UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Repositorio Digital USM **https://repositorio.usm.cl**

Departamento de Arquitectura Arq_paso

2021-09

DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CARGA EN CHILE, ANÁLISIS DE FACTORES DE COMPETITIVIDAD EN CHILE UTILIZANDO CAMIONES GNL, BEV Y FCEV

VALDERRAMA LEMOS, HERNÁN ROBERTO

https://hdl.handle.net/11673/53727

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

DEPARTAMENTO DE
INGENIERIA COMERCIAL
UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERIO SANTA MARÍA

Departamento de Ingeniería Comercial
MBA, Magíster en Gestión Empresarial

"DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CARGA EN CHILE, ANÁLISIS DE FACTORES DE COMPETITIVIDAD EN CHILE UTILIZANDO CAMIONES GNL, BEV Y FCEV"

Tesina de Grado presentada por

Hernán Roberto Valderrama Lemos

Como requisito para optar al grado de

MBA, Magíster en Gestión Empresarial

Guía de Tesina: Mg. Cristian Carvallo González

Septiembre de 2021

TITULO TESINA: "DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CARGA EN CHILE, ANÁLISIS DE FACTORES DE COMPETITIVIDAD EN CHILE UTILIZANDO CAMIONES GNL, BEV Y FCEV"

AUTOR: Hernán Valderrama Lemos

TRABAJO DE TESINA, presentando en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de MBA, Magíster en Gestión Empresarial de la Universidad Técnica Federico Santa María.

OBSERVACIONES:

_____

COMISIÓN DE TESINA:

- PhD Mauricio Villena
- Mg. Cristian Carvallo
- Mg. Lorena Paredes

Valparaíso, septiembre 2021

Todo el contenido, análisis, conclusiones y opiniones vertidas en este estudio son de mi exclusiva responsabilidad.

Nombre: NOMBRES Y APELLIDOS.

Fecha: 30 septiembre 2021

NOMBRE: HERNÁN VALDERRAMA LEMOS.

FECHA: SEPTIEMBRE, 2021.

RESUMEN

El Transporte de Carga Carretero (TCC) es el mayor de los emisores de GEI “hard-to-abate” (requieren de desarrollos tecnológicos habilitadores para descarbonizar), categoría donde está también la industria pesada, shipping y aviación. El TCC representa a nivel 6% de las emisiones GEI en Chile, contribución de emisiones GEI equivalente a toda la industria minera.

Se planteó la hipótesis de la existencia, en Chile, de factores de competitividad que habilitan una reducción de emisiones GEI sostenible en flotas logísticas, a tal efecto se evaluaron las alternativas tecnológicas comercialmente disponibles como alternativas a camiones diésel tales como: BEV[2], FCEV[3] y GNL[4]. La metodología utilizada se basó en las simulaciones del TCO[5] y del Costo de Abatimiento (CA) para las distintas tecnologías de camiones.

La utilización de camiones a GNL en determinadas configuraciones de flota demostraron ser la única alternativa con reducción del TCO y una consecuente obtención de costos de abatimiento negativos bajo las actuales condiciones de mercado, resultando la tecnología habilitante para el cumplimiento de las metas de emisiones del NDC 2020[6], que hoy tienen fuerza de ley tras la reciente promulgación de la Ley de Cambio Climático.

Tecnologías cero emisiones, ya sean BEV o FECV (con suministro renovable) no son competitivos, y desde el punto de vista de la evaluación social los costos de abatimiento para ambas tecnologías superan el costo social del carbono de 51 USD/tCO2 (costo social EPA). Resultados que divergen con las estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía. En el escenario de un suministro de energía desde la matriz del SEN para BEV & FCEV los costos de abatimiento siguen superando el costo social EPA.

Tecnologías cero emisiones en BEV & FCEV requieren de un break-even en el punto de suministro de H2V de 48 USD/MWh & 3,5 UDS/kg, respectivamente; condiciones proyectadas a conseguir al año 2030 para camiones BEV en operaciones limitadas a rangos < 600 km, debido a que el peso de las baterías sacrifica capacidad de carga (payload). FCEV quedan segmentados al transporte de largo por no arrastrar costo de payload.

El GNL como combustible tiene una acotada reducción de emisiones GEI, pero es la vía de transición hasta que el TCC deje de pertenecer al sector “hard-to-abate”, sin embargo, en términos de reducción de emisiones locales como material particulado, SO2, NOX y ruido ofrece significativas reducciones que tienen un impacto directo en el entorno de operación.

Palabras claves: Descarbonización, transporte de carga, BEV, FCEV, GNL, hidrógeno.

---

[2] (BEV) Battery electric vehicle.
[3] (FCEV) Fuel cell electric vehicle.
[4] (GNL) Gas natural licuado
[5] (TCO) Total Cost Ownership.
[6] (NDC 2020) Compromiso estado COP 25 de reducción emisiones

ABSTRACT

Road Freight Transport (RTF) is the largest of the "hard-to-abate" GHG emitters (they require enabling technological developments to decarbonize), a category that also includes heavy industry, shipping and aviation. The TCC represents 6% of GHG emissions in Chile, a contribution of GHG emissions equivalent to the entire mining industry.

The hypothesis of the existence, in Chile, of competitiveness factors that enable a reduction of sustainable GHG emissions in logistics fleets was raised, for this purpose the technological alternatives commercially available were evaluated as alternatives to diesel trucks such as: BEV, FCEV and LNG. The methodology used was based on the simulations of the TCO and the Cost of Abatement (AC) for the different truck technologies.

The use of LNG trucks in certain fleet configurations proved to be the only alternative with a reduction in TCO and a consequent obtaining of negative abatement costs under current market conditions, resulting in the enabling technology for compliance with the NDC emission goals. 2020, which today have the force of law after the recent enactment of the Climate Change Law

Zero emission technologies, whether BEV or FECV (with renewable supply) are not competitive, and from the point of view of social evaluation, the abatement costs for both technologies exceed the social cost of carbon of 51 USD/tCO2 (EPA social cost). Results that diverge from the estimates made by the Ministry of Energy. In the scenario of an energy supply from the SEN matrix for BEV & FCEV, the abatement costs continue to exceed the EPA social cost.

Zero emission technologies in BEV & FCEV require a break-even at the H2V supply point of 48 USD/MWh & 3.5 USD/kg, respectively; conditions projected to be achieved by the year 2030 for BEV trucks in operations limited to ranges < 600 km, due to the fact that the weight of the batteries sacrifices load capacity (payload). FCEV are segmented to long transport for not dragging payload cost.

LNG as a fuel has a limited reduction in GHG emissions, but it is the transition path until RFT ceases to belong to the "hard-to-abate" sector, however, in terms of reducing local emissions such as particulate matter, SO2, NOX and noise offers significant reductions that have a direct impact on the operating environment.

Key words: Hard-to-abate sector, road freight, trucks, BEV, FCEV, LNG, hydrogen.

ÍNDICE

RESUMEN 2
ABSTRACT 3
1 INTRODUCCIÓN 7
1.1 Hipótesis 8
1.2 Objetivos 8
1.3 Alcance 9
1.4 Metodología 9
2 ANTECEDENTES 10
2.1.1 Emisiones de GEI del sector transporte carretero en Chile 10
2.2 Definición de Escenario de cumplimiento NDC 2020 10
2.3 Caracterización de la industria del transporte de carga 11
2.4 Estructura de costos del transporte de carga por carretera 11
2.4.1 Definición de actores relevantes de la industria logística 11
2.4.2 Caracterización de los contratos logísticos de transporte de carga 11
3 MARCO TEÓRICO 12
3.1 Total Cost Ownership (TCO) 12
3.2 Costo de abatimiento de emisiones (CA) de CO2eq. 12
3.3 Costo social del carbono 13
3.4 Costo nivelado de energía LCOE & LCOH 13
3.5 Emisiones Weel to Wheel (WtW) & Tank to Wheel (WtW) 14
3.6 Camiones tecnología cero emisiones (FCEV & BEV) 14
3.7 Camiones a gas natural licuado (GNL) 15
4 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE ENERGÉTICOS 16
4.1 LCOE & LCOH 16
4.2 Costo de combustible – GNL 17
4.3 Costo combustible - diésel 18
5 DESARROLLO DE ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD 19
5.1 Estimación TCO adquisición tractos 19
5.2 Estimación TCO mantención 23
5.3 Estimación TCO operación 23
5.3.1 Estimación costo payload 23
5.3.2 Costos por uso de infraestructura de carga BEV. 26
5.3.3 Costos por uso de infraestructura de carga FCEV 27
5.3.4 Costos por uso de infraestructura de carga GNL 29
5.4 Estimación TCO combustible 29
5.4.1 Rendimiento energético de los camiones 29
5.4.2 TCO fuel DSL 30
5.4.3 TCO fuel GNL 30
5.4.4 TCO fuel BEV 31
5.4.5 TCO fuel FCEV 31
5.5 TCO por tecnología y rango requerido. 31
5.6 Análisis de riesgo para estimación de TCO 32
5.7 Análisis de sensibilidad para estimación del TCO 34

6 COSTOS DE ABATIMIENTO 34
6.1 Costos de abatimiento con suministro de energía renovable 35
6.2 Costos de abatimiento con suministro de energía no renovable 35
6.3 Sensibilidad costo de abatimiento en camiones BEV & FCEV 37
7 COSTOS DE ABATIMIENTO & EVALUACIÓN SOCIAL 38
8 ANÁLISIS DE RESULTADOS 40
8.1 Break-even de costos de energéticos (BEV & FCEV) 41
9 ANÁLISIS ESTRATÉGICO 41
9.1 Recomendaciones estratégicas para “Mandantes” 42
10 CONCLUSIONES 43
11 REFERENCIAS 44
12 ANEXOS 48
12.1 ..... Gráfico superposición TCO simulación 49
12.2 ..... Parámetros de modelo para capacidad de batería 49

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Camiones FCEV & BEV (Reinhold & Patrick, 2010) 14
Ilustración 2 Camión GNL (Volvo, 2022). 15
Ilustración 3 Simulación Montecarlo LCOH Python, fuente propia. 16
Ilustración 4 TCO de Costo de adquisición unitario, elaboración propia. 23
Ilustración 5 Registro costos EESS H2 EEUU, (DOE, 2021) 28
Ilustración 6 TCO adquisición + TCO O&M + fuel, elaboración propia. 31
Ilustración 7 TCO por opción tecnológica < 600 km (2020), elaboración propia. 32
Ilustración 8 TCO GNL simulación Monte Carlo, elaboración propia. 32
Ilustración 9 TCO BEV simulación Monte Carlo, elaboración propia. 33
Ilustración 10 TCO FCEV simulación Monte Carlo, elaboración propia. 33
Ilustración 11 TCO superposición, simulación Monte Carlo, elaboración propia. 33
Ilustración 12 TCO gráfico de tornado, elaboración propia. 34
Ilustración 13 Sensibilidad costos abatimiento para BEV, elaboración propia. 37
Ilustración 14 Sensibilidad costos abatimiento para FCEV, elaboración propia. 37
Ilustración 15 costos de abatimiento y costo social del carbono, elaboración propia. 38
Ilustración 20 Curva de abatimiento, fuente: (Min. Energía, 2020). 48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Emisiones GEI 2011-2018, fuente: (Inventario GEI , 2020) 7
Tabla 2 Emisiones transporte MtCO2eq 10
Tabla 3 TCO Transporte de carga por carretera, fuente: (Steer, 2020). 11
Tabla 4 FCEV & BEV, diferenciación, fuente: (Transport & Enviroment, 2020). 14
Tabla 5 Energía & Emisiones (CO2eq) en camiones a GNL-SI, fuente: (ICTT , 2020). 15
Tabla 6 Supuestos para cálculo LCOH H2V, elaboración propia, ... 16
Tabla 7 Costo CIF GNL, elaboración propia. 17
Tabla 8 Componentes diferenciados entre tecnologías, elaboración propia. 19
Tabla 9 Costo de componentes, elaboración propia, con datos de autores referenciados. ... 20
Tabla 10 Energía por operación según rango y peso bruto, elaboración propia. 21
Tabla 11 rango de 500 km y 45 t, 953 kWh (2021), elaboración propia 21
Tabla 12 Costos a rangos de 1000km. 22
Tabla 13 TCO Camiones Clase 8, fuente: (NREL, 2021). 23
Tabla 14 Densidad energética baterías y almacenamiento H2, fuente: (NREL, 2021). 24
Tabla 15 Peso de almacenamiento, según rango camión, elaboración propia. 24
Tabla 16 Supuestos elaboración estimación peso bottom-up, elaboración propia. 25
Tabla 17 Estimación peso bottom-up para tractos, elaboración propia. 25
Tabla 18 Estimación TCO payload BEV, elaboración propia. 26
Tabla 19 Autonomía bajo 30 min de carga según cargador, elaboración propia. 26
Tabla 20 Capex EESS GNL, (OIES, 2014). 29
Tabla 21 Rendimiento energético, elaboración propia. 30
Tabla 22 Costos de abatimiento con energía renovable, elaboración propia. 35
Tabla 23 Costos de abatimiento sin energía renovable, elaboración propia. 36

1 INTRODUCCIÓN

Mediante La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, a la que Chile está suscrito, se generan acuerdos internacionales se fijan compromisos y acciones para mitigar los efectos sobre el cambio climático y emisiones GEI, siendo una de estas instancias de acuerdo el Acuerdo de París, en donde se fijó el objetivo de reducir el aumento de temperatura muy por debajo de los 2°C respecto a niveles preindustriales, y proseguir el esfuerzos para limitar el aumento a 1,5 °C (Naciones Unidas, 2015), lo anterior requiere de una sustantiva reducción de emisiones de GEI.

Chile, como país suscrito al Acuerdo de París emite cada cinco años un plan con compromisos voluntarios de reducción de emisiones (Naciones Unidas, 2015), siendo la última emisión la del año 2020, a través de la presentación del NDC 2020 (Gobierno de Chile, 2020), destacando los siguientes compromisos adoptados:

- Compromete el peak de emisiones de GEI para el año 2025.
- Una meta de emisiones anuales al 2030 de 95 MtCO2eq (emisiones totales).
- Declaración de conseguir carbono neutralidad de emisiones GEI al 2050.

