
EL USO DEL GAS NATURAL VEHICULAR EN ARGENTINA: REGULACION INTERNACIONAL COMPARADA, INFRAESTRUCTURA Y PROYECCIONES

Tesista: Lic. Nicolás Félix Díaz

Directora de Tesis: Mag. María Fernanda Martínez

Buenos Aires, 2022



MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA

Quiero agradecer a mi familia y amigos que siempre me apoyaron en este camino, y a la Magister María Fernanda Martínez por su dedicación, paciencia, compromiso y voluntad para ayudarme en cada una de las inquietudes planteadas durante la elaboración de esta tesis.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Definición del tema de investigación.....	2
1.2. Contextualización del tema de investigación	2
1.2.1. Contexto geopolítico	3
1.3. Relevancia del tema de investigación y aporte proyectado	4
2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA	5
2.1. Objetivos	5
2.2. Metodología	5
3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
3.1. Inicios del GNV y análisis de Regulación Internacional Comparada	6
3.1.1. Determinar los países y región	6
4. UNIÓN EUROPEA.....	7
4.1 Matriz de energía de la Unión Europea	7
4.4.1 Consumo de energía por sector en la Unión Europea en el año 2020	8
4.2. Inicios del GNV en la Unión Europea	9
4.3. Regulación de la Unión Europea sobre GNV	10
4.3.1. Regulaciones internacionales sobre Estaciones de Servicio y Vehículos.....	10
4.3.2. Estándares Europeos sobre GNV.....	13
4.3.3. Normas sobre seguridad laboral, seguridad ambiental, seguridad del transporte y seguridad en incendios	14
4.4. Unión Europea y sus impactos en la emisión de Gases de Efecto Invernadero.....	20
4.4.1. Emisiones de metano desde la fuente (upstream).....	21
4.4.2. Impactos de las emisiones de GEI en la utilización de gas fósil en el sector del transporte..	22
4.4.3. Biogás.....	28
4.4.4. El Metano Renovable en Europa	30
4.4.4.1. The European Green Deal (El Pacto Verde Europeo)	32
4.4.5. Comparación de vehículos a gas y biometano, con vehículos eléctricos.....	33
4.4.6. Eficiencia de vehículos eléctricos a batería y de electricidad a metano	34
4.4.7. Comparación de emisiones de vehículos híbridos, con vehículos a gas y vehículos eléctricos	35
4.5. Importaciones de gas natural de la UE	37
4.6. Identificar la Infraestructura necesaria.....	38
4.6.1. Vehículos a Gas natural en Europa.....	41
4.6.2. Costos de una estación de servicio durante el despliegue del Proyecto.....	41
4.6.3. Financiación de la UE e Inversión de infraestructura en GNL.....	42
4.7. Exenciones fiscales para el gas fósil	43

5.	ESTADOS UNIDOS	46
5.1.	Comienzos, Marco Administrativo y Fiscal del Mercado de Gas en Estados Unidos	46
5.2.	Regulación de Estados Unidos sobre GNV	48
5.2.1.	Seguridad del combustible de gas natural	49
5.2.2.	Incentivos	49
5.3.	Sus impactos en la Emisión de Gases de Efecto Invernadero	50
5.3.1.	Gases de Efecto Invernadero	50
5.4.	Características del GNC y GNL como combustibles alternativos para el transporte	53
5.4.1.	Estaciones de abastecimiento de gas natural	53
5.4.1.1	Costo de instalación de una Estación de Servicio de GNC o GNL	54
5.4.2.	Rendimiento de vehículos a gas natural	54
5.4.3.	Comparativa de Precios entre el Gas natural y otros combustibles	55
5.4.4.	Producción de gas natural en Estados Unidos	62
5.4.5.	Impacto del uso del GNV	63
5.4.6.	Capacidad de licuefacción, regasificación y exportación	66
6.	CHINA	69
6.1.	Inicios del GNV en China	69
6.2.	Regulaciones y normas chinas	71
6.3.	Emisiones de dióxido de carbono de la industria	72
6.3.1.	Objetivos Climáticos de China	75
6.3.2.	Huella de Carbono de China por la utilización de gas	75
6.3.2.1	Emisiones de Gas convencional doméstico	76
6.3.2.2	Emisiones de Gas no convencional doméstico	76
6.3.2.3	Emisiones de Gasoducto internacional	76
6.3.2.4	Emisiones de Gas Natural Licuado	76
6.4.	Infraestructura de Gas	78
6.5.	Consumo de gas natural	79
6.6.	Vehículos a gas	79
6.7.	Importaciones de gas	80
6.8.	Reforma del mercado de gas de China	81
6.9.	Incentivos al gas natural promovidos	82
7.	RUSIA	82
7.1.	Inicios del GNV en Rusia	82
7.2.	Desarrollo del GNV en Rusia	84
7.2.1.	Beneficios de usar gas natural vehicular en Rusia	84
7.2.2.	Vehículos eléctricos en Rusia	88
7.3.	Regulación normativa del GNV	89
7.4.	Subvenciones para equipos propulsados por gas	91

