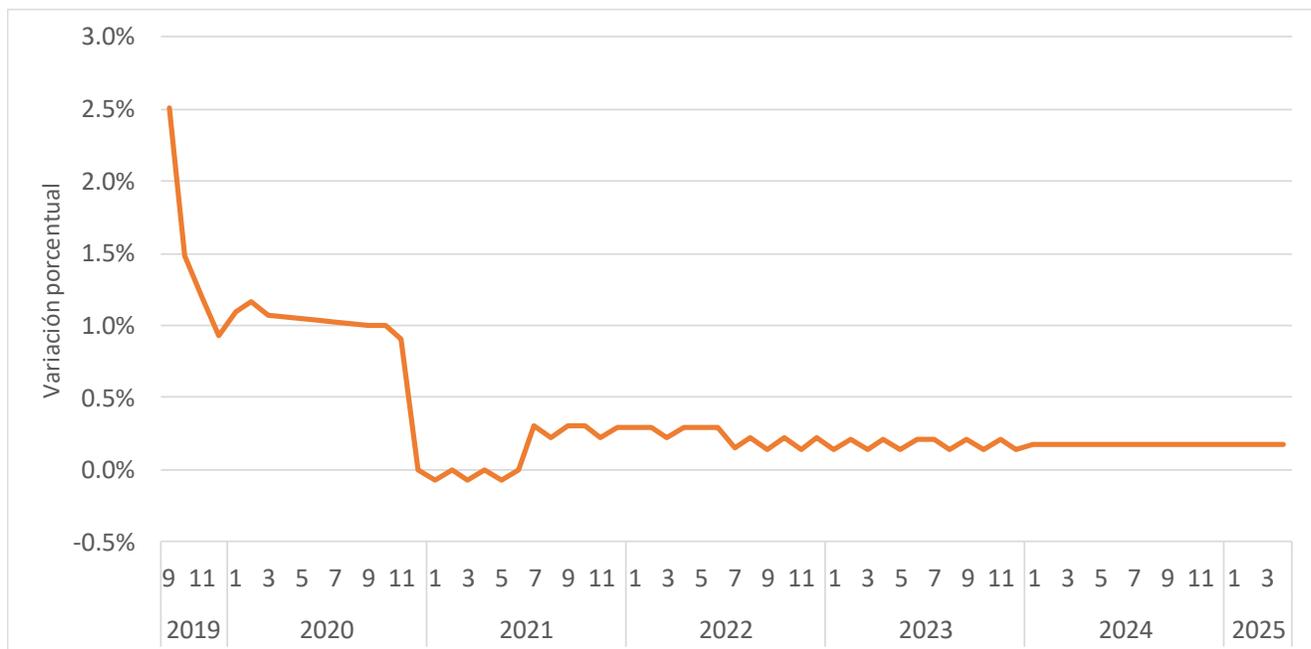


Figura 14: Variación porcentual mensual del índice API2.

A modo de ejemplo, en las Figura 15 y Figura 16 se muestran las proyecciones de los costos FOB según origen para la Central Termoeléctrica Tocopilla y Central Termoeléctrica Campiche.