En Chile la estimación de las emisiones de GEI para ser informadas al Acuerdo de París es responsabilidad del Inventario Nacional de GEI (INGEI), organismo que trabaja bajo la metodología del IPCC[9] para la construcción del Inventario de Emisiones de Chile, la Tabla 1 refleja las emisiones y absorciones[10] de GEI del INGEI, registrando emisiones de GEI al 2018 por 112 MtCO2eq con una absorción de 64 MtCO2eq dejando un balance neto de 48 MtCO2eq (SNIChile, 2020).

Tabla 1 Emisiones GEI 2011-2018, fuente: (Inventario GEI , 2020)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Emisión [MtCO2eq]	97	102	103	99	106	110	111	112
Absorción [MtCO2eq]	-76	-68	-78	-66	-57	-75	-12	-64
Balance [MtCO2eq]	20	34	25	33	50	35	100	48

El NDC-2020 destaca por la intensidad de los compromisos asumidos (Leprince-Ringuet, 2020), en consideración de que las metas no están condicionadas a financiamiento externo ni están indexadas al crecimiento del país, como si lo consideraba el NDC 2015 (Gobierno de Chile, 2015).

El TCC es considerado unos de los sectores “hard-to.abate” (IEA, 2021), debido que la habilitación de la reducción de emisiones en el TCC hacia la carbono neutralidad depende de desarrollos tecnológicos que hoy están aún desarrollo o en prototipo (IEA,

[9] (IPCC) Intergovernmental Panel on Climate Change.
[10] Las absorciones corresponden a la captura natural de CO2 asociada principalmente a forestación.

2021), en donde la utilización de baterías en camiones eléctricos (BEV[11]) y los desarrollos en camiones con celdas de combustible de hidrógeno (FCEV[12]) se vislumbran como habilitadores tecnológicos cero emisiones. En tal sentido Chile tiene la particularidad de ofrecer condiciones geográficas que permiten ofrecer costos de energía renovable competitivos (McKinsey & Co., 2020), lo cual podría ser un habilitador temprano para tecnologías "cero emisiones[13]".

Una de las alternativas disponibles para reducir emisiones es la utilización de camiones a gas natural licuado (GNL), que presentan reducción en emisiones de GEI y una significativa reducción de emisiones locales.

1.1 Hipótesis

Se plantea la hipótesis de que en Chile existen factores de competitividad para reducir emisiones flotas logísticas que utilicen camiones de transporte pesado de Categoría Clase 8[16], ofreciendo con ello un factor de competitividad para la industria en Chile.

1.2 Objetivos

Validar o refutar hipótesis planteada , se plantea el desarrollo de un modelo para el análisis técnico-económico indicador de la competitividad de tecnologías que permitan reducir emisiones, complementado con los siguientes objetivos específicos:

I. Validar hipótesis de condiciones de competitividad habilitadores en Chile para la descarbonización con tecnologías cero emisiones.

II. Determinar configuraciones específicas de flotas en que la aplicación de tecnologías de reducción de emisiones sea competitiva en función del TCO.

III. Identificar los factores de competitividad que pudieran habilitar a los tomadores de decisiones de la industria adoptar tempranamente posiciones que le permitan obtener ventajas competitivas.

IV. Identificar a los tomadores de decisiones relevantes y entregar recomendaciones estratégicas en función de los hallazgos del análisis.

V. Identificar las barreras para la descarbonización del transporte de carga y proponer medidas de mitigación asociadas a ellas.

---

[11] BEV: Battery Electric Vehicle.
[12] FCEV : Fuel Cell Electric Vehicle.
[13] Dependiendo de suministro de energía renovable.
[16] Según clasificación de la Federal Highway Administration de EEUU.

1.3 Alcance

El presente desarrollo es de orden exploratorio, pues hace referencia a tecnologías en desarrollo y/o etapa de maduración, el análisis tiene las siguientes consideraciones:

I. El análisis está acotado a operaciones logísticas existentes que actualmente están operando con camiones Clase 8 (transporte pesado) en operaciones punto a punto, o bien con tramos intermodales, o bien tienen factibilidad de operar bajo tales esquemas.

II. Se considera como parte del análisis operaciones con flotas de más de 20 camiones en servicios logísticos con horizontes de cinco (5) años, operando bajo un contrato logístico con el mandante de la operación.

III. El análisis realizado es de orden exploratorio, y las estimaciones de costos realizadas son consideradas según las recomendaciones AACE, correspondiente a una estimación Clase 5.

IV. La información utilizada para el presente desarrollo se basa exclusivamente en información pública y disponible.

1.4 Metodología

El desarrollo del presente análisis se estructura en bajo el siguiente esquema principal, que corresponde al desarrollo de los siguientes tres bloques principales, sobre los cuales se desarrollan los respectivos capítulos:

- **ESTADO DE ARTE**
  + Capítulo 2: Antecedentes
  + Capítulo 3: Marco teórico
- **DESARROLLO DE MODELO & ANÁLISIS DE RESULTADOS**
  + Capítulo 4: Estimación de costos de energéticos
  + Capítulo 5: Desarrollo de modelo de análisis de competitividad
  + Capítulo 6: Costos de abatimiento
  + Capítulo 7: Análisis de resultados
  + Capítulo 8: Evaluación de impacto social
- **CONSLUSIONES Y RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS**
  + Capítulo 9: Análisis estratégico
  + Capítulo 10: Conclusiones

2 ANTECEDENTES

2.1.1 Emisiones de GEI del sector transporte carretero en Chile

El último reporte corresponde asociado del Inventario Nacional de Emisiones corresponde al consolidado de las emisiones del año 2018, en donde se contabilizaron 112,6 $MtCO_2eq$ (SNIChile, 2020) como emisiones de GEI.

Para estimar las emisiones del sector transporte de carga (TCC), se consideraron las emisiones asociadas al Código IPCC 1.A.3.B.II del inventario de emisiones GEI que al año 2018 contabiliza 10,04 MtCO2eq.

Tabla 2 Emisiones transporte MtCO2eq

Código IPCC	Sector y/o agrupación	2016	2017	2018
1.A.3.	Transporte	26,4	27,3	28,6
1A.3.b.	Transporte terrestre	23,0	23,7	24,6
1A.3.b.ii.	Camiones servicio ligero	5,3	5,5	5,9
1A.3.b.iii	Camiones pesado y autobuses	9,5	9,5	10,0

Fuente: elaboración propia a partir de datos del (SNIChile, 2020).

Para desagregar las emisiones del Código 1A.3.b.iii se consideró la distribución de emisiones en transporte del (RETC, 2018) entre buses y camiones, permitiendo estimar las emisiones asociadas al transporte de carga pesada en 6,2 MtCO2eq.

2.2 Definición de Escenario de cumplimiento NDC 2020

El NDC 2020 establece una meta de emisiones de 95 MtCO2 (Gobierno de Chile, 2020), que es equivalente a las emisiones del año 2011, en términos de reducción de emisiones se ven reflejados en la Ilustración 4, en donde se indican las áreas donde se contempla reducir emisiones para efecto de llegar a la meta de las 65 MtCO2/año del 2030, (COP25 SCIENTIFIC COMMITTEE, 2019).

En base al Estudio preparado por el Comité Científico de la COP25 como soporte a las metas voluntarias establecidas en el NDC 2020, se estima que para el TCC la utilización de FCEV con H2V sea de un: 85% al 2050 (COP25 SCIENTIFIC COMMITTEE, 2019).

En términos de reducción de emisiones en el TCC, el cumplimiento del NDC 2020 requiere de las siguientes reducciones en emisiones, supuestas a obtener por utilización de H2V con camiones FCEV (escenario planteado por Ministerio de Energía).

2.3 Caracterización de la industria del transporte de carga

Las principales empresas transportistas están agrupadas la asociación gremial “Chile Transporte A.G”, la cual aportó información al estudio desarrollado en 2019 (CNPL, 2019). Respecto a la operación de grandes empresas logísticas, las mismas poseen un nivel de utilización, reflejado en el kilometraje anual promedio de cada camión de la flota (km / año), informando una media de 189.600 km/año (CNPL, 2019).

2.4 Estructura de costos del transporte de carga por carretera

La estimación del costo nivelado de operación logístico se basa en el análisis realizado por Steer en 2020 para el Ministerio de Transporte “Actualización de Modelo de Costos de Transporte de Carga para el Análisis de Costos Logísticos”, el cual está desagregado por componente en la Tabla 8.

Tabla 3 TCO Transporte de carga por carretera, fuente: (Steer, 2020).

Tipo de camión	Fuel	C.C.[17]	Salarios	Mant.	Deprec.	Gestión	TCO USD/km
semirremolque estanque	0,3	0,13	0,29	0,05	0,13	0,03	0,92

En base a la estimación de realizada por Steer, se asume un costo nivelado de operación de 0,94 USD/km (TCO) para carga general, supeditado a operaciones no mineras en la zona central de Chile. A la estimación anterior se ajustará TCO por costo de combustible por lo que el TCO base DSL se estima en 1,2 USD/km.

2.4.1 Definición de actores relevantes de la industria logística

Bajo el marco conceptual del presente análisis se consideran dos actores relevantes en el análisis de las flotas logísticas:

i. La empresa transportista, que es la prestadora del servicio logístico.
ii. La Empresa mandante (generador de carga).

2.4.2 Caracterización de los contratos logísticos de transporte de carga

La modalidad contractual principal es la de un contrato de “arrastre” de un determinado producto. El horizonte habitual de este tipo de contratos varía de 3 a 5 años, constituido por una tarifa fija más una variable en función de los kilómetros recorridos (Caro, 2016).

$$Tarifa\ log\acute{\imath}stica = Tarifa\ fija\ [\$]\ + Tarifa\ variable\ [usd/km]$$

[17] (CC) Costos de circulación: peajes, permisos, etc.

3 MARCO TEÓRICO

Se considera un esquema metodológico y de herramientas de análisis para comparar la aplicación de distintas tecnologías en función de los costos operación expresados por el “Total Cost Ownership” (TCO), y desde el punto de vista de la efectividad costo-beneficio en reducción de emisiones la utilización de los Costos de Abatimiento (CA).

3.1 Total Cost Ownership (TCO)

Corresponde a un indicador que representa al valor presente de todos los costos de la operación logística en un horizonte determinado, equivalente al Costo Nivelado, el cual se expresa, como indicador, en términos de los km recorridos, tonelada transportada, o ambos combinados, en tal caso conocido como “tkm” (Steer, 2020). Para el presente análisis se comparan las alternativas en función de su TCO asociado, considerando horizontes de evaluación equivalente, bajo el siguiente esquema:

$$\Delta TCO\ \left[\frac{USD}{km}\right] = TCO_{base}\left[\frac{USD}{km}\right] - Min\left\{TCO_{Opción\ 1}\left[\frac{USD}{km}\right],\quad TCO_{Opción\ 2}\left[\frac{USD}{km}\right],..,TCO_{Opción\ n}\left[\frac{USD}{km}\right]\right\}$$

Para estimar el TCO se realiza una estimación “por componentes” (bottom-up) del TCO, para ello se descompone el TCO en las siguientes componentes, siguiendo la segmentación realizada por: (Burke, Hengbing, & Zhu, 2013):

$$TCO\ =\ TCO_{tracto} + TCO_{mantención}\ TCO_{operación} + TCO_{fuel}$$

- TCO_{tracto} = costo anual unitario de adquisición tracto.
- $TCO_{mantención}$ = costo anual unitario de mantención.
- $TCO_{operación}$ = costo anual unitario de operación.
- TCO_{fuel} = costo anual unitario en combustible.

3.2 Costo de abatimiento de emisiones (CA) de CO2eq.

El costo de abatimiento de emisiones (CA) es un indicador del costo económico marginal de reducir emisiones, (para el presente caso de emisiones de CO2eq), expresado usualmente en [USD/tCO2eq].

En función del valor del CA de emisiones es posible determinar si el cambio tecnológico implica un aumento del TVO, o bien, aporta beneficios para quien adopta el cambio para la reducción de emisiones. Si el CA es positivo se relaciona con un aumento del TCO, caso contrario con una disminución.

$$CA\left[\frac{\text{USD}}{\text{tCO2eq}}\right] > 0\ \Longrightarrow \uparrow\ \Delta TCO\ (sube\ el\ TCO)$$

$$CA\left[\frac{\text{USD}}{\text{tCO2eq}}\right] < 0\ \Longrightarrow \downarrow\ \Delta TCO\ (baja\ el\ TCO)$$

Para estimar los costos de abatimiento (CA), se utiliza el ΔTCO entre la condición base y la tecnología a evaluar respecto a la reducción de emisiones de GEI asociadas a la conversión tecnológica, evaluados ambos términos en el mismo horizonte.

$$CA\ \ [USD/tCO2eq] = \frac{\Delta TCO\ [USD]}{\Delta Emisiones\ [tCO2eq]}$$

Para identificar el tipo de configuración de flota logística con mejores prestaciones costo-efectivas de reducción de emisiones, se define al costo de abatimiento de emisiones de CO2eq (CA) como la función objetivo a minimizar.

$$CA\left[\frac{\mathrm{USD}}{\mathrm{tCO2eq}}\right] = Min\left\{CA_{op1}\left[\frac{\mathrm{USD}}{\mathrm{tCO2eq}}\right],\qquad CA_{op2}\left[\frac{\mathrm{USD}}{\mathrm{tCO2eq}}\right], \ldots CA_{opn}\left[\frac{\mathrm{USD}}{\mathrm{tCO2eq}}\right],\right\}$$

$$Tal\ que\ \Delta\mathrm{tCO2eq}_{opción} > meta\ de\ redución\ de\ emisiones\ requerida.$$

El costo de abatimiento permite, adicionalmente, entregar un indicador del costo-beneficio de una determinada inversión, vista desde la perspectiva de una evaluación social, ya que los costos de abatimiento pueden ser comparados con el costo social de cada tonelada emitida reflejada en el Costo social del Carbono.