7.5.	Emisiones de gases de efecto invernadero	92
7.5.1.	Emisiones de gases de efecto invernadero de gasoductos internacionales	92
7.6.	Desarrollo del Gas Natural Licuado ruso.....	93
8.	BRASIL	94
8.1.	Inicios del GNV en Brasil	94
8.2.	Regulación de Brasil sobre Gas Natural Vehicular.....	97
8.3.	Brasil y la emisión de Gases de Efecto Invernadero	99
8.3.1.	Eficiencia de vehículos y regulación de emisiones.....	101
8.3.2.	Emisiones de Gases Efecto Invernadero en buques.....	102
8.3.2.1	Perspectivas sobre el uso de GNL en buques	104
8.4.	Vehículos a gas natural.....	105
8.5.	Desarrollo del gas natural e infraestructura en Brasil	105
8.5.1.	Infraestructura y transporte de gas natural	108
8.5.2.	Distribución de gas natural.....	110
8.5.3.	Infraestructura de estaciones de GNV.....	111
8.5.4.	Limitaciones de los fabricantes de automóviles a Gas en Brasil.....	113
8.6.	Consideraciones finales y propuesta de actuación del BNDES	113
9.	ARGENTINA	114
9.1.	Historia del GNV en Argentina	114
9.2.	Regulación Argentina sobre GNV	115
9.2.1.	Consejos para el uso de GNC recomendados por el ENARGAS	121
9.2.2.	Obleas vigentes 2021	122
9.3.	Impactos en la emisión de Gases de Efecto Invernadero	124
9.4.	Desarrollo del gas natural en Argentina.....	129
9.4.1.	Reservas de gas y petróleo de la República Argentina	129
9.4.1.1	Producción de Gas Natural	130
9.4.2.	Características de la industria del GNV	133
9.4.2.1	Estimación del parque automotor en su composición y cantidad	136
9.4.2.2	Estimación del parque automotor convertido a GNV.....	138
9.4.2.3	Consumo de GNV en ambos escenarios para el año 2030	140
9.4.2.4	Ventajas del uso del GNV con respecto a otros combustibles fósiles	141
9.4.2.5	El uso del biometano en Argentina.....	143
9.4.2.6	Vehículos a gas comparados con vehículos eléctricos en Argentina	149
9.4.2.7	Vehículos a hidrógeno y sus características	150
9.4.2.8	Proyectos relacionados al uso del GNV en Argentina.....	150
9.4.2.9	Proyectos para expandir el uso del Gas Natural en Argentina	155
9.5.	Rol de Vaca Muerta.....	156
9.5.1.	Consumo de gas por parte de la Industria manufacturera	157

9.5.2.	Consumo de gas por parte del sector petroquímico	159
9.5.3.	Resultados sector industria	164
9.5.4.	Visión del mercado externo y exportaciones.....	164
9.5.4.1	Mercado regional	166
9.5.4.2	Mercado Internacional de GNL.....	167
9.6.	Resultados generales e impacto en Argentina.....	169
9.6.1.	Producción local, importaciones, balance de oferta y demanda.....	170
9.6.2.	Balanza comercial	171
10.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	172
10.1.	Recomendaciones	173
10.2.	Reflexiones finales	180
11.	BIBLIOGRAFÍA	181

Aclaración: La presente tesis fue realizada casi en su totalidad con datos obtenidos en el período prepandemia, por cuestiones de disponibilidad de información y por la relativa normalidad de demanda y oferta existente.