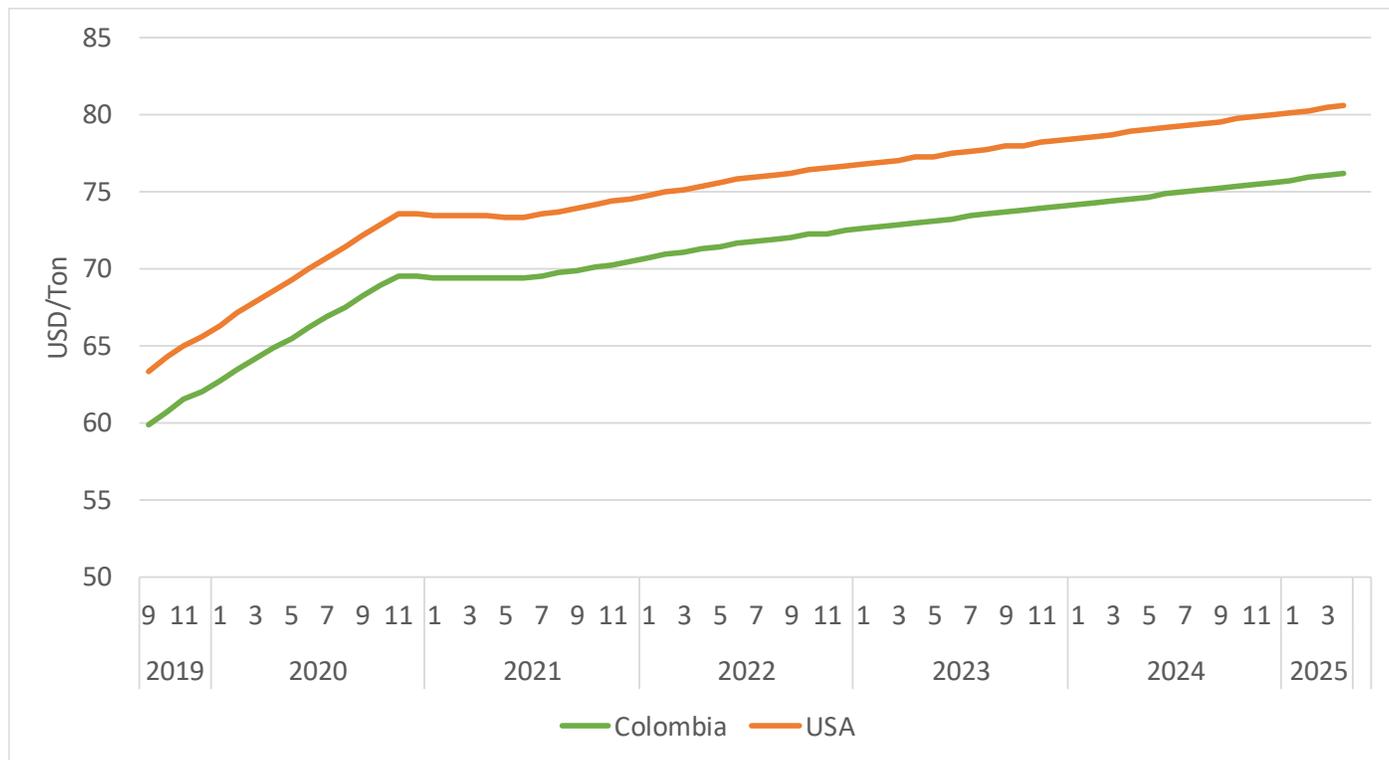


Figura 15: Proyección costos FOB según origen para Central Termoeléctrica Tocopilla.

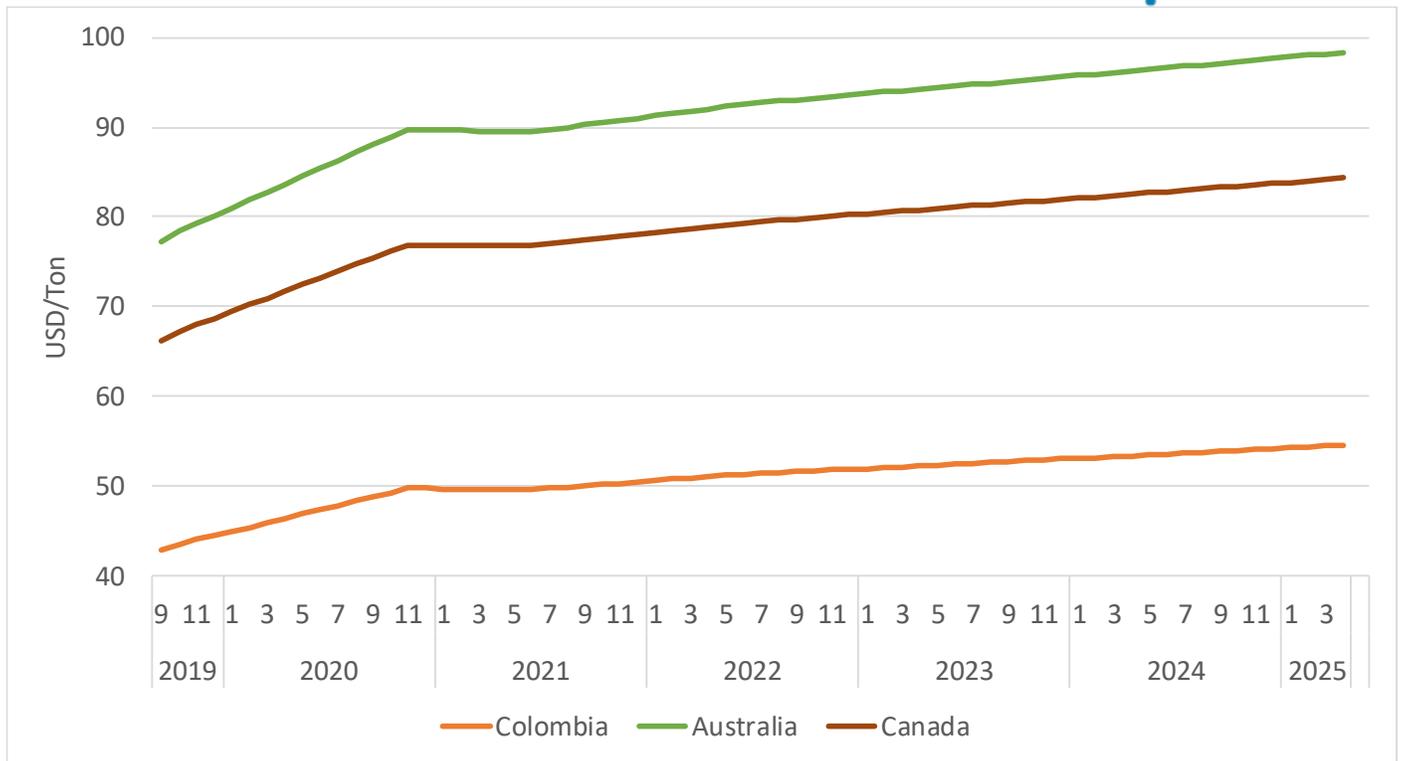


Figura 16: Proyección costos FOB según origen para Central Termoeléctrica Campiche.