3.3 Costo social del carbono

Para efecto del presente análisis se utilizará el costo social del carbono estimado por la agencia de Estados Unidos Interagency Working Group, que corresponde a un comité técnico conformado por entidades como Environmental Protection Agency (EPA), Department of Health and Human Services (HHS), Department of Energy (DOE), etc., en adelante, “Costo Social EPA”

El reporte emitido por el Gobierno de EEUU en febrero de 2021 considera que la tasa mínima de descuento a aplicar será del 3%, implicando que el costo social de carbono será de un mínimo de 51 USD/tCO2, en adelante Costo Social EPA.

3.4 Costo nivelado de energía LCOE & LCOH

Corresponde al precio promedio de venta de energía, estimado por el inversionista del activo de generación (eléctrica o térmica), tal que cubre las inversiones en el activo según el costo la rentabilidad esperada, lo anterior se puede aproximar como:

$$LCOE/LCOH\ = \frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = costos de inversión en año t.
M_t= costos de operación y mantenimiento en año t.
F_t = Costo de suministro insumos energéticos
E_t = energía generada (eléctrica o térmica)
r = costo de capital (WACC).
n = horizonte de evaluación.

3.5 Emisiones Weel to Wheel (WtW) & Tank to Wheel (WtW)

TtW corresponde a las emisiones en toda la cadena de valor (incluido producción y transporte) hasta a la utilización. Bajo el marco de análisis, y dado el hecho que las emisiones asociadas a la producción de los energéticos son contabilizadas según el IPCC en país de origen, se considera que el GNL y el diésel solo tienen emisiones tank to wheels. Emisiones denominadas tank to wheels (TtW) corresponden a las emisiones contabilizadas desde que el combustible está en el tanque del vehículo.

3.6 Camiones tecnología cero emisiones (FCEV & BEV)[23]

BEV & FCEV son camiones eléctricos que diferencian en la forma de almacenar energía. En los camiones BEV[24] la forma de almacenamiento es a través de baterías, en cambio, en los camiones FCEV el almacenamiento se realiza con hidrógeno comprimido, el cual es transformado en energía eléctrica mediante una celda de combustible.

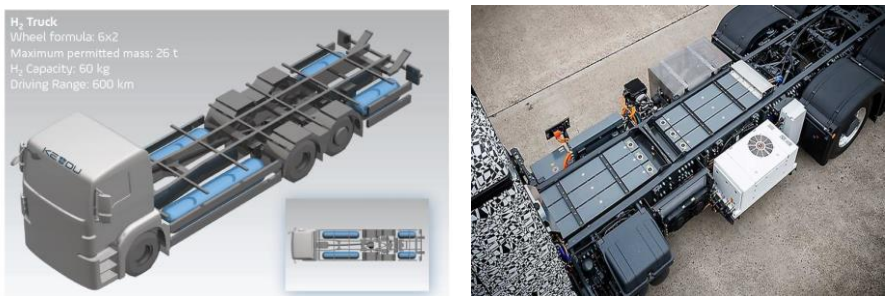


Ilustración 1 Camiones FCEV & BEV (Reinhold & Patrick, 2010).

Tabla 4 FCEV & BEV, diferenciación, fuente: (Transport & Enviroment, 2020).

Tecnología	FCEV	BEV
Motor	eléctrico	eléctrico
Almacenamiento	Hidrógeno	batería
Emisiones TtW	Según tipo de suministro	Según tipo de suministro

[23] Para considerar la tecnología como “cero emisiones” se requiere que el suministro del energético sea de origen renovable.
[24]

3.7 Camiones a gas natural licuado (GNL)

La tecnología de camiones a GNL corresponde a camiones con motor de combustión interna, con la principal diferencia de que el combustible utilizado es gas natural licuado (GLN), en función del ciclo de trabajo del motor a GNL se clasifican como: GNL-SI (encendido por chispa) o GNL-CI: (autoencendido por compresión), dominando la tecnología GNL-SI, adelante, GNL.

Las ventajas ambientales en términos de reducción de emisiones de GEI vienen por el hecho de que el GNL tiene una estructura con menor contenido de carbono, permitiendo en igualdad de consumo energético reducciones entre un 20% a 25% (ICTT , 2020), pero dado que la tecnología del motor GNL-SI es de menor eficiencia energética, implica también un mayor consumo de energía, acotando la reducción de emisiones, la Tabla 11 resume la literatura respecto al rendimiento y reducción de emisiones con camiones GNL-SI.

Tabla 5 Energía & Emisiones (CO2eq) en camiones a GNL-SI, fuente: (ICTT , 2020).

Δ Energía	Δ Emisiones	Autores
19.0 %	-7.1 %	Cenex (2019)
16.8 %	-12.0 %	NGVA Europe (2017)
23.1 %	-7.4 %	IFEU (2015)

La reducción de eficiencia energética se compensa con camiones GNL-CI que tienen una pérdida de rendimiento aproximada del 4% (ICTT , 2020), pero implica un mayor costo de adquisición por efecto de la complejidad del motor, el cual requiere incluso de operación con mezclas con diésel y GN, en algunas condiciones de régimen.

En consideración de la escasa penetración de la tecnología GNL-Ci en camiones Clase 8 en el mercado (ICTT , 2020), es que no es incorporada al presente análisis.

Ilustración 2 Camión GNL (Volvo, 2022).

4 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE ENERGÉTICOS

4.1 LCOE & LCOH

Se consideraron los precios de la licitación del año 2016 para suministro firme, (GIZ, 2018), con una media de 65 USD/MWh. Los costos regulados de potencia, transmisión, servicio público, etc., se estiman en 20 USD/MWh (ACENOR, 2022).

El LCOH se estimó considerando la producción y almacenamiento en la EESS, los supuestos principales considerados fueron :

Tabla 6 Supuestos para cálculo LCOH H2V, elaboración propia,

Parámetro		**Norm**	**Referencia**
Factor de planta	-	95%	
Consumo energía	kWh/kg_H2	52	(Deloitte, 2021)
Derrateo electrolizador	%/1000h	0,10%	(Deloitte, 2021)
PPA energía	USD/MWh	85	(GIZ,2018)
Opex	% Capex	3%	(Deloitte, 2021)
Consumo agua (demi)	kg_h2o/kg_H2	12	(NREL, 2017)
Costo agua	USD/m3	1,0	
Capex planta	USD/KW	2.000	(NREL, 2017)
Reinversión Stack	%Capex	30%	
Vida Stack	h	75.000	(Deloitte, 2021)
WACC	-	12%	
Horizonte	años	20	
Power supply & control	USD/kW	198	(NREL, 2019)
Process components	USD/kW	280	(Innovations Inc., 2020)
Water treatment system	USD/kW	19	(Innovations Inc., 2020)
Hydrogen processing	USD/kW	69	(Innovations Inc., 2020)
Cooling	USD/kW	28,7	(NREL, 2019)

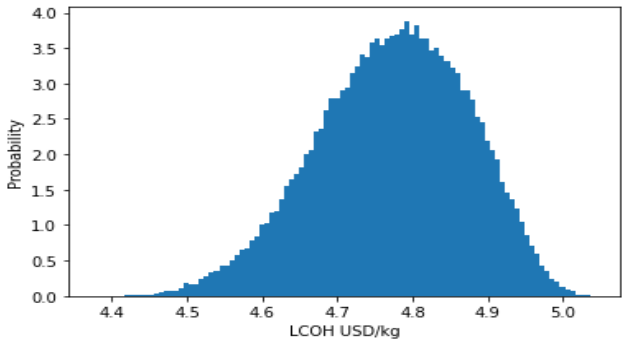


Ilustración 3 Simulación Montecarlo LCOH Python, fuente propia.

→ LCOH H2 (2022) = 5,6 [USD/kg]

→ LCOE H2 (2022) = 85 [USD/MWh]

4.2 Costo de combustible – GNL

Se consideró el informe “Proyecciones de Precios de Combustibles para Fijación de Precio Nudo Energía” (CNE, 2016), el cual estima un costo CIF del GNL en función del marcador de precio Henry Hub (HH), de:

$$Costo\ CIF\ GNL \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] = 115\%\ HH\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] +\ 4{,}5 \left[\frac{USD}{MMBtu}\right]$$

El costo logístico de movimiento de GNL se estimó extrapolando el costo publicado por (EULA, 2015) de 1,31 [USD/MMBtu] para el tramo Quintero – Pemuco.

$$Precio\ GNL\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] = Costo\ CIF\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] + 0{,}2\ \left[\frac{USD}{MMBtu * 100km}\right]$$

Utilizando las proyecciones PELP para el Henry Hub, se configura el siguiente precio CIF del GNL según lo indicado en la tabla:

Tabla 7 Costo CIF GNL, elaboración propia.

Costo CIF	2022	2025	2030
GNL USD/MMBTU	9	9,3	9,5
GNL USD/MWh	30	32	33

No se consideran gravámenes tributarios para el GNL en el presente análisis, por lo que no se considera la aplicación del impuesto específico a los combustibles.

En relación con la distancia del punto de suministro (EESS) y el terminal de GNL en Quintero:

$$Costo\ GNL_{EESS}\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] = 115\%\ HH\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] +\ 4{,}5 \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] + 0{,}2\ \left[\frac{USD}{MMBtu * 100km}\right]$$

Costo referencia Santiago: ~ 15 $\left[\frac{USD}{MMBtu}\right]$

4.3 Costo combustible - diésel

La estructura del costo nivelado de diésel en la EESS del transportista se construye de la siguiente forma:

$$DSL_0 \approx PPI\ ENAP\left[\frac{USD}{m3}\right] + IVA\left[\frac{USD}{m3}\right] + IE.base\left[\frac{USD}{m3}\right] - I.E\ variable\left[\frac{USD}{m3}\right] + recup.31\%\left[\frac{USD}{m3}\right] + log.\left[\frac{USD}{m3}\right]$$

En función de los precios de paridad de importación (PPI) publicados por ENAP en su página web de ENAP, y el impuesto específico publicado por el SII.

- PPI : 1.200 USD/m3
- I.E. base : 1,5 UTM/m3
- i.E variable Mepco : -8,5 UTM/m3

La logística del diésel se estima extrapolando costos logísticos de diésel, en este caso del tramo Concón – Maipú, lo que resulta en una logística para el diésel de:

$$Logistica\ DSL = 0{,}17\left[\frac{USD}{MMBtu * 100km}\right]$$

$$DSL_{06} \approx 1.220\left[\frac{USD}{m3}\right] + 232\left[\frac{USD}{m3}\right] + 98\left[\frac{USD}{m3}\right] - 555\left[\frac{USD}{m3}\right] + 0\left[\frac{USD}{m3}\right] + 120\left[\frac{USD}{m3}\right] = 1.115\left[\frac{USD}{m3}\right] = \mathbf{30}\left[\frac{\boldsymbol{USD}}{\boldsymbol{MMBtu}}\right]$$

El precio DSL está subvencionado por mecanismo estabilización MEPCO con subsidio equivalente al 40% precio paridad. Como el mecanismo de estabilización es temporal, y tiene como objetivo disminuir variaciones de precios, se puede proyectar el precio equivalente con la componente variable del I.E. en cero.

La industria TCC tiene exenciones tributarias en función del nivel de facturación de la empresa, que llega hasta un 31% en aquellas empresas con facturación sobre 15.000UF anuales[27],

$$DSL_{est} \approx 1.220\left[\frac{USD}{m3}\right] + 232\left[\frac{USD}{m3}\right] + 98\left[\frac{USD}{m3}\right] + 0\left[\frac{USD}{m3}\right] - 30\left[\frac{USD}{m3}\right] + 120\left[\frac{USD}{m3}\right] = 1.640\left[\frac{USD}{m3}\right] \equiv \mathbf{45}\left[\frac{\boldsymbol{USD}}{\boldsymbol{MMBtu}}\right]$$

[27] Nota SII por rebaja tributaria: https://www.sii.cl/preguntas_frecuentes/iva/001_030_1542.htm

5 DESARROLLO DE ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD

En el presente capítulo se desarrolla la construcción del TCO de cada alternativa tecnológica, abordando el TCO bajo las siguientes componentes:

$$TCO = TCO_{tracto} + TCO_{mantención}\, TCO_{operación} + TCO_{fuel}$$

5.1 Estimación TCO adquisición tractos

Para la estimación del TCO de los camiones se realiza una estimación bottom-up de los costos de adquisición camiones, para ellos se procede con una descomposición de los distintos componentes que no son compartidos.

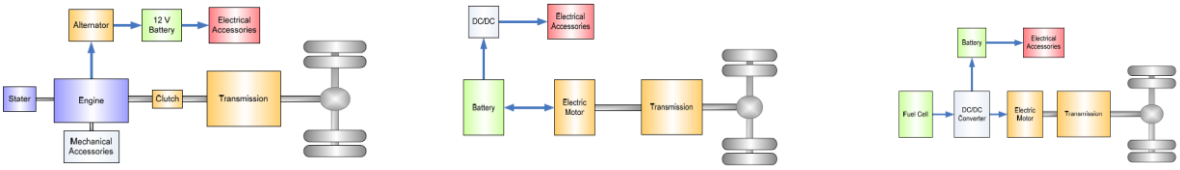


Ilustración 5 Componentes diferenciados tractos, (LBNL, 2021).

Tabla 8 Componentes diferenciados entre tecnologías, elaboración propia.

Componente	DSL	GNL-SI	BEV	FCEV
Motor combustión interna	Sí	Sí	No	No
Tanque combustible	Sí	Sí	No	Sí
Pack de batería	No	No	Sí	No
Motor eléctrico	No	No	Sí	Sí
Celda combustible	No	No	No	Sí
Tren potencia DSL	Sí	Sí	No	No
Tren potencia eléctrico	No	No	Sí	Sí
Tanque combustible	Sí	Sí	No	Sí

Para generar la estructura de componentes se utiliza como base el precio estándar de un tracto camión Clase 8 de 125.000 USD (LBNL, 2021), sobre este precio se descompone el precio de los componentes principales que son diferenciados:

- Motor DSL : 20.000 USD
- Transmisión automática : 6.000 USD
- Tren de potencia : 14.000 USD
- Tanque combustible : 1.000 USD

Restando los componentes antes mencionados se van agregando los componentes propios de cada tecnología, lo que se configura bajo el siguiente esquema:

- DSL = $125.000.