1. INTRODUCCIÓN

El mundo está cambiando y en este cambio el respeto por nuestro entorno es fundamental, conceptos como economía circular, colaborativa, eficiencia, renovables, son cada vez asumidos como propios por mayor número de empresas, ciudadanos y partidos políticos. Los problemas medioambientales de las ciudades son ahora crisis de salud pública y la voluntad de actuar se ha convertido en una necesidad (Freire López, J. R, 2016).

A los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero a nivel global se añaden ahora objetivos de reducción de emisiones a nivel local que son perjudiciales para la salud humana, es el caso de las partículas, de los óxidos de Azufre (SO₂) y de los óxidos de Nitrógeno (NO_x). Para hacer frente a estos desafíos las líneas prioritarias de actuación en el sector se centran en el desarrollo y uso de nuevos combustibles y sistemas de propulsión más sostenibles.

Un vehículo alimentado con gas natural, reduce las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en aproximadamente 25 %, con respecto a un vehículo que utilice gasolina, y hasta en 75 % las de óxido de nitrógeno (NO_x) en comparación con un variante diésel, mientras que las de partículas y el dióxido de azufre (SO₂) son casi nulas. De igual manera, las vibraciones y contaminación sonora son un 50 % inferiores a las de un vehículo diésel (Hernández, L.).

El uso del gas natural se asienta como una alternativa sólida y viable a corto plazo, dadas las ventajas que presenta frente a combustibles derivados del petróleo y la posibilidad de cubrir incluso las necesidades más intensivas, donde el vehículo eléctrico todavía no ve el horizonte rentable (camiones de largo recorrido, barcos, maquinaria pesada, autobuses, entre otros).

Para conseguir un despegue efectivo del vehículo a gas natural en el ámbito profesional es necesaria una apuesta decidida por todas las partes implicadas: administración, transportistas y empresas suministradoras, de manera que mayores escalas de producción propicie precios más competitivos. Desde el punto de vista económico el gas natural vehicular (GNV) es una alternativa con unos precios más bajos y estables que las gasolinas, gasóleos y GLP, permitiendo ahorros de hasta el 54%.

Una alternativa más sustentable a utilizar en la actualidad en el sector transporte, es el biometano, el cual es un gas de origen renovable, el cual ha sido estudiado y considerado por la posibilidad de su distribución en la red de gas aprovechando las infraestructuras existentes, creando valor económico, empleo y planteando sinergias con las necesidades de reactivación económica de zonas rurales y urbanas.

En lo referido a la evolución del mercado, el número de vehículos que actualmente utilizan GNV se sitúa en más de 25 millones frente a los más de 1.000 millones de vehículos convencionales que circulan en el mundo. El mercado de los vehículos de GNV está evolucionando sustancialmente, registrando en los últimos dos años crecimientos anuales superiores al 20%. Las razones de este crecimiento hay que buscarlas en la puesta en explotación de nuevas reservas de gas muy distribuidas por el planeta, haciendo el uso del mismo más atractivo y propiciando el apoyo de

gobiernos que ven la oportunidad de diversificar y reducir su dependencia energética en términos geopolíticos.

A día de hoy, la forma más utilizada de aprovisionamiento de gas natural para vehículos es el gas natural comprimido (GNC), la limitación en la autonomía de estos vehículos está abriendo paso al uso del gas natural licuado (GNL), cuya mayor densidad energética permite ofrecer una mayor autonomía.

Entre los proyectos de GNL que se fueron desarrollando, existen rutas por carretera denominadas “corredores”, que disponen generalmente de estaciones con doble surtidor GNC/GNL, las cuales contribuirán en hacer a los vehículos de GNV más interurbanos apoyando también el crecimiento de los vehículos ligeros hasta ahora muy relegados a aplicaciones urbanas. Un despliegue adecuado de estaciones de servicio para autos y camiones y el desarrollo de los sistemas de carga y servicios de bunkering para barcos (suministro de carburante GNL a barcos) son requisitos indispensables para la implantación del GNV.

Es por esto que, el gas natural se presenta en este contexto como una alternativa en los sistemas de transporte convencionales que aporta mejoras en la competitividad de las empresas, beneficios medioambientales y diversificación energética, lo que implica además una mayor competencia frente al uso de combustibles tradicionales.