Por otra parte, la Tabla 5 muestra las partidas de costos representativas según origen del combustible y para cada central generadora. Cabe recordar que los resultados presentados en esta tabla son obtenidos en base al análisis de los Costos Históricos. De los resultados es posible observar que en general las partidas de costos asociadas a Flete Marítimo (2), Descarga en muelle (8), Manejo en cancha (9), Muestreo y Análisis (10) y Flete Terrestre (11) son valores expresados en [USD/Ton], mientras que las partidas de Seguro Marítimo (3), Impuesto a Importación (5), Internación (6), Agente de Aduana (7), Mermas (12) y Gastos financieros (13) fueron expresados como una proporción [%] del costo CIF.

UNIDAD	ORIGEN	N° DE PARTIDA DE COSTO										
		2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CTTAR	Colombia	17.43	0.06%	0.00%	0.00%	0.09%	1.29	2.52	0.10	0.00	0.10%	0.15%
	Colombia	15.91	0.03%	0.00%	0.02%	0.03%	6.69	0.13	0.27	0.00	1.11%	1.01%
CTA	Australia	9.32	0.02%	0.00%	0.03%	0.03%	6.69	0.13	0.27	0.00	1.11%	1.01%
	USA	10.92	0.02%	0.00%	0.02%	0.03%	6.69	0.13	0.27	0.00	1.11%	1.01%
CTH	Colombia	15.57	0.03%	0.00%	0.02%	0.03%	7.54	0.02	0.30	0.00	1.11%	1.01%
	Australia	8.21	0.02%	0.00%	0.02%	0.03%	7.54	0.02	0.30	0.00	1.11%	1.01%
CTM	USA	11.26	0.02%	0.00%	0.02%	0.03%	7.54	0.02	0.30	0.00	1.11%	1.01%
	Colombia	16.42	0.03%	0.00%	0.02%	0.04%	4.14	0.19	0.20	0.00	1.11%	0.84%

	Australia	8.34	0.02%	0.00%	0.03%	0.03%	4.14	0.19	0.20	0.00	1.11%	0.84%
	USA	10.48	0.02%	0.00%	0.03%	0.03%	4.14	0.19	0.20	0.00	1.11%	0.84%
	Rusia	18.02	0.00%	6.00%	0.03%	0.03%	4.14	0.19	0.20	0.00	1.11%	0.84%
	Canadá	8.37	0.02%	0.00%	0.03%	0.03%	4.14	0.19	0.20	0.00	1.11%	0.84%
CTT	Colombia	16.65	0.02%	0.00%	0.02%	0.03%	2.03	0.00	0.22	0.00	1.11%	1.00%
	Australia	9.20	0.02%	0.00%	0.03%	0.03%	2.03	0.00	0.22	0.00	1.11%	1.00%
	USA	11.38	0.03%	0.00%	0.02%	0.03%	2.03	0.00	0.22	0.00	1.11%	1.00%
	Rusia	10.14	0.12%	3.00%	0.02%	0.03%	2.03	0.00	0.22	0.00	1.11%	1.00%
NTO	Colombia	16.37	0.04%	0.00%	0.00%	0.04%	4.83	0.64	0.04	0.00	1.00%	0.16%
	Australia	11.09	0.03%	0.00%	0.00%	0.04%	4.83	0.64	0.04	0.00	1.00%	0.16%
	USA	10.62	0.03%	0.00%	0.00%	0.04%	4.83	0.64	0.04	0.00	1.00%	0.16%
	Canadá	11.85	0.03%	0.00%	0.00%	0.06%	4.83	0.64	0.04	0.00	1.00%	0.16%
ANG	Colombia	17.63	0.03%	0.00%	0.00%	0.07%	0.42	2.69	0.09	0.00	1.00%	0.20%
	Australia	11.73	0.03%	0.00%	0.00%	0.05%	0.42	2.69	0.09	0.00	1.00%	0.20%
	USA	8.88	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.42	2.69	0.09	0.00	1.00%	0.20%
CCH	Colombia	17.58	0.04%	0.00%	0.00%	0.08%	9.59	3.27	0.05	0.00	1.00%	0.20%
	Australia	16.20	0.03%	0.00%	0.00%	0.06%	9.59	3.27	0.05	0.00	1.00%	0.20%
	USA	7.10	0.04%	0.00%	0.00%	0.01%	9.59	3.27	0.05	0.00	1.00%	0.20%
	Canadá	11.70	0.03%	0.00%	0.00%	0.05%	9.59	3.27	0.05	0.00	1.00%	0.20%
Guacolda	Colombia	19.42	0.04%	0.00%	0.00%	0.11%	2.20	1.23	0.00	0.00	1.00%	0.26%
	USA	23.01	0.03%	0.00%	0.00%	0.18%	2.20	1.23	0.00	0.00	1.00%	0.26%
Ventanas	Colombia	16.76	0.04%	0.00%	0.00%	0.12%	9.56	0.86	0.02	0.00	1.00%	0.26%
	Australia	12.20	0.04%	0.00%	0.00%	0.10%	9.56	0.86	0.02	0.00	1.00%	0.26%
	Canadá	12.38	0.03%	0.00%	0.00%	0.08%	9.56	0.86	0.02	0.00	1.00%	0.26%
Bocamina	Colombia	22.14	0.04%	0.00%	0.02%	0.13%	7.42	1.52	0.05	0.00	0.11%	0.27%
	USA	25.63	0.05%	0.00%	0.02%	0.14%	7.42	1.52	0.05	0.00	0.11%	0.27%
Santa_Maria	Colombia	16.33	0.09%	0.00%	0.00%	0.12%	3.26	0.35	0.09	0.00	0.03%	0.25%