- BEV = $125.00 – $20.000 – $6.000 – $14.000 - $1.000 + $motor eléctrico + $batería + $tren potencia eléctrico.

- GNL = $125.00 – $20.000 – $1.000 + $ motor GNL + $ tanque GNL.

- FCEV = $125.00 – $20.000 – $6.000 – $14.000 - $1.000 + $motor eléctrico + $ celda combustible + $ tanque hidrógeno + $ tren potencia eléctrico.

Para estimar los componentes de las diferentes tecnologías se utiliza las siguientes estimaciones que corresponden a una recopilación de distintos autores para costos específicos de componentes. Se considera un costo adicional de un 30% a efecto de integración de componentes.:

Tabla 9 Costo de componentes, elaboración propia, con datos de autores referenciados.

Componentes	Costo	
Pack baterías (BNEF, 2020) [USD/kWh]	$	159
Motor eléctrico (NREL, 2021). [USD/kW]	$	61
Motor DSL (NREL, 2021). [USD/kW]	$	58
Motor GNL (NREL, 2021). [USD/kW]	$	64
Motor DSL&GNL fijo (NREL, 2021). [kUSD]	$	6
Celda combustible (NREL, 2021). [USD/kW]	$	210
Almacenamiento H2 (NREL, 2021). [USD/kWh]	$	19
Tanque DSL (Burke, Hengbing, & Zhu, 2013) [kUSD]	$	1
Tanque GNL (Burke, Hengbing, & Zhu, 2013) [kUSD]	$	4
Tren de potencia eléctrico (LBNL, 2021) [kUSD]	$	21
Potencia Celda FCEV (NREL, 2021). [kW]	$	380

Elaborada en base a datos de: (NREL, 2021), (Burke, Hengbing, & Zhu, 2013) & (BNEF, 2020), incluye ajustes por inflación.

Para definir la energía requerida a almacenar, para ello se utiliza el modelo desarrollado por Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) basado en un ciclo de operación normal y rendimientos energéticos de los camiones BEV Clase 8, para efecto de dimensionar la energía requerida según la autonomía exigida y el peso bruto del camión (LBNL, 2021). El modelo de Lawrence Berkeley National Laboratory para determinar almacenamiento en baterías [kWh] según el rango requerido y el peso bruto máximo es:

$$E_p = \left[\frac{\frac{1}{2}\rho * c_d * A * V^3{}_{rms} + c_{rr} * W_T * g * v + t_f * W_T * g * v * z}{\eta_{bw}} + (\frac{1}{2}\ W_T * v * a \left(\frac{1}{\eta_{bw}} - \eta_{bw*}\ \eta_{brk}\right)) \right] * \frac{D}{v}$$

Donde los principales parámetros son, (detalles del modelo en Anexo 12.7):

$E_p = Energía\ requerida\ \ [kWh]$
$D = Distancia\ efectiva\ entre\ recarga\ [millas]$
$W_T = Peso\ bruto\ del\ conjunto\ tracto + carga\ [kg]$

Utilizando el modelo anterior se estima la energía necesaria en función de la carga de operación bruta y el rango exigido al camión según lo indicado en la Tabla 10:

Tabla 10 Energía por operación según rango y peso bruto, elaboración propia.

Rango [km]	Peso bruto total [kg]					
	20.000	25.000	30.000	35.000	40.000	45.000
400	364	418	472	527	581	635
500	455	523	590	658	726	794
600	546	627	708	790	871	953
700	637	732	827	922	1.016	1.111
800	728	836	945	1.053	1.162	1.270
900	819	941	1.063	1.185	1.307	1.429
1000	910	1.045	1.181	1.316	1.452	1.588
1100	1.001	1.150	1.299	1.448	1.597	1.747
1200	1.091	1.254	1.417	1.580	1.743	1.905
1300	1.182	1.359	1.535	1.711	1.888	2.064
1400	1.273	1.463	1.653	1.843	2.033	2.223

Con lo anterior se determina el costo de los camiones bottom-up según lo indicado en las tablas 19 y 20 para 600 km y 1.000 km, respectivamente:

Tabla 11 rango de 500 km y 45 t, 953 kWh (2021), elaboración propia

Componente	DSL	GNL	BEV	FCEV
Motor combustión interna	$23.250	$25.075	$0	$0
Transmisión	$6.000	$6.000	$0	$0
Tren de potencia (DSL & GNL)	$14.000	$210	$0	$0
Tren de potencia eléctrico	$0	$0	$18.000	$18.000
Tanque combustible	$1.000	$35.000	$0	$17.688
Batería	$0	$0	$151.451	$0
Motor eléctrico	$0	$0	$22.440	$22.440
Celda combustible	$0	$0	$0	$76.635
Costo integración			$249.458	$175.192
∆ Precio adquisición	$0	$22.035	$397.099	$265.706
Precio tracto	$125.000	$147.035	$522.099	$390.706

Tabla 12 Costos a rangos de 1000km.

Componente	DSL	GNL	BEV	FCEV
Motor combustión interna	$23.250	$25.075	$0	$0
Transmisión	$6.000	$6.000	$0	$0
Tren de potencia (DSL & GNL)	$14.000	$210	$0	$0
Tren de potencia eléctrico	$0	$0	$18.000	$18.000
Tanque combustible	$1.000	$35.000	$0	$29.473
Batería	$0	$0	$252.365	$0
Motor eléctrico	$0	$0	$22.440	$22.440
Celda combustible	$0	$0	$0	$76.635
Costo integración	$0	$0	$380.647	$190.514
∆ Precio adquisición	$0	$22.035	$629.202	$292.812
Precio tracto	$125.000	$147.035	$754.202	$417.812

Como puede observarse en las tablas 19 y 20, el precio de adquisición BEV es sensible al rango exigido, afectado principalmente por el costo de las baterías.

El mismo análisis realizado para un camión BEV de 600 km de rango, pero bajo los precios de las baterías en el año 2010 de 1.100 USD/kWh hubiese implicado que el costo de camión sería MMUS$ 1.2. Lo anterior se debe al descenso en el precio de las baterías de un 89% entre 2010 al 2020 (BNEF, 2020).

Asumiendo que los camiones se adquieren vía leasing con un pago anual equivalente que se calcula en función de una tasa.

$$Anualidad\ leasing = Costo\ tracto * \frac{tasa * (1 + tasa)^n}{(1 + tasa)^n - 1}$$

Con lo anterior se aproxima el TCO asociado a la adquisición de los tractos bajo la siguiente estructura:

$$TCO_{adquisición\ tracto}\left[\frac{USD}{km}\right] = \frac{Costo\ tracto * \frac{tasa * (1 + tasa)^n}{(1 + tasa)^n - 1}}{km\ anuales}$$

Según rango exigido y tecnología a utilizar queda expresado en la siguiente ilustración (considerando intensidad operación del promedio de la industria de 190.000 km/año).

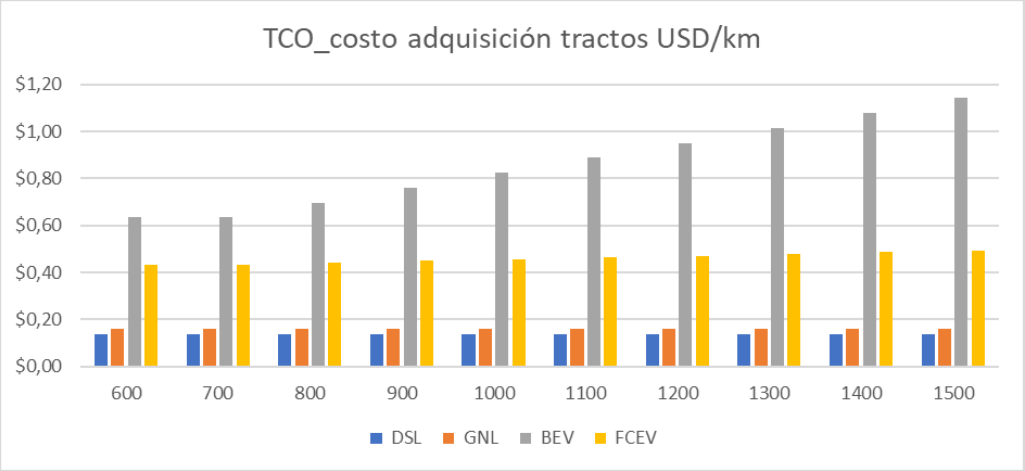


Ilustración 4 TCO de Costo de adquisición unitario, elaboración propia.

5.2 Estimación TCO mantención

La estimación de los costos de mantención se basa en las estimaciones entregadas por el estudio desarrollado (NREL, 2021) para camiones Clase 8.

Tabla 13 TCO Camiones Clase 8, fuente: (NREL, 2021).

		Low	Mid	High
Mantenimiento DSL	USD/km	0,047	0,095	0,188
Mantenimiento GNL	USD/km	0,040	0,094	0,188
Mantenimiento BEV	USD/km	0,038	0,061	0,089
Mantenimiento FECV	USD/km	0,038	0,095	0,218

5.3 Estimación TCO operación

Se desarrollan la componente del TCO relacionado con los siguientes aspectos que son diferenciados entre las tecnologías a evaluar, que son:

- Costo por pérdida en capacidad de carga (payload).
- Costos por uso de infraestructura de carga.

5.3.1 Estimación costo payload

En Chile el peso por ejes está fijado por el Decreto con Fuerza de Ley N° *158 "Fija el peso máximo de los vehículos que pueden circular por caminos públicos"*, implicando que el peso bruto máximo por carretera con semirremolque es de 45 toneladas, por lo anterior, en la medida que el peso del tracto aumenta se pierde carga efectiva de carga.

Usualmente los camiones no operan al máximo de la carga permitida debido a que primero tienen limitaciones volumétricas o normativas para adaptar la carga (LBNL, 2021), de todas formas, el análisis se realiza en consideración del requerimiento de la capacidad de carga según la ley chilena vigente, es decir, considerando un peso bruto de 45t. Utilizando el modelo para determinar energía en función de carga y rango desarrollados por NREL.

Tabla 14 Densidad energética baterías y almacenamiento H2, fuente: (NREL, 2021).

	2020	2025	2030
Baterías [kg/kWh]	4,7	4,0	2,5
H2 [kg/kWh]	0,7	0,6	0,5

El almacenamiento de energía por baterías e hidrógeno para camiones operando al máximo del peso bruto permitido en Chile (45 t) se ve reflejado en la siguiente tabla:

Tabla 15 Peso de almacenamiento, según rango camión, elaboración propia.

Rango [km]	Energía [kWh]	Baterías [kg]	Hidrógeno [kg]
600	953	4.477	644
800	1.270	5.970	858
1.000	1.588	7.462	1.073
1.200	1.905	8.955	1.287
1.400	2.223	10.447	1.502
1.500	2.382	11.194	1.609

El peso en baterías en función del rango exigido implica que el peso adicional de baterías se traspasa como un sacrificio de la carga neta a transportar. En camiones BEV dado que en Chile el peso bruto máximo en carretera está limitado a 45 toneladas. El peso del camión a GNL se asume equivalente al del tracto DSL, por lo que no se realiza análisis sobre el payload asociado al camión a GNL.

Para estimar el peso de los camiones BEV & FCEV se procede con una estimación bottom-up considerando como base el peso de un camión DSL en 10.337 kg (LBNL, 2021), y el peso de los componentes diferenciados entre cada tecnología.

Tabla 16 Supuestos elaboración estimación peso bottom-up, elaboración propia.

Tracto DSL (LBNL, 2021)	kg	10.337
Motor diésel (LBNL, 2021)	kg	1.204
Transmisión DSL AT (LBNL, 2021)	kg	383
Tren potencia eléctrico (LBNL, 2021)	kg	334
Tren de potencia DSL (LBNL, 2021)	kg	1.725
Pack baterías (NREL, 2021)	kg/kWh	4,7
Celda de combustible H2 (NREL, 2021)	kg/kW	0,9
Tren de potencia DSL (LBNL, 2021)	kg	116,0
Peso pack baterías (NREL, 2021)	kg/kWh	4,7
Peso celda de combustible (NREL, 2021)	kW/kg	1,0
Diésel & GNL (NREL, 2021)	kg/kWh	0,1
Almacenamiento H2 (NREL, 2021)	kg/kWh	0,7

Con los anteriores supuesto se genera la estimación de peso del camión (sin carga ni acoplado) según rango requerido, en donde se observa que el aumento de peso respecto al tracto diésel se encuentra solo en tecnología de camión BEV.

Tabla 17 Estimación peso bottom-up para tractos, elaboración propia.

Rango [km]	Energía [kWh]	Baterías [kg]	H2 [kg]	Tracto DSL&GNL [kg]	Tracto BEV [kg]	Tracto FECV [kg]
600	953	4.477	644	10.337	11.952	8.503
700	1.111	5.224	751	10.337	12.699	8.610
800	1.270	5.970	858	10.337	13.445	8.717
900	1.429	6.716	966	10.337	14.191	8.825
1000	1.588	7.462	1.073	10.337	14.937	8.932
1100	1.747	8.209	1.180	10.337	15.684	9.039
1200	1.905	8.955	1.287	10.337	16.430	9.146
1400	2.223	10.447	1.502	10.337	17.922	9.361
1500	2.382	11.194	1.609	10.337	18.669	9.468

Considerando que la carga efectiva máxima en el transporte de carga pesado en Chile está en el orden de las 30 toneladas (Steer, 2020), y utilizando la estimación del TKM de 0,066 USD/t*km (Steer, 2020) , se estima el impacto económico del payload del BEV como indicador en USD/km.

Tabla 18 Estimación TCO payload BEV, elaboración propia.

Rango [km]	Tracto DSL & GNL [kg]	Tracto BEV [kg]	Payload BEV [t]	Payload BEV % Carga útl	Payload [USD/km]
600	10.337	11.952	-1,6	-5%	-$0,11
800	10.337	13.445	-3,1	-10%	-$0,21
1000	10.337	14.937	-4,6	-15%	-$0,30
1200	10.337	16.430	-6,1	-20%	-$0,40
1400	10.337	17.922	-7,6	-25%	-$0,50
1500	10.337	18.669	-8,3	-28%	-$0,55

El payload asociado al peso de las baterías restringe la competitividad de los camiones BEV, debido a que aumenta el rango requerido la pérdida de carga factible de transportar disminuye, castigando el TCO.