1.1. Definición del tema de investigación

El objetivo general de este trabajo es investigar el uso del gas natural vehicular en Argentina, su proyección teniendo en cuenta el actual contexto de excedente de producción de gas por el desarrollo de la formación hidrocarburífera Vaca Muerta, su relación con otros combustibles en cuanto a sus costos e impacto en el cambio climático, la infraestructura necesaria para su desarrollo y la comparación de la regulación internacional existente sobre el tema para una posible complementación con la regulación de nuestro país.

1.2. Contextualización del tema de investigación

El uso del gas natural vehicular en Argentina data desde comienzos de la década de 1980, con el progresivo fomento del GNC, como una alternativa al uso de los combustibles nafteros o diesel, su desarrollo se fue acelerando de manera continua hasta la actualidad, con el desarrollo de equipos de conversión, talleres, estaciones de servicio, y todo lo que la actividad en sí conlleva.

Se sabe que Argentina, con el descubrimiento y desarrollo del yacimiento hidrocarburífero Vaca Muerta, puede disponer de gas natural convencional y no convencional, por muchos años más, ya que es considerada la segunda reserva de shale gas del mundo (U.S Energy Information Administration – EIA, June 2013).

Entre los adelantos que se están analizando en este momento en el sector de gas natural vehicular, encontramos el uso de GNL en vehículos de transporte mediano y pesado, ya que esta forma de energía les proporciona mejores rendimientos y les permite recorrer distancias aún mayores que los generados por el GNC.

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario analizar la proyección del gas natural vehicular en el país, su infraestructura y desarrollo, como también es de utilidad considerar los parámetros internacionales existentes en materia regulatoria de determinados países y regiones, como ser la Unión Europea (UE), Estados Unidos de América, República Popular China, Federación de Rusia y la República Federativa de Brasil, para tener una visión más amplia de lo que se está realizando en otros lugares del mundo.

1.2.1. Contexto geopolítico

En el año 2010 se inició el desarrollo de instalaciones estándares para el abastecimiento de GNC y GNL de estaciones de servicio a nivel internacional y europeo, con las normas ISO¹ 16.923 e ISO 16.924 (Van Tongeren, 2013).

Luego en el año 2011 en el Libro Blanco de la Comisión Europea, titulado «Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible», se buscaba lograr una reducción en la dependencia de los transportes respecto al uso de petróleo como combustible. Tal objetivo debía lograrse a través de una serie de iniciativas políticas, en particular mediante la elaboración de una estrategia sostenible en materia de combustibles alternativos y el desarrollo de la infraestructura adecuada. En el Libro Blanco también se propuso una reducción para el año 2050, de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los transportes de un 60% con respecto a los niveles de 1990 o del 70% en comparación con 2008. La estrategia de movilidad de bajas emisiones pone de relieve la necesidad de optimizar el sistema de transporte, mejorar su eficiencia, aumentar el uso de energías alternativas de baja emisión y avanzar hacia vehículos de emisiones cero (Sihvonon, J., 2018).

La publicación y entrada en vigor del Reglamento 110 de la ONU (Organización de Naciones Unidas) en el año 2013 ha sido uno de los elementos clave para el éxito del proyecto, ya que abre la posibilidad de registrar vehículos que utilizan GNL como combustible en toda Europa (Mariani, F., 2018). En ese mismo año, el mercado de GNL en el continente europeo estaba en sus comienzos. Algunas pocas estaciones de GNL, principalmente con fines de demostración, estaban en funcionamiento en países como España, el Reino Unido, Suecia y los Países Bajos. La existencia de estaciones de GNC contribuyó a que los operadores confiaran en que el GNL también podría venderse como líquido de baja presión a los vehículos de alta definición. Al ver que la experiencia con los vehículos pesados a GNL ha surgido después de años de experiencia con vehículos de GNC, por lo tanto, todas las regulaciones y normas que afectan la construcción y la aprobación de componentes específicos de GNL se han desarrollado teniendo en cuenta el marco legal existente para vehículos a GNC y sus componentes (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, 2013).

Asimismo, para toda la Unión Europea se ha plasmado mediante la Directiva 94/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, la cuestión relativa a la implantación de una infraestructura para combustibles alternativos, a fin de minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo y mitigar su impacto en el ambiente. También enuncia los requisitos mínimos para la creación de la respectiva infraestructura, incluyendo puntos de carga de GNL y GNC, que se habrán de aplicar mediante los marcos de acción nacionales de los Estados miembros, así como mediante las

¹ ISO: Organización Internacional de Estandarización; conocida por el acrónimo ISO, es una organización para la creación de estándares internacionales compuesta por diversas organizaciones nacionales de normalización.

especificaciones técnicas comunes sobre dichos puntos de carga, y los requisitos de información a los usuarios.