Tabla 5: Determinación de las partidas de costos según origen del combustible y central generadora

En las Figura 17 y Figura 18 se muestran los Costos en Cancha (por embarque) proyectado según origen para la Central Termoeléctrica Tocopilla y Central Termoeléctrica Campiche, respectivamente.

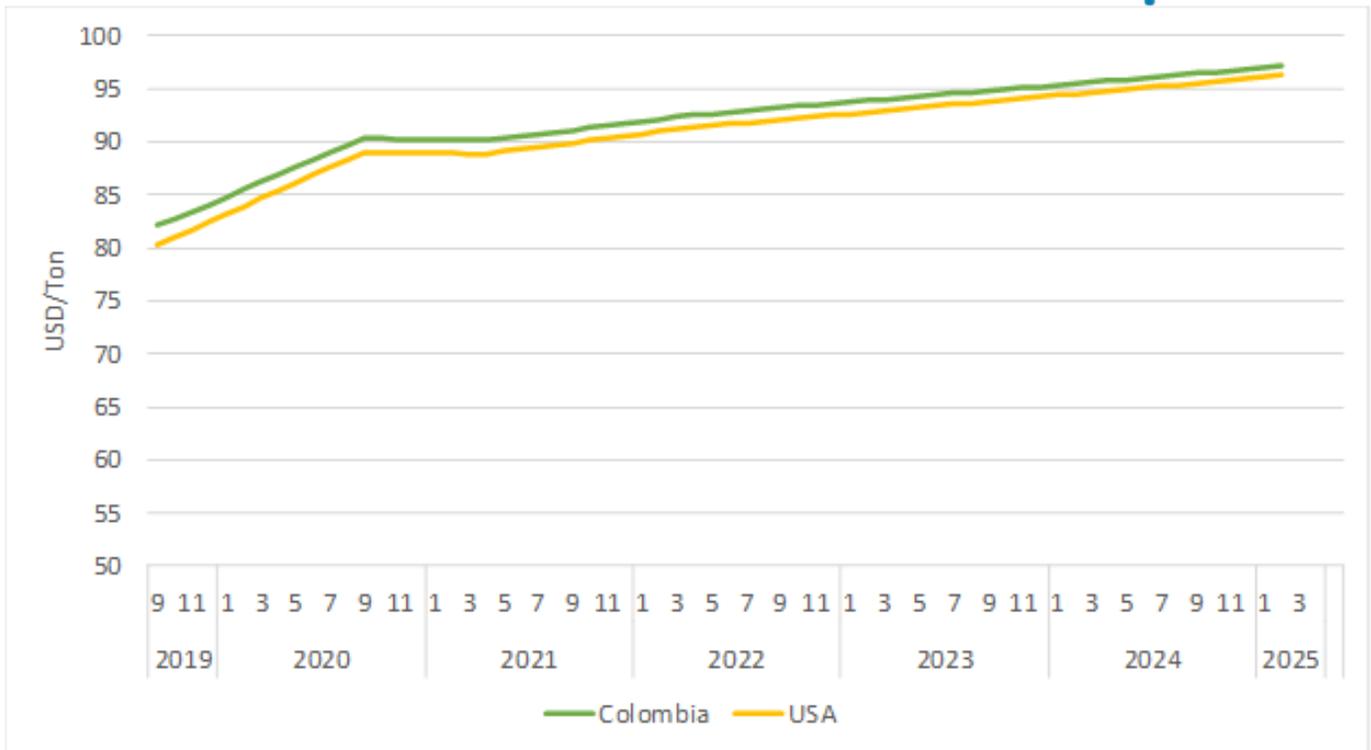


Figura 17: Proyección Costo en Cancha según origen para Central Termoeléctrica Tocopilla.