Bajo el análisis desarrollado por LBNL, un payload bajo 5% no tiene implicancias en el TCO debido a que las restricciones volumétricas de la carga generalmente no permiten llegar al límite de carga legal, bajo el anterior esquema, camiones con 600 km de autonomía efectiva no tienen compromiso con el TCO (LBNL, 2021).

Una de las vías para viabilizar la entrada de camiones BEV es permitir un aumento del peso bruto en carretera tal como sucede en Europa en donde la Directiva (96/53/EC) permite 2 t adicional al peso bruto máximo permitido (T&E, 2018).

5.3.2 Costos por uso de infraestructura de carga BEV.

Se considera que el servicio de carga es contratado a un tercero y se cobra una tarifa variable de la EESS. Considerando un rendimiento promedio para un camión Clase 8 de 1,25 kWh/km (ORNL, 2019), la siguiente tabla indica el rango de autonomía por cada 30 min de carga según la potencia efectiva de carga:

Tabla 19 Autonomía bajo 30 min de carga según cargador, elaboración propia.

Potencia efectiva [kW]	Autonomía 30 min. carga [km]	Autonomía 45 min. carga [km]	Autonomía 60 min. carga [km]
2.000	800	1200	1600
1.000	400	600	800
500	200	300	400

En consideración de que la legislación chilena en el Código del Trabajo, Art. 25 Bis: *En ningún caso el trabajador podrá manejar más de cinco horas continuas, después de las cuales deberá tener un descanso cuya duración mínima será de dos horas*.

Considerando que la legislación obliga a detención de descanso cada cinco horas, por un total de dos (2) horas, implicando, de esta forma, que el tramo máximo entre descansos es de 400 km, lo que es posible de cubrir en cargas de 30 min con cargadores de 1MW, o bien 60 minutos de carga con un cargador de 500 KW.

La tarifa de carga se estima equivalente al costo nivelado para una instalación unitaria de 1 MW de potencia, evaluada en un horizonte de 20 años y una tasa de utilización del 30%, recogiendo el trabajo realizado por (Phadke, 2019)

- Equipamiento eléctrico : 18 USD/MWh
- Conexión a la red : 5 USD/MWh
- O&M : 5 USD/MWh
- Instalación : 8 USD/MWh

Totalizando una tarifa de : 33 USD/MWh

Por concepto de uso de EESS para BEV es de:

$$TCO(EESS\ BEV) = \frac{Tarifa\ por\ carga\ \left[\frac{USD}{kWh}\right]}{Rendimiento\ Bev\ \left[\frac{km}{MWh}\right]}$$

$$TCO\ (EESS\ BEV) = \frac{0{,}033\ \left[\frac{USD}{kWh}\right]}{1{,}25\left[\frac{kWh}{km}\right]} = 0{,}026\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.3.3 Costos por uso de infraestructura de carga FCEV

Se consideró la información proporcionada por el reporte del DOE[33] respecto al registro histórico de costos de capacidad instalada de EESS de hidrógeno en California, EEUU, las que suman al reporte entregado en febrero 2021 un total de 45 construidas.

Según el DOE, en California las EESS de H2 tienen una capacidad media de 1.500 kg/d de entrega de H2 y un capex promedio de MMUSD 1,9 por cada estación.

[33] (DOE) Departement of Energy EEUU

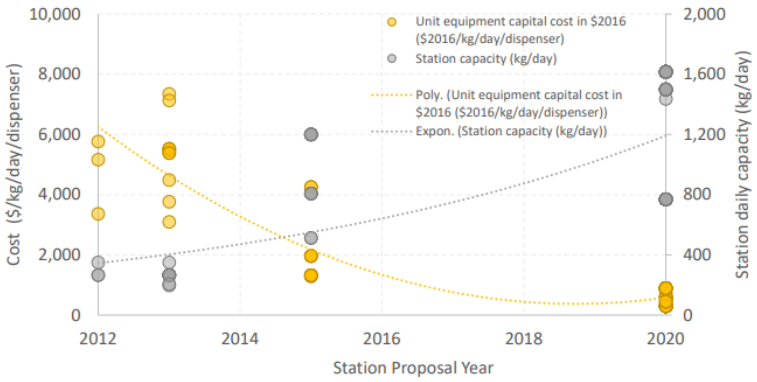


Ilustración 5 Registro costos EESS H2 EEUU, (DOE, 2021).

Se estima un costo entre 1.200 USD/kg/día (rango inferior de estimación DOE). vLa estimación de demanda de H2 requerida se estima según el rendimiento de los camiones FCEV estimado en 17,7 $\left[\frac{kg}{km}\right]$, equivalente a $0{,}056\left[\frac{kg}{km}\right]$,y utilizando la estimación de costo de 1.200 USD/kg*día, se tiene un capex por kilómetros año de:

$$Capex\ EESS\left[\frac{USD}{km*y}\right] = \ 1.200\left[\frac{USD}{kg*d}\right]*\ 0{,}056\left[\frac{kg}{km}\right] = 70{,}59\ \left[\frac{USD}{km*d}\right] = \ 0{,}193\ \left[\frac{USD}{km*y}\right]$$

Considerando una anualidad equivalente a 20 años[34], wacc 8%, un opex equivalente al 2% del capex y una utilización de la capacidad instalada del 50%, en consideración de que la estación se dimensiona para abastecer una demanda superior a la que estará disponible en los primeros años de operación.

$$TCO_{EESS} = \left(\frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\ *Capex\ \left[\frac{USD}{km}\right] + 2\%*Capex\ \left[\frac{USD}{km}\right]\right)*(\frac{1}{Utilización})$$

$$TCO_{EESS} = 0{,}102\ *0{,}19\left[\frac{USD}{km}\right] + 2\%*0{,}19\left[\frac{USD}{km}\right] = (0{,}0189+0{,}0038)2 = 0{,}0386\ \left[\frac{USD}{km}\right]$$

[34] Estimación de mercado para infraestructura de expendio de combustibles.

5.3.4 Costos por uso de infraestructura de carga GNL

Se estimó una tarifa por utilización EESS para carga de camiones a GNL a partir de las estimaciones de capex & opex del Oxford Institute for Energys Studies según lo reflejado en la siguiente tabla:

Tabla 20 Capex EESS GNL, (OIES, 2014).

Capacidad (kg/d)	Capacidad (m3/d)	Capex USD/MMBtu	Opex USD/MMBtu
5.000	11	1,3	1,0
10.000	22	1,9	1,0

Considerando una flota sobre 20 camiones (10 m3 mínimo de capacidad), la tarifa por uso de la EESS se estima en 2,9 USD/MMBtu. Al considerar el rendimiento promedio de un camión GNL de 64 USD/MMBtu (ICTT , 2020), el TCO asociado a al uso de infraestructura de carga de GNL es:

$$TCO_EESS = \frac{2{,}9\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right]}{64\ \left[\frac{km}{MMBtu}\right]} = 0{,}05\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.4 Estimación TCO combustible

El TCO asociado al consumo de combustible se estima en base al costo del combustible y el rendimiento de la respectiva tecnología.

$$TCO_fuel = \frac{Costo\ combustible\ \left[\frac{USD}{MMBTu}\right]}{Rendimiento\ \left[\frac{km}{MMBtu}\right]} = \left[\frac{USD}{km}\right]$$

Se considera el costo de combustible entregado en la EESS, sin considerar margen distribuidor ni tarifa de EESS, ya que la misma está incorporada en el TCO de operación.

5.4.1 Rendimiento energético de los camiones

Los siguientes rendimientos energéticos son considerados representativos de un circuito de trabajo de un tracto camión Clase 8 (carga pesada).

- Camiones BEV : 1,25 kWh/km (ORNL, 2019).
- Camiones FCEV : 17,7 km/kg_h2 (DOE, 2020).
- Camiones GNL : 64 km/MMbtu (ICTT , 2020).
- Camiones DSL : 77 km/MMbtu

Tabla 21 Rendimiento energético, elaboración propia.

Unidades	DSL	GNL	BEV	FCEV
km/kg	3,3	2,9	N/A	17,7
km/lt	2,8	1,3	N/A	N/A
km/MMBtu	76,4	63,7	234,5	155,8
MJ/km	13,8	16,6	4,5	6,8
kWh/km	3,8	4,6	1,3	1,9

5.4.2 TCO fuel DSL

Considerando el precio de paridad diésel obtenido de la página web de ENAP y considerando componente variable del MEPCO = 0 (precio estabilizado)

$$DSL_{est} \approx 1.220\left[\frac{USD}{m3}\right] + 232\left[\frac{USD}{m3}\right] + 98\left[\frac{USD}{m3}\right] + 0\left[\frac{USD}{m3}\right] - 30\left[\frac{USD}{m3}\right] + 120\left[\frac{USD}{m3}\right] = 1.640\left[\frac{USD}{m3}\right] \equiv \mathbf{45}\left[\frac{\boldsymbol{USD}}{\boldsymbol{MMBtu}}\right]$$

$$DSL_{Sin\ IVA} \approx 1.220\left[\frac{USD}{m3}\right] + 98\left[\frac{USD}{m3}\right] + 0\left[\frac{USD}{m3}\right] - 30\left[\frac{USD}{m3}\right] + 120\left[\frac{USD}{m3}\right] = 1.408\left[\frac{USD}{m3}\right] \equiv \mathbf{38}\left[\frac{\boldsymbol{USD}}{\boldsymbol{MMBtu}}\right]$$

$$TCO_DSL = \frac{38\ \left[\frac{USD}{MMBTu}\right]}{76\ \left[\frac{km}{MMBtu}\right]} = 0{,}5\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.4.3 TCO fuel GNL

Considerando la siguiente estructura para el precio del GNL Henry Hub: $3\left[\frac{USD}{MMBtu}\right]$

$$GNL_{EESS}\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] = 115\%\ HH\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] + 4{,}5\left[\frac{USD}{MMBtu}\right] + 0{,}17\ \left[\frac{USD}{MMBtu * 100km}\right]$$

$$GNL_{EESS}\ \left[\frac{USD}{MMBtu}\right] = 15\left[\frac{USD}{MMBtu}\right]$$

$$TCO_DSL = \frac{15\left[\frac{USD}{MMBTu}\right]}{64\ \left[\frac{km}{MMBtu}\right]} = 0{,}23\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.4.4 TCO fuel BEV

Se considera un suministro firme ininterrumpido según estimaciones de GIZ en función de los precios obtenidos en la licitación del 2016 para suministro ininterrumpido, lo que se obtuvo a un precio promedio de 0,065 $\left[\frac{USD}{kWh}\right]$ (GIZ, 2018) más 20 USD/MWh por conexión.

$$EE_{renovable}\left[\frac{USD}{kWh}\right] = 0{,}085\left[\frac{USD}{kWh}\right]$$

$$TCO_{BEV} = \frac{0{,}085\left[\frac{USD}{kWh}\right]}{1{,}2\left[\frac{kWh}{km}\right]} = 0{,}07\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.4.5 TCO fuel FCEV

Se estimó equivalente al LCOH del H2 calculado bajo los supuestos anteriormente mencionados, el cual generó un precio de 5,6 $\left[\frac{USD}{kg}\right]$.

$$TCO_{FCEV} = \frac{5{,}6\left[\frac{USD}{kg}\right]}{17{,}7\left[\frac{kg}{km}\right]} = 0{,}32\left[\frac{USD}{km}\right]$$

5.5 TCO por tecnología y rango requerido.

Considerando el TCO estimado por Steer para flotas diésel de 1,2 USD/km y una intensidad de uso equivalente al promedio de la industria de 190.000 km/año se tiene el TSO según rango requerido:

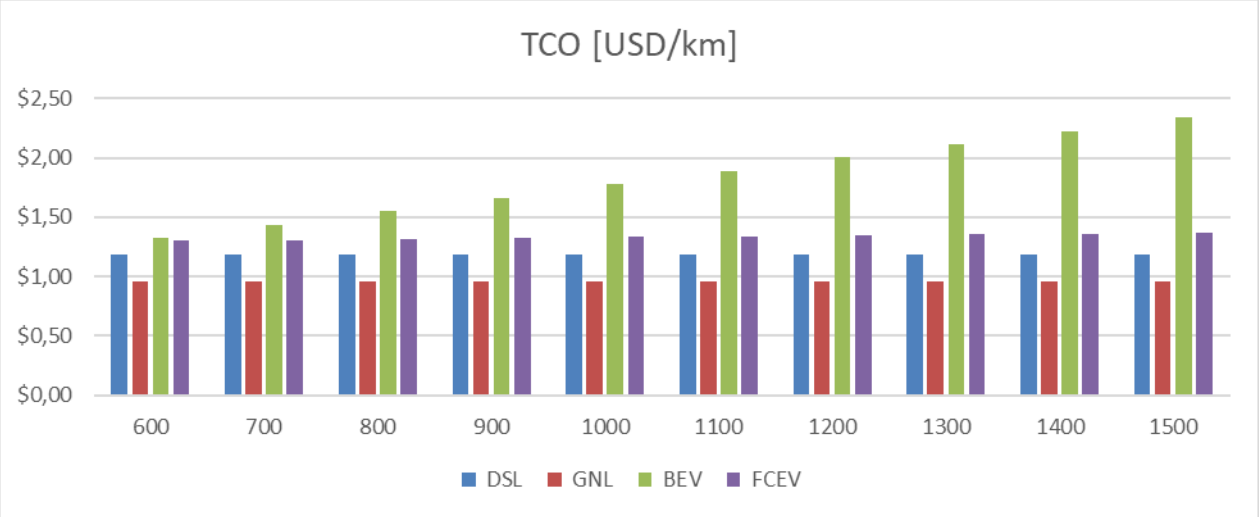


Ilustración 6 TCO adquisición + TCO O&M + fuel, elaboración propia.

Por componente a consideración de un rango de 600 km e intensidad de operación de 190.000 km/año.