La Unión Europea también se ha comprometido a largo plazo, a cumplir el Acuerdo de París, con el objetivo de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero al año 2050.

En lo que respecta a China, en el año 2013 ya contaba con una flota nacional de 18.000 autobuses y 45.000 camiones a GNL, abastecida por alrededor de 1.000 estaciones de GNL. El fuerte crecimiento de la producción de camiones a gas es parte de la batalla continua de China contra la contaminación del aire al alentar el uso de vehículos que funcionan con energía limpia y reforzar el control sobre las emisiones contaminantes de los nuevos vehículos (Mariani, F., 2018).

Una flota inherentemente grande también está en funcionamiento en Estados Unidos, un país que hasta hace pocos años era un fuerte importador por gasoducto desde Canadá y México y plantas de regasificación de GNL desde Trinidad y Tobago, Noruega o Yemen. Pero el desarrollo acelerado del shale, hizo que actualmente exporte gas a al menos 20 países y se ha convertido en un actor clave de los mercados mundiales. Terminales marítimas y plantas de regasificación construidas en los años '70 para la importación de GNL se están reconvirtiendo en plantas de licuefacción para la exportación, mientras que otras nuevas ya están operativas.

En el caso de la República Federativa de Rusia, su exportación de GNL se estima que crecerá significativamente y quizás pueda desafiar a Australia y Qatar para el liderazgo mundial en capacidad de licuefacción según la *International Gas Union World LNG report - 2019*. A su vez, la apertura del Ártico como región fronteriza de exportación de GNL y la capacidad de exportarlo a través de la ruta del Mar del Norte, significa que el GNL de Rusia ahora puede llegar a más mercados de manera competitiva, incluidos los mercados de mayor demanda, como ser China (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019). Además de su continua innovación y desarrollo en el sector del transporte por carretera y ferroviario con GNC y GNL.

Lo mismo sucede con Brasil, que en los últimos años ha tenido un desarrollo importante en el fomento de su producción del gas natural, de la industria del gas natural vehicular, buscando incentivar la eficiencia energética, y el fomento del gas como combustible con menores emisiones y una alternativa, al uso de los combustibles tradicionales.

1.3. Relevancia del tema de investigación y aporte proyectado

El gas natural vehicular se ha ido desarrollando teniendo en cuenta los factores internos y externos de los países que lo adoptaron, principalmente fueron la disposición del gas en su territorio, la infraestructura que se fue creando o la que ya se encontraba disponible, su precio, y los beneficios ambientales que este tiene con relación a otros combustibles fósiles. Es a partir de estos parámetros que el gas vehicular se ha ido fomentando, y se fueron estableciendo normas, regulaciones e incentivos para expandir su uso de manera segura.

El aporte proyectado por este trabajo es analizar el uso del gas natural vehicular en los países seleccionados y como estas experiencias pueden ser de utilidad para una futura complementación con el desarrollo y regulación del gas natural vehicular argentino.

2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

2.1. Objetivos

Teniendo en cuenta el contexto de lo establecido en la sección 1 Introducción, el presente trabajo tiene como objetivo general analizar y comparar las características del sistema de gas natural vehicular argentino, los mecanismos de expansión, diversificación y beneficios que se podrían lograr mediante su desarrollo, teniendo en cuenta las experiencias realizadas en otros países o regiones.

Los **objetivos específicos** que se plantean para el desarrollo del tema de investigación son los siguientes:

A – Inicios del GNV y análisis de Regulación Internacional Comparada. Analizar, interpretar y comparar el inicio del GNV y las diversas regulaciones existentes en aquellos países y regiones seleccionados para este trabajo.

B – Comparación entre el gas natural con otros combustibles. Establecer las comparaciones entre el gas natural vehicular en los diferentes medios de transporte, respecto a otros tipos de combustibles.

C – Desarrollo de Infraestructura. Determinar la infraestructura que se ha desarrollado en los respectivos países y la que se podría implementar en nuestro país.

D – Rol de Vaca Muerta. Potenciar el papel que cumple Vaca Muerta para lograr la transición a un mayor uso del gas natural vehicular e industrial.