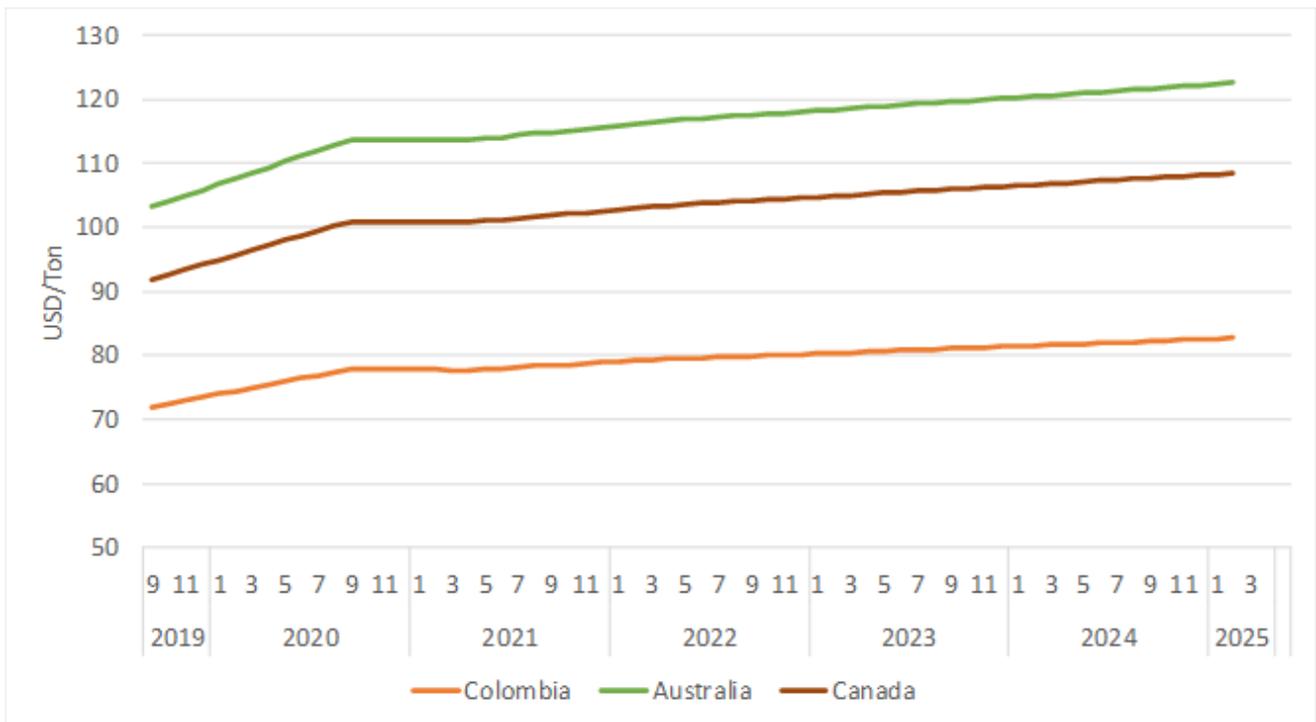


Figura 18: Proyección Costo en Cancha según origen para Central Termoeléctrica Campiche.

Por otra parte, la Tabla 6 presenta el plan de quema utilizada para las distintas unidades térmicas en base al análisis de las Mezclas de Combustibles Programadas. Cabe mencionar, que el plan de quema presentado se mantiene constante a lo largo de proyección para determinar el costo de la mezcla de combustible por unidad generadora.

Unidad	COLOMBIA	CHILE	AUSTRALIA	USA	CANADÁ	RUSIA
CTTAR	100%	-	-	-	-	-
CTA	100%	-	-	-	-	-
CTH	100%	-	-	-	-	-
CTM1	100%	-	-	-	-	-
CTM2	100%	-	-	-	-	-
IEM	100%	-	-	-	-	-
U14	54%	-	-	46%	-	-
U15	54%	-	-	46%	-	-
NT01	81%	-	-	19%	-	-
NT02	81%	-	-	19%	-	-
ANG1	72%	-	28%	-	-	-
ANG2	73%	-	27%	-	-	-
COCH1	88%	-	-	-	12%	-
COCH2	88%	-	-	-	12%	-
Guacolda1	68%	-	9%	23%	-	-
Guacolda2	68%	-	9%	23%	-	-
Guacolda3	50%	-	6%	44%	-	-
Guacolda4	66%	-	9%	25%	-	-
Guacolda5	72%	-	4%	24%	-	-
Ventanas1	96%	-	4%	-	-	-
Ventanas2	96%	-	4%	-	-	-
Campiche	75%	-	16%	-	10%	-
Nva_Ventanas	75%	-	16%	-	9%	-
Bocamina1	65%	-	-	35%	-	-
Bocamina2	65%	-	-	35%	-	-
Santa_Maria	100%	-	-	-	-	-

Tabla 6: Porcentajes de mezclas según origen determinadas para cada unidad generadora.