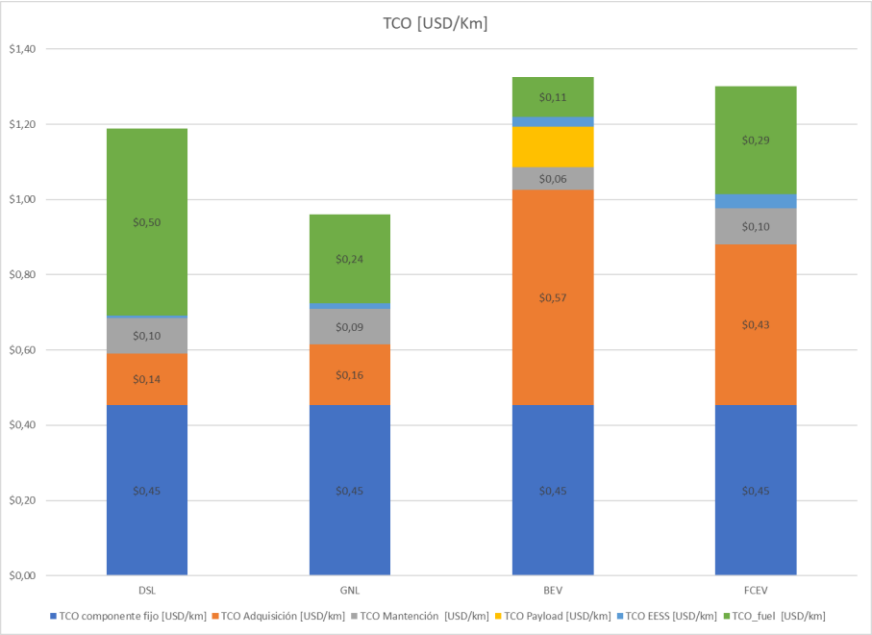


Ilustración 7 TCO por opción tecnológica < 600 km (2020), elaboración propia.

5.6 Análisis de riesgo para estimación de TCO

Para cada estimación de TCO se realizó una simulación de Monte Carlo asignando una distribución de probabilidad a cada variable del modelo, permitiendo reflejar el nivel de incertidumbre asociado a la estimación realizada, la cual se realizó utilizando una utilización anual de 190.000 km/año.

Para la estimación del TCO del GNL, la esperanza es de obtener un TCO de 0,85 USD/km, y la estimación tiene una certidumbre del 95% de obtener un TCO inferior al del DSL (estimado en 1,2 USD/km).

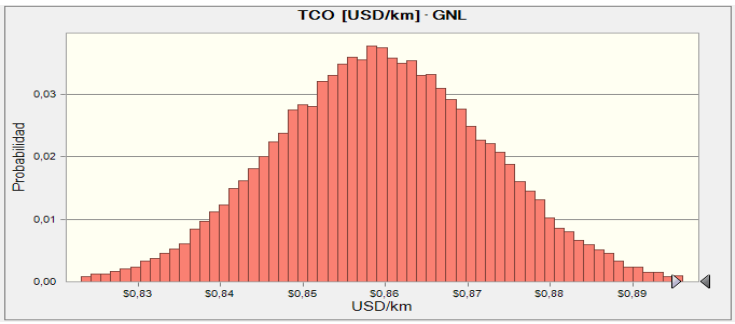


Ilustración 8 TCO GNL simulación Monte Carlo, elaboración propia.

Para el caso de camiones BEV, la esperanza de la estimación del TCO es de 1,00 USD/km, con una certeza del 90% de obtener un TCO superior al de la operación a DSL.

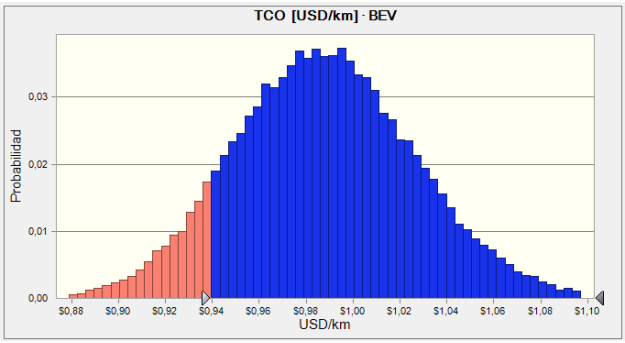


Ilustración 9 TCO BEV simulación Monte Carlo, elaboración propia.

En camiones FCEV, se encontró una esperanza de 1, 3 USD/km, pero con una certeza del 100% de no alcanzar el TCO de la operación DSL.

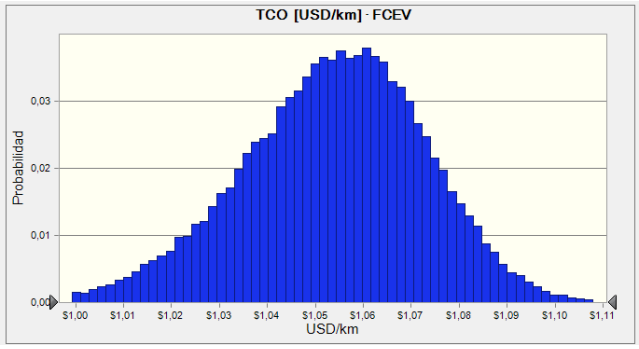


Ilustración 10 TCO FCEV simulación Monte Carlo, elaboración propia.

Respecto al nivel de incertidumbre de las estimaciones del TCO, se ve reflejado en la ilustración 13, reflejando que la estimación del TCO con camiones FCEV posee mayor incertidumbre en la estimación.

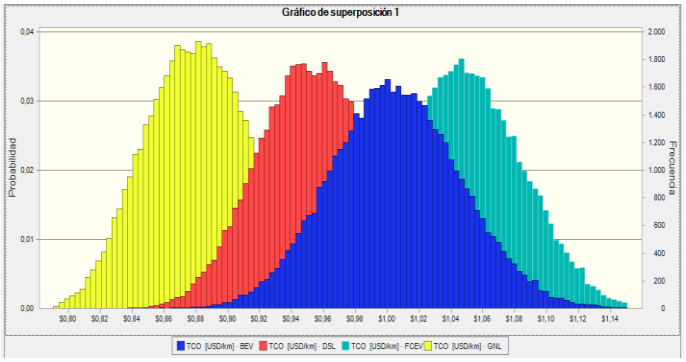


Ilustración 11 TCO superposición, simulación Monte Carlo, elaboración propia.

5.7 Análisis de sensibilidad para estimación del TCO

En los gráficos de tornado se grafican la sensibilidad del TCO de las alternativas BEV & FCEV, que son las que tienen un TCO superior al de la operación DSL, respecto a las componentes principales.

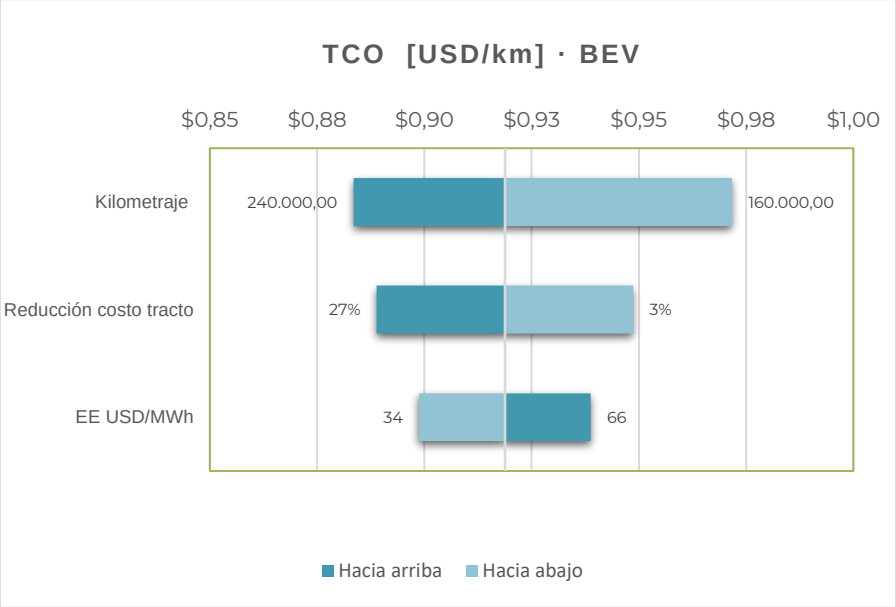


Ilustración 12 TCO gráfico de tornado, elaboración propia.

El análisis de sensibilidad se observa que para camiones BEV el factor de utilización del camión, reflejado en los kilómetros anuales recorridos es la variable de mayor impacto en el TCO, lo cual es coherente con ser camiones más intensivos en inversión inicial, pero con menores costos de operación. En cambio, el TCO con camiones FCEV es más sensible al costo del hidrógeno.

6 COSTOS DE ABATIMIENTO

El costo de abatimiento se estima como la diferencia de TCO entre la opción evaluada (GNL, BEV o FCEV) y las emisiones, ambos considerados en un horizonte anual.

$$CA\ \ [USD/tCO2eq] \approx \frac{\Delta TCO\ [USD]}{\Delta Emisiones\ [tCO2eq]}$$

A modo de ejemplo, en el escenario de utilizar camiones BEV, impliquen un aumento del TCO anual equivalente de 10.000 USD/año por camión, pero al mismo tiempo se evita la emisión de 100 toneladas de CO2 por año, respecto al escenario base (DSL),

el costo de abatimiento asociado a la utilización es de 100 USD/tCO2, es decir, cada tonelada de CO2 abatida tiene un costo de 100 USD.

6.1 Costos de abatimiento con suministro de energía renovable

Considerando un recorrido anual de 190.000 km/año por camión (promedio industria), y utilizando el factor de emisión para camiones diésel de 0,793 kg/km (ICTT , 2020), se tiene una emisión por unidad de camión de 150 tCO2/año.

Para operaciones con un rango máximo de 600 km y operación de 190.000 km/año, se obtienen los siguientes costos de abatimiento.

Tabla 22 Costos de abatimiento con energía renovable, elaboración propia.

	DSL	GNL	BEV	FCEV
TCO [USD/km]	$1,19	$0,96	$1,33	$1,30
∆TCO [USD/km]	N/A	-$0,23	$0,14	$0,11
∆TCO [USD/año]	N/A	-$43.276	$26.052	$21.510
∆ Emisiones [t/camión]	N/A	10	150	150
CA [USD/tCO2eq]	N/A	-$4.141	$174	$143

La interpretación de la Tabla 27 respecto a los costos de abatimiento en camiones BEV es que el costo marginal de reducción de cada tonelada de CO2 emitida es de 174 USD con camiones BEV, y en camiones FCEV el costo marginal de reducir una tonelada de CO2 es de 143 USD, en ambos casos anteriores la reducción de emisiones tiene asociada un costo económico

Operaciones con camiones a GNL tienen reducción de TCO por lo que la reducción de emisiones genera, adicionalmente, un beneficio económico al disminuir los costos de operación, es decir, el costo de abatimiento es negativo.

6.2 Costos de abatimiento con suministro de energía no renovable

De no existir un suministro de energía eléctrica renovable para la alimentación de cargadores en camiones BEV, para la generación de hidrógeno vía electrólisis para camiones FCEV, se asumen los factores de emisión informados por el Sistema Interconectado Nacional (SEN), el cual es un indicador de las emisiones de CO2 asociadas a cada unidad de energía (MWh) entregada por la matriz eléctrica. El factor de emisión considerado por el presente análisis corresponde al último valor informado, que corresponde a 449 kgCO2/MWh (Ministerio Energía, 2021).

Tal como se indica en la Tabla 28, al considerar un suministro eléctrico directamente de la matriz del SEN, los costos de abatimiento en camiones BEV aumentan a 186 USD/tCO2, y en camiones FCEV a cerca 1.000 USD/tCO2, en ambos casos por una disminución en la reducción de emisiones.

Tabla 23 Costos de abatimiento sin energía renovable, elaboración propia.

	BEV	FCEV
TCO [USD/km]	$1,00	$1,03
∆TCO [USD/km]	$0,06	$0,09
∆TCO [USD/año]	$11.612	$17.948
∆ Emisiones [t/camión]	62	18
CA [USD/tCO2eq]	$186	$986

- La reducción de emisiones en camiones BEV operando con suministro eléctrico del SEN, respecto a la operación estándar en DSL es del 42%.

- En camiones FCEV, la reducción de emisiones asociadas a la utilización de energía eléctrica del SEN para generar hidrógeno por electrólisis implica una reducción de las emisiones de solo el 12% respecto a la operación DSL.

La estimación del costo de abatimiento es un predictor de la relación costo-beneficio asociada a una determinada inversión en relación con la disminución de emisiones de GEI que arrastra, y en especial cuando se compara con el costo social del carbono de 51 USD/tCO2 calculado por la EPA.

6.3 Sensibilidad costo de abatimiento en camiones BEV & FCEV

Para camiones BEV una mayor utilización de los camiones y un menor costo de energía son los factores de mayor influencia en los costos de abatimiento.

Costo energía [USD/MWh]	BEV intensidad operción [km/año]													
	150.000	160.000	170.000	180.000	190.000	200.000	210.000	220.000	230.000	240.000	250.000	260.000	270.000	280.000
75	$304	$261	$222	$188	$158	$130	$105	$83	$62	$43	$26	$10	-$5	-$19
70	$296	$253	$215	$180	$150	$122	$97	$75	$54	$35	$18	$2	-$13	-$27
65	$289	$245	$207	$172	$142	$114	$90	$67	$46	$27	$10	-$6	-$21	-$35
60	$281	$237	$199	$165	$134	$107	$82	$59	$38	$19	$2	-$14	-$29	-$43
55	$273	$229	$191	$157	$126	$99	$74	$51	$30	$12	-$6	-$22	-$37	-$51
50	$265	$221	$183	$149	$118	$91	$66	$43	$23	$4	-$14	-$30	-$45	-$59
45	$257	$213	$175	$141	$110	$83	$58	$35	$15	-$4	-$22	-$38	-$53	-$66
40	$249	$205	$167	$133	$102	$75	$50	$27	$7	-$12	-$30	-$46	-$61	-$74
35	$241	$198	$159	$125	$94	$67	$42	$19	-$1	-$20	-$38	-$54	-$68	-$82
30	$233	$190	$151	$117	$87	$59	$34	$12	-$9	-$28	-$45	-$61	-$76	-$90
25	$225	$182	$143	$109	$79	$51	$26	$4	-$17	-$36	-$53	-$69	-$84	-$98
20	$217	$174	$135	$101	$71	$43	$18	-$4	-$25	-$44	-$61	-$77	-$92	-$106
15	$209	$166	$127	$93	$63	$35	$10	-$12	-$33	-$52	-$69	-$85	-$100	-$114
10	$202	$158	$120	$85	$55	$27	$3	-$20	-$41	-$60	-$77	-$93	-$108	-$122

Ilustración 13 Sensibilidad costos abatimiento para BEV, elaboración propia.