2.2. Metodología

Para lograr los objetivos específicos identificados anteriormente, se llevarán a cabo las siguientes tareas:

- **A – Inicios del GNV y análisis de Regulación Internacional Comparada**, se realizarán las siguientes tareas:

A.1 – Determinar los países y región. Establecer cuáles son los países y región a tener cuenta a la hora de analizar sus regulaciones y proyectos. Los cuales son: La Unión Europea, Estados Unidos, China, Rusia y Brasil.

A.2 – Desarrollar los inicios y antecedentes regulatorios de los países y región seleccionados. Conocer los inicios y las necesidades de cada uno de ellos, lo cual los llevo a desarrollar tales normativas.

- **B – Comparación entre el gas natural con otros combustibles**, se realizarán las siguientes tareas:

B.1 – Sus impactos en la emisión de Gases de Efecto Invernadero. Detallar el impacto de GEI que cada uno de ellos tiene.

B.2 – Diferencia de precios. Demostrar la diferencia de costos existentes entre el uso del gas natural vehicular con respecto a otros combustibles fósiles y alternativos.

B.3 – Demostrar las ventajas y desventajas de su uso en el transporte vehicular. Establecer los beneficios y desventajas a largo plazo de los combustibles analizados.

- **C – Desarrollo de Infraestructura,** se realizará la siguiente tarea:

C.1 – Identificar la Infraestructura necesaria. Teniendo en cuenta lo analizado en A.2 – “Antecedentes de los países y región”-, reconocer cuales son los diferentes proyectos e inversiones en infraestructura que se fueron realizando.

C.2 – Fomentar Políticas Públicas: De acuerdo a lo demostrado en B.3 – “Demostrar las ventajas y desventajas de su uso en el transporte vehicular”-, establecer diferentes medidas que se podrían adoptar, para que se puedan llevar a cabo tales propósitos.

- **D – Rol de Vaca Muerta,** se realizarán las siguientes tareas:

D.1 – Función clave para el desarrollo. Vaca Muerta representa la posibilidad para que la transformación de la matriz vehicular a gas natural pueda llevarse a cabo.

D.2 – Beneficios múltiples. Considerando lo analizado, su optimización generaría menores precios finales del gas natural, favoreciendo su uso en el transporte vehicular, mayores inversiones y la creación de nuevas fuentes de empleo.

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Inicios del GNV y análisis de Regulación Internacional Comparada

Se pretende analizar, interpretar y comparar el inicio del GNV y las regulaciones que se fueron gestando a través del uso de este combustible, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, ambientales y de seguridad, como así también los proyectos de desarrollo de infraestructura que se fueron ejecutando en los países seleccionados.

3.1.1. Determinar los países y región

Los países y región seleccionados en el presente trabajo son: La Unión Europea, Estados Unidos, China, Rusia y Brasil. Esta selección está fundada en las reservas y recursos propios que disponen estos países, la infraestructura de transporte y distribución, el desarrollo del sector del Gas Natural Vehicular, su incidencia medioambiental, y el plexo normativo relacionado al GNV por parte de los mismos.

4. UNIÓN EUROPEA

4.1 Matriz de energía de la Unión Europea

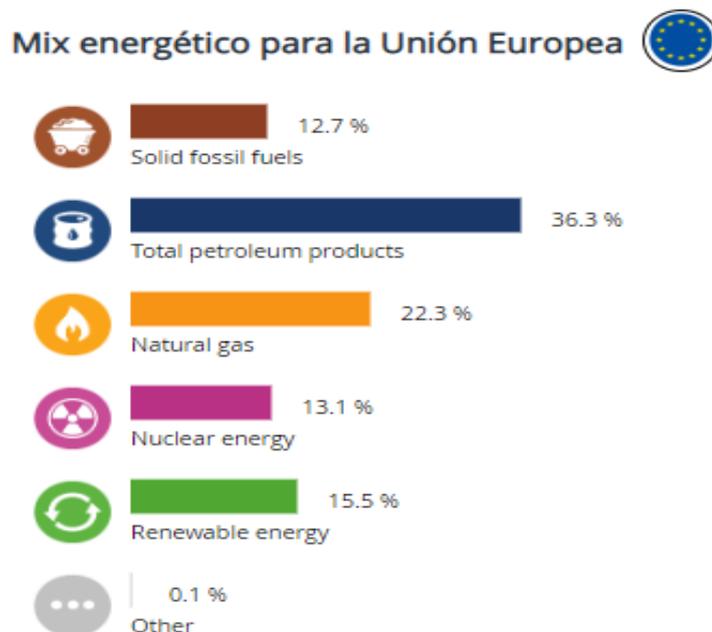
La energía disponible en la Unión Europea proviene de energía producida en la UE y de energía importada de terceros países. En 2019, la UE produjo alrededor del 39 % de su propia energía, mientras que el 61 % fue importado.