A modo de ejemplo, la Figura 19 muestra los costos de mezcla de combustibles determinados para las unidades generadoras de las centrales Mejillones, Angamos, Guacolda, Ventanas y Santa María. En el Anexo se presentan las proyecciones de costos de todas las unidades térmicas a carbón.

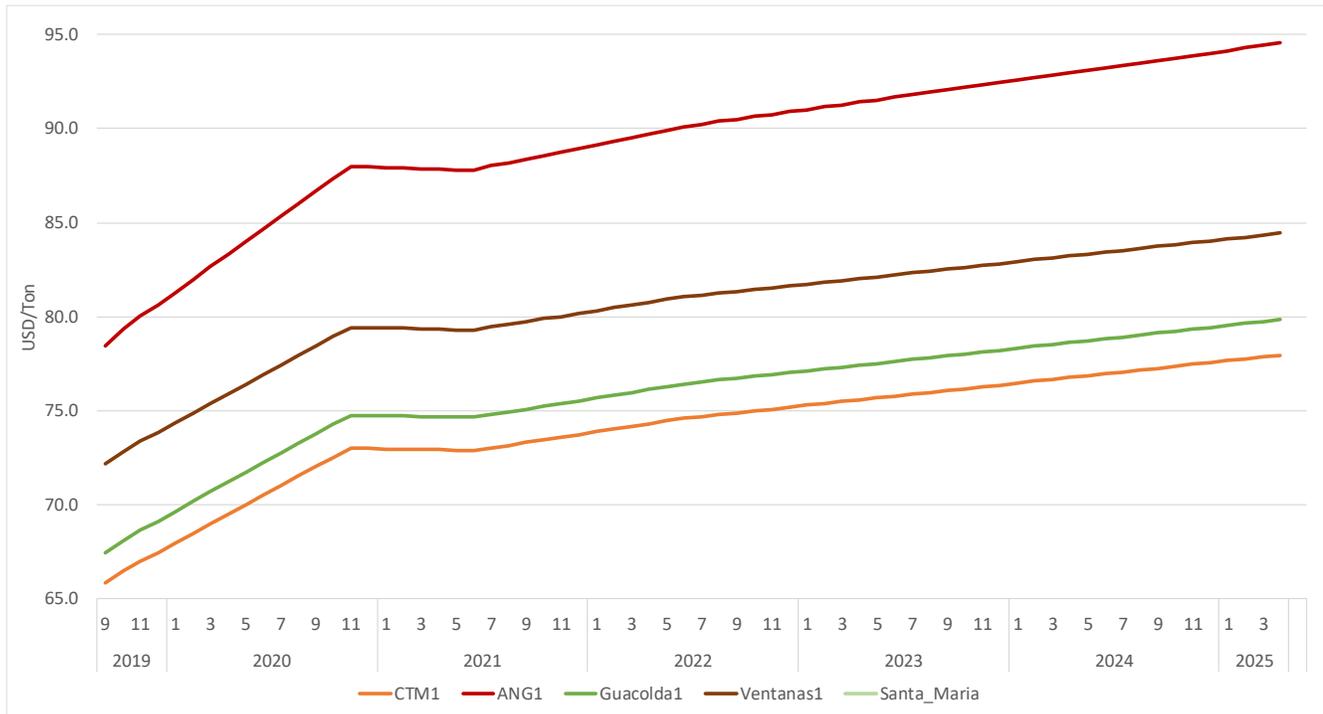


Figura 19: Costo de mezcla de combustible para las unidades termoeléctricas Mejillones, Angamos, Guacolda, Ventanas y Santa María.

4.3. COSTO COMBUSTIBLE GAS NATURAL ARGENTINO

La Tabla 7 muestra las partidas de costos representativas según Empresa Generadora GNL, obtenida en base a los análisis de los Costos Históricos. Las partidas representativas se expresan como proporción del costo CIF.

PARTIDA DE COSTOS	GM	EDEL	COLBÚN
(f) Gas combustible y Pérdidas	0.00%	0.46%	0.00%
(g) Derechos de Internación	0.00%	0.00%	1.56%
(h) Agente de Aduana	0.00%	0.02%	0.03%
(i) Impuesto Sustitutivo	0.00%	0.00%	0.00%
(j) Comisión Bancaria	0.00%	0.01%	0.00%
(k) Cargo por transporte interrumpible en Chile	0.42%	3.65%	2.67%
(l) Costo de Compresión	0.00%	0.00%	0.00%
TOTAL	0.42%	4.15%	4.26%

Tabla 7: Determinación de las partidas de costos GN según empresa generadora.