Para camiones FCEV, considerando producción y almacenamiento en el mismo recinto de la EESS para el suministro de hidrógeno verde, se requieren costos de H2 bajo los 3,5 USD/kg y alta kilometraje para llegar a CA bajo los 51 USD/tCO2.

Costo H2 [USD/kg_H2]	FCEV intensidad operción [km/año]													
	150.000	160.000	170.000	180.000	190.000	200.000	210.000	220.000	230.000	240.000	250.000	260.000	270.000	280.000
7,5	$332	$303	$277	$254	$234	$216	$199	$184	$170	$157	$146	$135	$125	$116
7,0	$302	$273	$247	$224	$204	$185	$169	$154	$140	$127	$115	$105	$95	$85
6,5	$272	$243	$217	$194	$174	$155	$138	$123	$110	$97	$85	$74	$65	$55
6,0	$241	$212	$187	$164	$143	$125	$108	$93	$79	$67	$55	$44	$34	$25
5,5	$211	$182	$156	$134	$113	$95	$78	$63	$49	$36	$25	$14	$4	-$5
5,0	$181	$152	$126	$103	$83	$64	$48	$33	$19	$6	-$5	-$16	-$26	-$35
4,5	$151	$122	$96	$73	$53	$34	$18	$2	-$11	-$24	-$36	-$46	-$56	-$66
4,0	$121	$91	$66	$43	$22	$4	-$13	-$28	-$42	-$54	-$66	-$77	-$87	-$96
3,5	$90	$61	$36	$13	-$8	-$26	-$43	-$58	-$72	-$84	-$96	-$107	-$117	-$126
3,0	$60	$31	$5	-$18	-$38	-$56	-$73	-$88	-$102	-$115	-$126	-$137	-$147	-$156
2,5	$30	$1	-$25	-$48	-$68	-$87	-$103	-$118	-$132	-$145	-$157	-$167	-$177	-$186
2,0	$0	-$29	-$55	-$78	-$98	-$117	-$133	-$149	-$162	-$175	-$187	-$197	-$207	-$217
1,5	-$31	-$60	-$85	-$108	-$129	-$147	-$164	-$179	-$193	-$205	-$217	-$228	-$238	-$247
1,0	-$61	-$90	-$116	-$138	-$159	-$177	-$194	-$209	-$223	-$236	-$247	-$258	-$268	-$277

Ilustración 14 Sensibilidad costos abatimiento para FCEV, elaboración propia.

7 COSTOS DE ABATIMIENTO & EVALUACIÓN SOCIAL

En consideración de la utilización del Costo Social del Carbono de 51 USD/tCO2 estimada por la EPA como el valor presente, descontado a una tasa del 3%, del daño futuro generado por cada tonelada de CO2 emitida marginalmente, es que es posible utilizar el Costo Social del Carbono bajo dos perspectivas:

- Privada: utilizar el costo social del carbono como estimación del potencial aumento en los gravámenes tributarios o regulatorios a efecto de que la operación con combustibles fósiles compense el daño generado socialmente.

- Público: permite determinar la relación costo – beneficio del fomento de medidas conducentes a reducir emisiones.

En función de la estimación de la EPA de 51 USD/tCO2, las tecnologías BEV & FECV superan en costos de abatimiento el costo social de la EPA, por lo que socialmente, no se justifica, aún, la inversión social en fomentar tecnologías BEV & FECV.

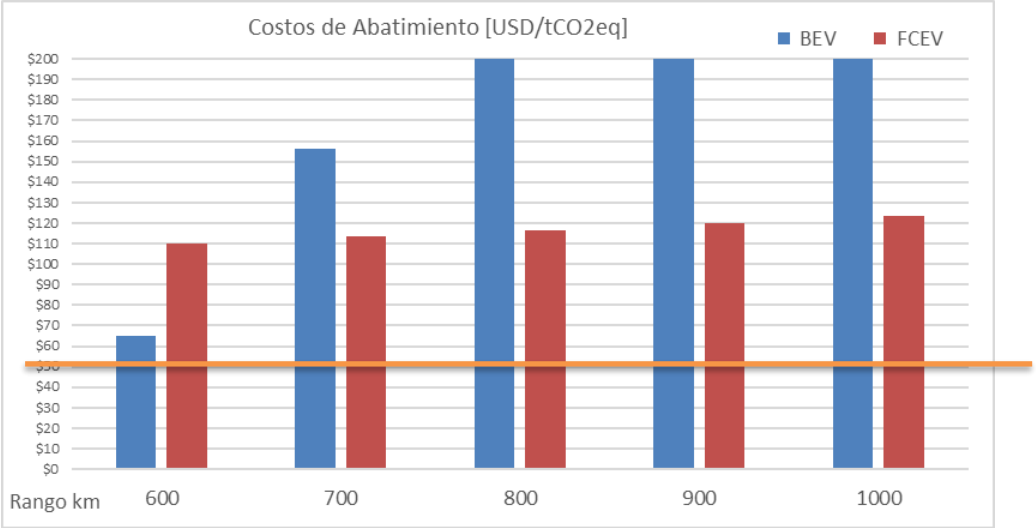


Ilustración 15 costos de abatimiento y costo social del carbono, elaboración propia.

Adicionalmente, se debe considerar que el diésel tributa el impuesto específico a los combustibles de 1,5 UTM/m3_dsl, en el cual las empresas transportistas solo pueden eximirse del pago del 31% del impuesto, con lo anterior, se estima que el gravamen actual es equivalente a:

$$i.e = 1{,}5\frac{UTM}{m3} * \frac{USD}{UTM} * (36{,}6)^{-1}\frac{m3}{M\ Mbtu} * 69\%\ (recuperacion\ i.e.)\ = 2{,}04\ USD/MMBTU1$$

Utilizando el rendimiento promedio de 76 MMBtu/km (ICTT , 2020) para un camión Clase 8, por cada por cada kilómetro recorrido tributa por concepto de impuesto específico:

$$i.e\left(\frac{USD}{km}\right) = 2{,}04\frac{USD}{MMBtu} * (76)^{-1}\ \frac{MMBtu}{km} = 0{,}027\ USD/km$$

En consideración de las emisiones de CO2 asociadas a cada kilómetro recorrido estimadas por el factor de emisión de la operación de 0,786 gCO2/km (ICTT , 2020), se obtiene una tributación por cada tonelada de CO2 emitida de:

$$i.e\left(\frac{USD}{tCO2}\right) = \frac{0{,}027\frac{USD}{km}}{(0{,}786)^{-6}\ \frac{tCO2}{km}} = 33{,}84\frac{USD}{tCO2}$$

Por cada tonelada emitida de CO2 en un camión Clase 8, una empresa transportista con capacidad de recuperación del 31% del i.e (máximo permitido) está tributando 34 USD/tCO2, lo que corresponde al 66% del costo social del carbono estimado por la EPA en 2020 de 51 USD/tCO2 (EPA, 2016). Estimación anterior considera que toda la tributación del impuesto específico del diésel es dedicada a la mitigación de efectos en las emisiones de CO2.

En términos de inversión social o promoción de tecnologías, solo la utilización de camiones a GNL muestra un costo de abatimiento inferior al costo social del carbono, llegando el mismo a ser negativo, implicando, que en primera instancia este tipo de tecnología debería prever la promoción de incentivos para su adopción

En términos de inversión social, los costos de abatimiento presentes para tecnologías cero emisiones del tipo BEV o FCEV son superiores al costo social del carbono, por ende, al nivel de maduración actual de la tecnología, deberían priorizarse otras opciones para inversión social, en donde se presente un menor costo de abatimiento, para la identificación de los sectores en donde la inversión social tenga una mejor relación costo beneficio se recomienda el desarrollo de curvas de abatimiento por sectores, a modo de ejemplo, la curva de abatimiento proyectada para el año 2050 por el Ministerio de Energía (ver Anexo 12.3).

8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Considerando condiciones de mercado vigentes de costos de energía y una intensidad de la operación logística de 190.000 km/año (promedio industria), y rangos de operación inferiores a 600 km, se tienen los siguientes resultados respecto a los costos de abatimiento de las tecnologías.

- Camiones a GNL presenta costos de abatimiento neutros o negativos, a una intensidad de operación equivalente o inferior al promedio de la industria, pero una acotada reducción de emisiones del 7%, la cual está asociada a la disminución del rendimiento energético del camión a GNL.

- Los camiones BEV presentan un costo de abatimiento de 174 USD/tCO2eq, superando las 51 USD/tCO2 estimados como el costo social del carbono de la EPA (IWG EEUU, 2021), por lo que, desde el punto de vista de inversión privada o social, no es competitiva bajo actuales condiciones de mercado en Chile. Caso similar para camiones FCEV con costos de abatimiento de 143 USD/tCO2.

- En rangos superiores a 600 km la tecnología de camiones FCEV tiene un TCO inferior al de la tecnología BEV, principalmente por el impacto en el payload de los camiones BEV.

- El análisis de sensibilidad indica que las estimaciones del TCO de camiones BEV son principalmente sensibles a la intensidad de operación (kilómetros recorridos al año), y en camiones FCEV al costo del hidrógeno verde.

- En consideración de que la legislación chilena obliga a un descanso obligatorio cada cinco (5) horas de conducción, lo que es equivalente ~ 400 km de recorrido, camiones BEV en rangos bajo 400 km se perfila como la primera alternativa “cero emisiones” en alcanzar costos de abatimiento equivalentes al costo social EPA de 51 USD/tCO2eq.

- Respecto al cumplimiento de la reducción de emisiones del NDC de 1,1 MtCO2/años asociados al transporte de carga vía la utilización de H2V en camiones (Min. Energía, 2020), la misma solo tendría sentido económico en el escenario de un soporte financiero sobre el costo social del carbono.

8.1 Break-even de costos de energéticos (BEV & FCEV)

Break-even de costos de energéticos para alcanzar CA equivalente al costo social del carbono de 51 USD/tCO2:

- Costo EE renovable ininterrumpido (BEV) : 10 USD/MWh
- Costo hidrógeno verde (LCOH H2V) : 4 USD/kg

Break-even para alcanzar costos de abatimiento neutro:

- Costo EE renovable ininterrumpido (BEV) : N/A
- Costo hidrógeno verde (LCOH H2V) : 3 USD/kg

9 ANÁLISIS ESTRATÉGICO

Para los actores relevantes definidos en el Punto 2.8.1: “Transportista” y “Mandante de la operación logística”, siendo este último el que determina las condiciones requeridas para su servicio logístico, se considera que el Mandante es quien obtiene mayores ventajas competitivas en la adopción de tecnologías de bajas emisiones, lo anterior bajo los siguientes argumentos:

- La responsabilidad de la operación es del Mandante, y es en sus operaciones en donde las emisiones son contabilizadas, es por ello por lo que potenciales presiones regulatorias en términos del cumplimiento de la reducción de emisiones requeridas por el NDC-2020 recaerían sobre el Mandante.

- La operación logística tiene, generalmente, asociada una exposición de la comunidad hacia el Mandante debido que usualmente operan bajo la identificación de la marca del mandante, por lo que, en vista de responder a una mejora de la sustentabilidad del Mandante con la comunidad, el cambio tecnológico se ofrece como un instrumento de compensación.

- La reducción de emisiones vía implementación de camiones de bajas o cero emisiones son intensivas en costo de capital, por lo que se requiere de un adecuado horizonte de amortización de las inversiones, el que lo podría entregar la estabilidad del contrato logístico del Mandante en horizontes de cinco (5) años.

9.1 Recomendaciones estratégicas para “Mandantes”

En consideración del análisis de competitividad de las tecnologías evaluadas, y del entorno de la industria se recomienda a los Mandantes de operaciones logísticas evaluar en su estrategia los siguientes aspectos:

I. Los compromisos de reducción de emisiones asociados a mitigas el camión climático, plasmados en el último NDC 2020 requieren de una disminución de las emisiones de GEI, por lo que tecnologías asociadas a reducción de emisiones como el uso de GNL serían el driver disponible para reducir emisiones GEI, y adicionalmente, reducción de emisiones locales de material particulado y carbono negro (también regulado por el NDC 2020).

II. Costos de abatimiento negativos bajo condiciones de mercado actuales son factibles con la utilización de camiones a GNL, en determinadas configuraciones de flotas logísticas, permitiendo reducir costos operacionales y arrastrando con ello, una disminución de emisiones de GEI, se recomienda su adopción en el escenario de renovar flota logística para operaciones entre 2021 – 2026, en consideración de contratos logísticos de cinco (5) años.

III. La infraestructura de carga es una componente relevante para la obtención de costos competitivos en tecnologías BEV & FCEV, por lo que se recomienda aglutinar demanda con otras operaciones logísticas para el uso compartido de infraestructura de carga, en consideración de escenarios cercanos al 2030.

IV. Para la estimación del TCO de operaciones a GNL no se considera gravamen al tributario, como si lo tiene el diésel, en consideración de que potenciales futuras regulaciones lo puedan incorporar en la misma proporción del diésel (~ 2 USD/MMBTU), el GNL pagaría como tributación el 80% del costo social de sus emisiones.

10 CONCLUSIONES

- La hipótesis respecto a la existencia de factores habilitadores para tecnologías cero emisiones en el transporte de carga se valida solo el escenario de operación con camiones a GNL.