En 2019, las fuentes de energía disponibles en la UE, estuvo compuesto principalmente por: productos derivados del petróleo - incluido el petróleo crudo- (36%), gas natural (22%), energía renovable (15%), energía nuclear y combustibles fósiles sólidos (ambos 13%) (Eurostat, 2020).

Es decir, el petróleo (petróleo crudo y productos derivados del petróleo) siguió siendo la fuente de energía más importante para la economía europea, a pesar de una tendencia a la baja a largo plazo, al igual que el gas natural, que también siguió siendo la segunda fuente de energía más importante. Sin embargo, la contribución de las fuentes de energía renovables siguió creciendo

Las participaciones de las diferentes fuentes de energía en la energía total disponible varían considerablemente entre los Estados miembros. Los productos derivados del petróleo (incluido el petróleo crudo) representan una parte significativa de la energía total disponible en Chipre (90%), Malta (87%) y Luxemburgo (65%), mientras que el gas natural representa poco más de un tercio en Italia (39%). y los Países Bajos (37%). Más de la mitad de la energía disponible en Estonia (60%) y en Polonia (43%) proviene de combustibles fósiles sólidos, mientras que la energía nuclear representa en Francia (41%) y en Suecia (31%). La energía renovable representa en Suecia (41%) y en Letonia (37%) (Eurostat, 2020).

Gráfico 1 - Mix energético para la Unión Europea 2019

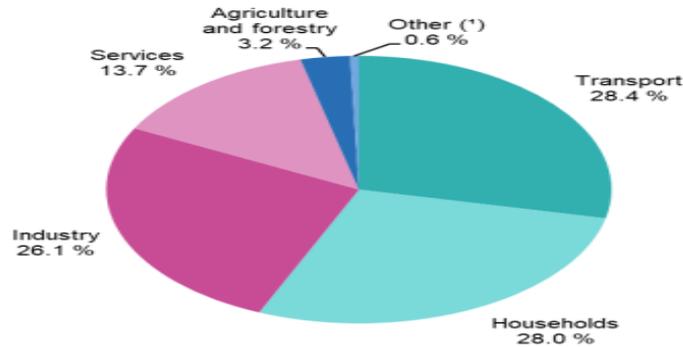


Fuente: Eurostat, 2020.

4.4.1 Consumo de energía por sector en la Unión Europea en el año 2020

Gráfico 2 - Energía final consumida por sector, EU, 2020

Final energy consumption by sector, EU, 2020
(% of total, based on terajoules)



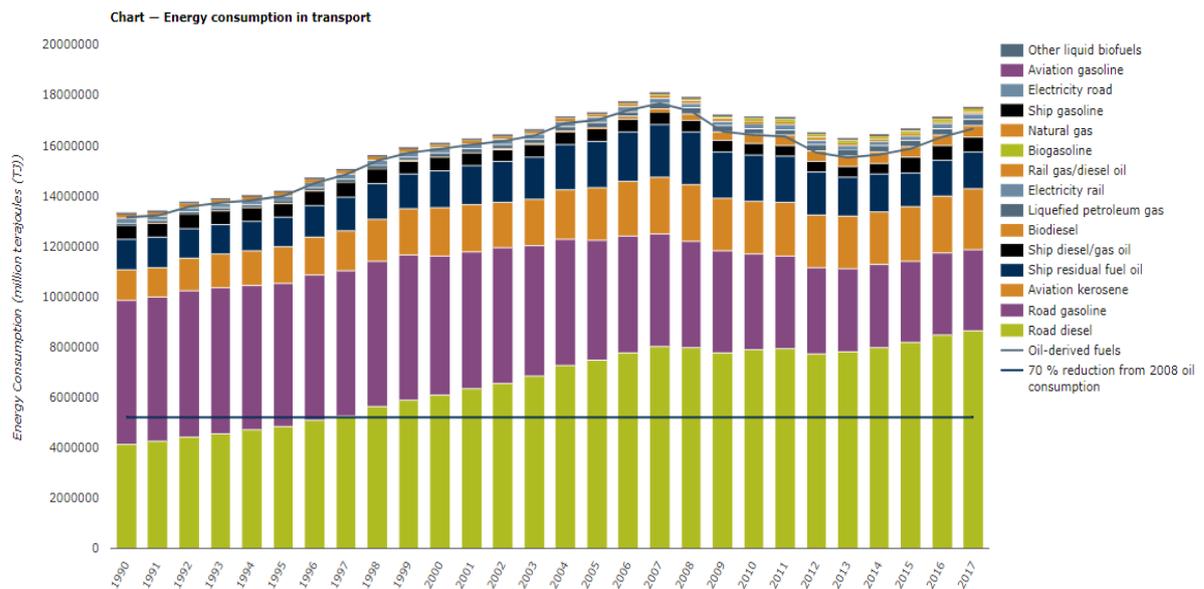
(*) International aviation and maritime bunkers are excluded from category Transport.