Por otra parte, la Tabla 8 muestra los costos en boca de pozo considerados para cada empresa de acuerdo con los contratos de exportación vigentes. La Tabla 9 muestra el factor denominado “Otros cargos” aplicados a los costos en boca de pozo, y que representan los costos asociados a gas retenido, derechos de exportación, incidencias, entre otros.

EMPRESA	COSTO [USD/MMBTu]	
	Invierno	Verano
GM	4.50	3.50
ENEL	4.48	3.92
COLBÚN	4.73	3.52

Tabla 8: Costos en “boca de pozo” del GN argentino según contrato de cada empresa importadora de GN.

EMPRESA	CARGOS
GM	30%
ENEL	25%
COLBÚN	32%

Tabla 9: Factor “Otros cargos” aplicados a cada empresa

La Figura 20 muestra los costos del GN argentino para cada empresa generadora.

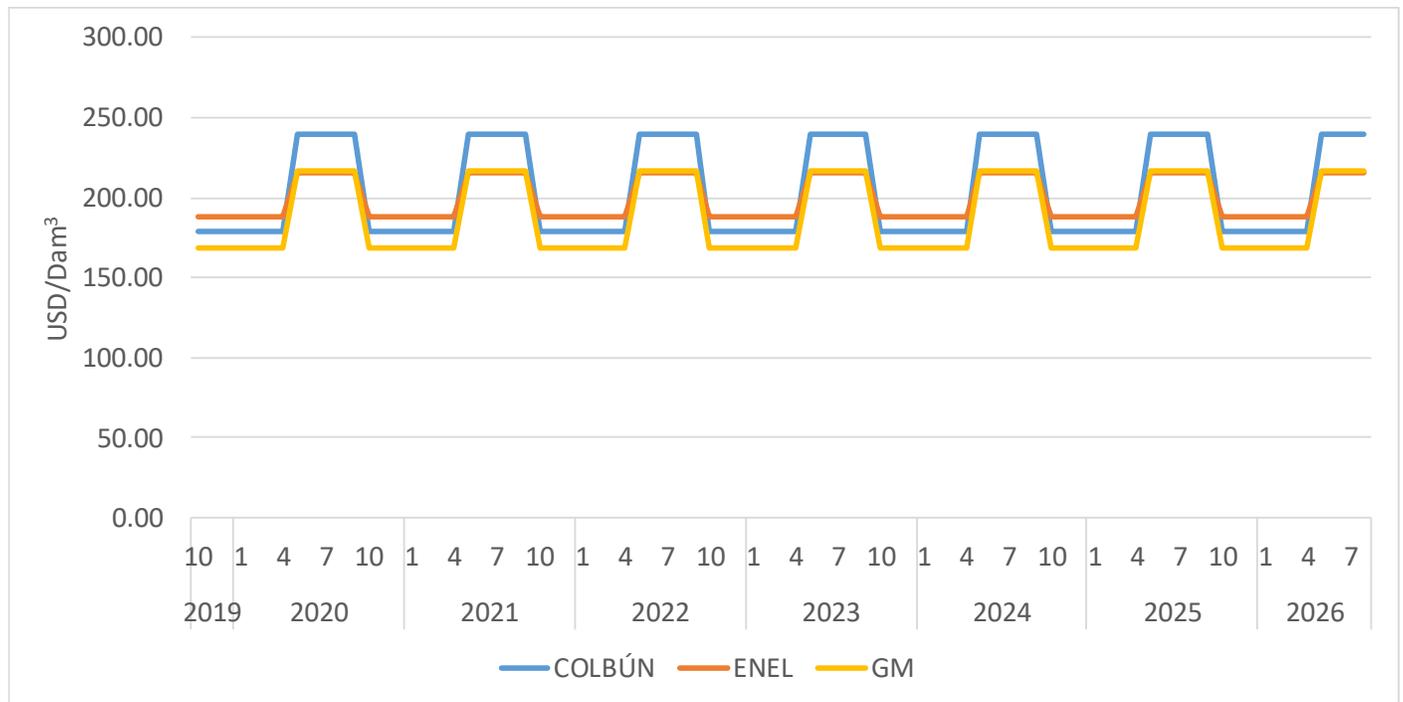


Figura 20: Costo GN argentino por empresa.

4.4. COMBUSTIBLE GNL REGASIFICADO

La Tabla 10 muestra las partidas de costos representativas según Empresa Generadora GNL, obtenida en base a los análisis de los Costos Históricos. Las partidas representativas se expresan como proporción del costo CIF.