- La utilización GNL como combustible de transición es uno de los drives que apalancan la reducción de emisiones al año 2030 según los compromisos del NDC 2020, las que para el transporte de carga se podría reducir hasta un 7%.

- Los costos de abatimiento en tecnologías cero emisiones en camiones BEV & FCEV resultaron superiores al costo social del carbono de 51 USD/tCO2, por lo anterior el financiamiento o promoción para la utilización de tecnologías cero emisiones BEV o FCEV no tiene un retorno equivalente desde la perspectiva de evaluación social.

- La legislación chilena respecto al descanso de choferes y la duración máxima de conducción de cinco (5) horas continuas y un descanso obligatorio mínimo de dos (2) horas, ofrece la posibilidad de extender el rango competitivo de operación para camiones BEV, dado que el rango para cinco horas de conducción puede ser abastecido con 30 minutos de carga en un terminal con potencia efectiva de 1MW.

- Para operaciones que requieran de rangos sobre 600 km, la tecnología de camiones a hidrógeno FCEV presentan mejor competitividad que la tecnología de camiones BEV, diferencia que se acrecienta a medida que se aumenta el rango exigido a la operación debido al payload asociado al peso de las baterías.

- El sacrificio de capacidad de carga neta (payload) en camiones BEV por efecto del peso de las baterías podría ser compensado con una autorización para superar las 45 toneladas brutas y el peso por eje exigido hoy en Chile, permitiendo aumentar el rango en que esta tecnología es competitiva.

- La evidencia obtenida en el presente análisis no es coherente con la estrategia de descarbonización del Ministerio de Energía para el transporte de carga, utilizando al hidrógeno verde como driver, en consideración de lo anterior, se detecta un campo de análisis para efecto de determinar los aspectos en que el hidrógeno verde pueda ser, efectivamente, el driver para la descarbonización del transporte de carga.

11 REFERENCIAS

Burke, A., Hengbing, Z., & Zhu, L. (2013). *Analysis of Class 8 Hybrid-Electric Truck Technologies Using Diesel, LNG, Diesel, LNG, Electricity, and Hydrogen, as the Fuel for Various Applications.* UCDavis. doi:10.1109/EVS.2013.6914957

AACE. (2020). *Cost Estimate Classification System.* Obtenido de https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf

BNEF. (2020). BNEF. (2020). Battery Pack Prices Cited Below $100/kWh for the First Time in 2020, While. Obtenido de https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/

Caro, M. O. (2016). *PROPUESTA DE UN MODELO DE TARIFICACIÓN PARA EL TRANSPORTE DE CARGA TERRESTRE QUE OPERA LA EMPRESA TRANSPORTISTA VARGAS.* Concepción.

CNE. (2016). *INFORME DE PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES.* Santiago, Chile.

CNPL. (2019). *Diagnóstico Sectorial APL Transporte de Carga por Carretera.* Santiago, Chile. Obtenido de https://rechile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/06/5.-Diagnostico-sectorial-APL-Transporte-de-Carga-por-Carretera.-ChileTransporte-2016.pdf

DOE. (2020). *DOE H2 Heavy Duty Truck Targets.* Obtenido de https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/fcto-compressed-gas-storage-workshop-2020-adams.pdf

DOE. (2021). *Hydrogen Fueling Stations Cost.* Departament of Energy EEUU. Obtenido de https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21002-hydrogen-fueling-station-cost.pdf

EPA. (2016). *Social cost of Carbon.* Obtenido de https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/social_cost_of_carbon_fact_sheet.pdf

EULA. (2015). *“COSTO- BENEFICIO DE IMPLEMENTAR UNA RED DE GAS NATURAL.*

European Commission. (2020). *State of the Art on Alternative Fuels Transport Systems in the European Union.* Bruselas. doi:10.2771/29117

Gallardo, F., Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Garcia, D., & Baeza-Jeria, T. (2020). A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan. *Elsevier*. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.050

GIZ. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile.* Santiago, Chile: Deutsche Gesellschaft für. Obtenido de http://www.energiaabierta.cl/estudios/?key=Hidr%C3%B3geno&categoria-e=&organismo-e=&from=&to=&lang=

Gobierno de Chile. (2015). *CONTRIBUCIÓN NACIONAL TENTATIVA DE CHILE (INDC) PARA EL ACUERDO CLIMÁTICO PARÍS 2015.* Santiago, Chile. Obtenido de https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2016/05/2015-INDC-web.pdf

Gobierno de Chile. (2020). *Contribución Determinada a Nivel Nacional de Chile (NDC).* Santiago, Chile. Obtenido de https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/04/NDC_Chile_2020_espan%CC%83ol-1.pdf

ICTT . (2020). *Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective.* Berlin, Germany. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/341385829_Decarbonization_of_on-road_freight_transport_and_the_role_of_LNG_from_a_German_perspective

Inventario GEI . (2020). *Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile.* Santiago, Chile.

IWG EEUU. (2021). *Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide, Interim Estimates under Executive Order 13990.* Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gas. Obtenido de https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/02/TechnicalSupportDocument_SocialCostofCarbonMethaneNitrousOxide.pdf?source=email

LBNL. (2021). *Why Regional and Long-Haul Trucks are Primed for Electrification Now.*

Leprince-Ringuet, o. (2020). Chile's Enhanced Climate Plan Sets an Example for Other Countries. *World Resources Institute*, 9. Obtenido de https://www.wri.org/insights/chiles-enhanced-climate-plan-sets-example-other-countries

M. Obras Públicas. (2020). *Plan Nacional de Infraestructura para La Movilidad 2050.* Santiago, Chile.

McKinsey & Co. (2020). *Chilean Hydrogen Pathway.* Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_base_para_la_elaboracion_de_la_estrategia_nacional_para_el_desarrollo_de_hidrogeno_verde_en_chile.pdf

McKinsey. (2020). *Chilean Hydrogen.* Santiago, Chile.

Ministerio Energía. (14 de junio de 2021). *Ene*. Obtenido de Ministerio Energía: https://energia.gob.cl/indicadores-ambientales-factor-de-emisiones-gei-del-sistema-electrico-nacional

Naciones Unidas. (2015). *Acuerdo de París.* Obtenido de https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf

NREL. (2021). *Market Segmentation Analysis of Medium and Heavy Duty Trucks with a Fuel Cell Emphasis. United States.* National Renewable Energy Lab.

OIES. (2014). The Prospects for Natural Gas as a Transport Fuel in Europe. *Oxford Institute for Energy Studies*. Obtenido de https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/NG-84.pdf

ORNL. (2019). *Medium- and Heavy-Duty Vehicle Electrification An Assessment of Technology and Knowledge Gaps.* Oak Ridge National Laboratory & National Renewable Energy Laboratory (NREL), US Departament of Energy. Obtenido de https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub136575.pdf

PELP. (2021). *Planificacion Energetica de Largo Plazo Proceso.* Santiago, Chile. Obtenido de https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso

Phadke, A. (2019). *Reforming electricity rates to enable economically competitive electric trucking.* Obtenido de https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab560d

Reinhold, W., & Patrick, S. (2010). Renewable Hydrogen in Fuel Cell Heavy Duty Trucking. Munich, Germany. Obtenido de https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/lbst_pth2-in-fc-hdvs_by_2030_v5-final-handout_public.pdf

RETC. (2018). *CONSOLIDADO DE EMISIONES Y TRANSFERENCIAS DE CONTAMINANTES.*

SNIChile. (2020). *Informe del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Chile y otros Contaminantes, 1990-2018.* Ministerio del Medio

Ambiente, Oficina de Cambio Climático, Santiago, Chile. Obtenido de https://unfccc.int/sites/default/files/resource/7305681_Chile-BUR4-1-2020_IIN_CL.pdf

Steer. (2020). *Actualización de Modelo de Costos de Transporte de Carga para el Análisis de CostosLogísticos,del Observatorio Logístico.* Santiago, Chile. Obtenido de https://subtrans.gov.cl/wp-content/uploads/2020/09/Actualizacio%CC%81n-de-Modelo-de-Costos-de-Transporte-de-Carga-para-el-Ana%CC%81lisis-de-Costos-Logi%CC%81sticos-del-Observatorio-Logi%CC%81stico.pdf

T&E. (2018). Analysis of long haul battery electric trucks in EU. Obtenido de https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/20180725_T%26E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf

Transport & Enviroment. (2020). *Comparison of hydrogen and battery electric trucks.* Obtenido de https://www.transportenvironment.org/publications

Yahoo finance. (14 de junio de 2021). *Yahoo Finance*. Obtenido de https://es-us.finanzas.yahoo.com/quote/NGX28.NYM/

12 ANEXOS

Curva abatimiento CO2 Ministerio Energía (Gobierno de Chile, 2020)

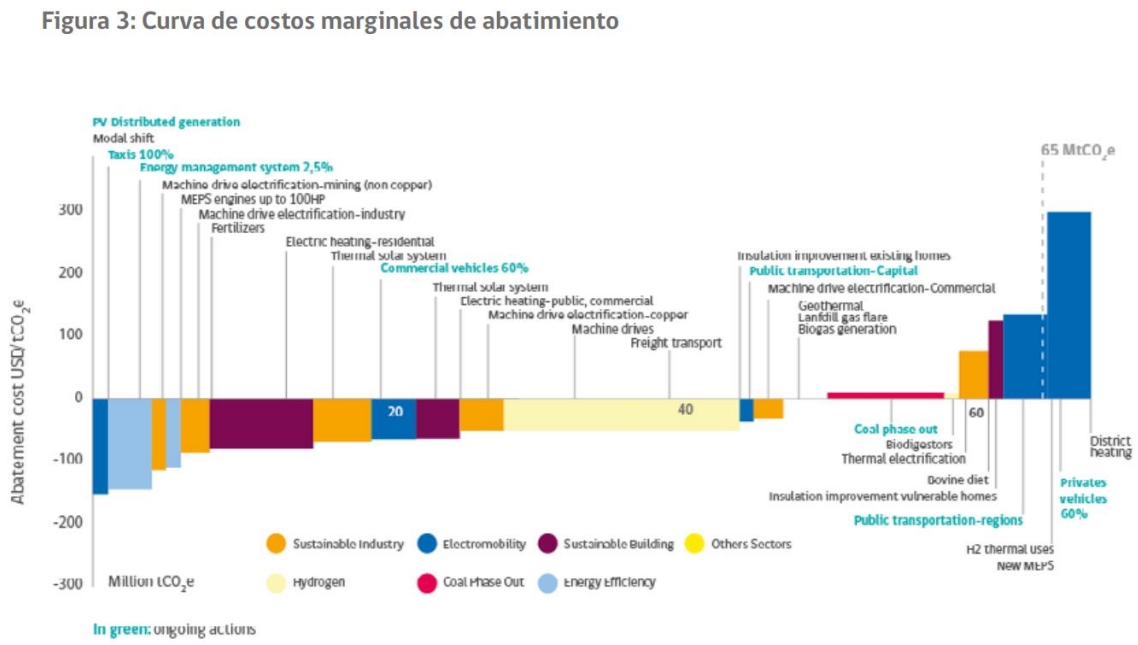
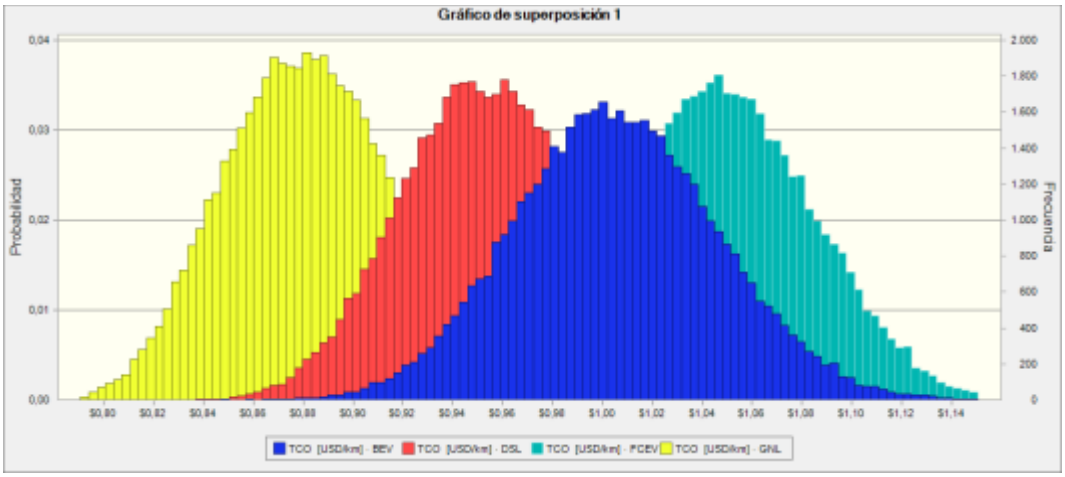


Ilustración 16 Curva de abatimiento, fuente: (Min. Energía, 2020).

12.1 Gráfico superposición TCO simulación



12.2 Parámetros de modelo para capacidad de batería

Parameter	Representation in Equation 1	Value	Unit
Gross vehicle weight (including payload and battery pack)	WT	36000	kg
Coefficient of drag	Cd	0,45	
Coefficient of rolling resistance	Crr	0,0063	
Braking efficiency	ηbrk	0,97	
Drivetrain efficiency	-	0,9	
Battery discharge efficiency	-	0,95	
Battery-to-wheels efficiency (product of battery discharge efficiency, drivetrain efficiency, and braking efficiency)	ηbw	0,83	
Frontal area of truck	A	7,2	m2
Daily driving distance	D	300	miles

Average velocity (Sripad & Viswanathan, 2017)	v	19	m/s
Root mean square velocity (Sripad & Viswanathan, 2017)	vrms	22	m/s
Average acceleration/deceleration (Sripad & Viswanathan, 2017)	a	0,112	m/s2
Road grade (Sripad & Viswanathan, 2017)	r	1%	
Fraction of time driven on road grade r (Sripad & Viswanathan, 2017)	tf	15%	
Average road gradient (r/100) (Sripad & Viswanathan, 2017)	Z	0,0001	
Air density	ρ	1,2	kg/m3
Gravedad	g	9,8	m/s2