PARTIDA DE COSTOS	Colbún	Enel	Tamakaya	Engie	BioEnergías	GasSur
(d.1) Demurrage/Despatch	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(e) Derechos de Internación	0.00%	6.00%	0.00%	6.00%	0.00%	0.00%
(f) Agente de Aduana	0.00%	0.06%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(g) Impuesto Sustitutivo	0.00%	0.20%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(h) Comisión Bancaria	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(i) Pérdidas en el terminal de gasificación	0.00%	1.66%	2.00%	2.56%	0.00%	0.00%
(j) Cargo por servicio de gasificación en el terminal GNL	0.00%	0.86%	1.56%	0.00%	0.00%	0.00%
(k) Cargo por transporte interrumpible en Chile	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(l) Costo de Compresión asociado al transporte	0.00%	1.09%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
(m) Otros costos variables distintos a los anteriores, debidamente justificados.	0.00%	0.38%	0.32%	0.00%	0.00%	0.00%
TOTAL	0.00%	10.24%	3.88%	8.56%	0.00%	0.00%

Tabla 10: Partidas de costos representativas por Empresa Generadora GNL.

Utilizando la información contenidas en los Informes Ejecutivos presentados por las Empresas GNL, los índices Henry Hub y Brent contenidos en la Figura 12, y las partidas de costos representativas por cada empresa de la Tabla 10, es posible construir el Costo Total proyectado para cada Empresa Generadora GNL. Los resultados de la proyección se muestran por central generadora y se presentan en la Figura 21. Cabe mencionar, que para el caso de las centrales Candelaria y Nueva Renca se debe considerar de manera adicional al costo proyectado para Colbún y Enel, respectivamente, los cargos por transporte interrumpible en Chile lo cuales se detallan en la Tabla 11.

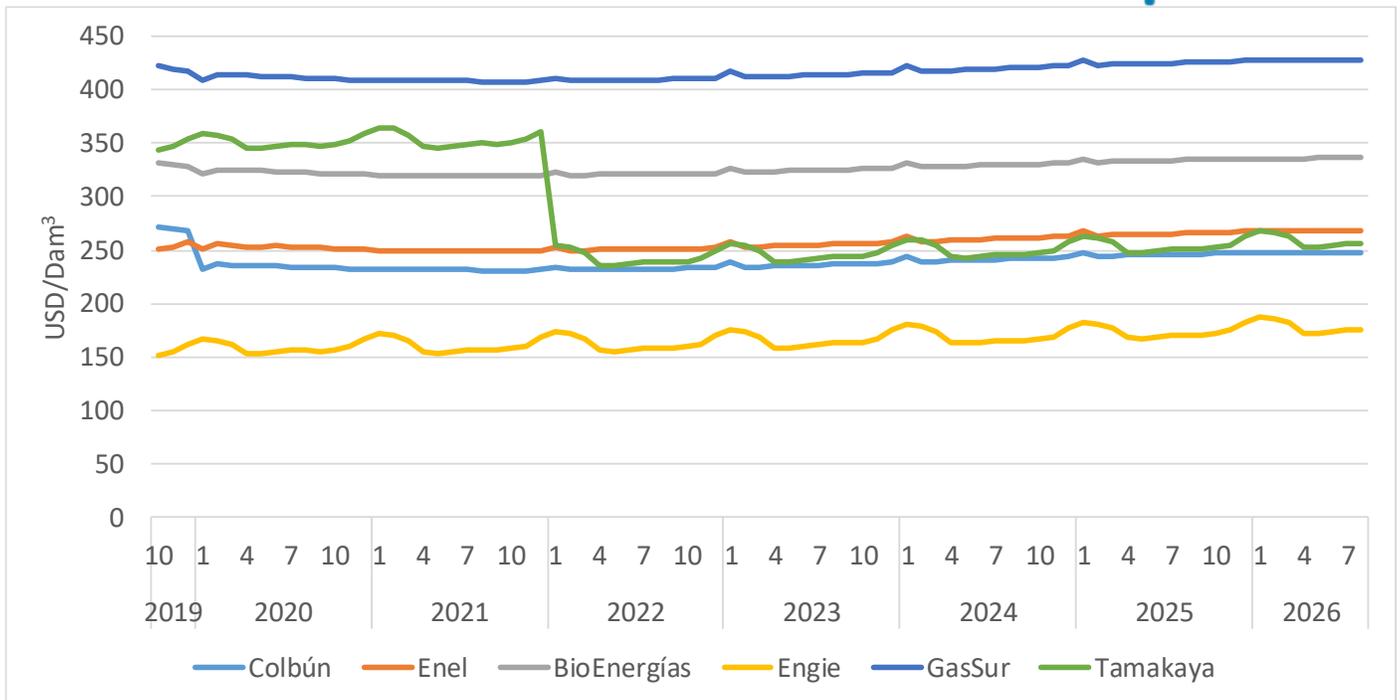


Figura 21: Costo total combustible GNL por Empresa Generadora GNL.

Central	Costo Transporte [USD/Dam ³]
Nueva Renca	11.57
Candelaria	24.5

Tabla 11: Costo por cargo de transporte interrumpible en Chile.

5. ANEXOS

Resultados proyección costos combustible Diésel, Fuel Oil, Carbón, Gas Natural Argentino y Gas Natural Regasificado.