Source: Eurostat (online data code: nrg_bal_s)



Fuente: Energy statistics - Energy balances provided by Statistical Office of the European Union (Eurostat)

Gráfico 3 - Energía consumida en transporte en la Unión Europea 1990-2017



Note: The light blue line represents total oil-derived fuels, while the dark blue line represents the 70% reduction from 2008 oil consumption by 2050.

Fuente: Energy statistics - Energy balances provided by Statistical Office of the European Union (Eurostat)

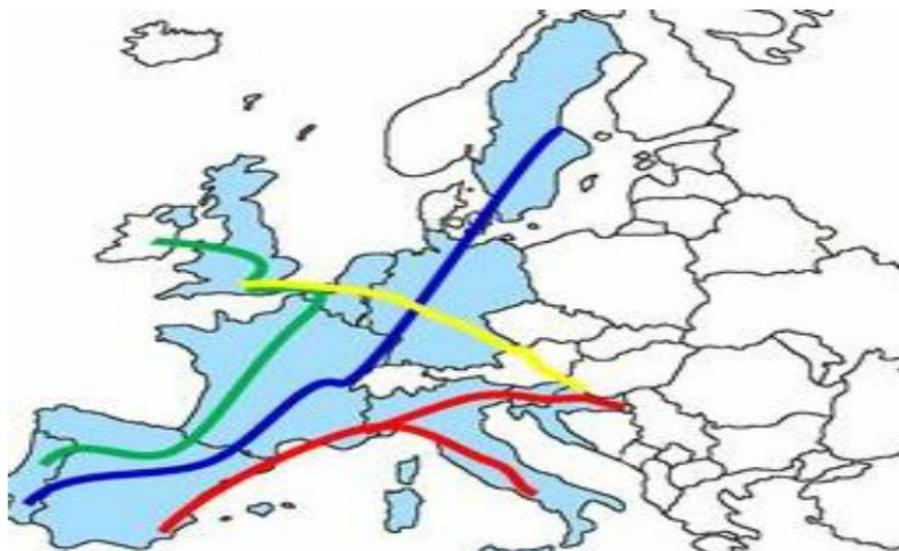
La mayor fuente de energía utilizada en el transporte en la Unión Europea es la gasolina, el diesel y el aerokerosén para aviones. Aunque se busca reemplazar el uso de combustibles fósiles a largo plazo por combustibles más amigables con el medioambiente.

4.2. Inicios del GNV en la Unión Europea

Entre los proyectos promovidos por la Unión Europea para constituir el GNL como una alternativa real para el transporte de media y larga distancia se destaca el proyecto *LNG Blue Corridors*. Su objetivo se centra en introducirlo en un primer paso como combustible complementario y, más tarde, como sustituto adecuado del diésel. Al ser el precio del gas natural en surtidor más bajo que los derivados del petróleo, le confiere una de las principales ventajas, además presenta bajos niveles de emisiones, con un menor índice de monóxido de carbono y de óxidos de nitrógeno, como así también de emisión de partículas.

Para cumplir los objetivos, se han definido una serie de puntos de abastecimiento de GNL a lo largo de los cuatro corredores que cubren el área del Atlántico (línea verde), la región del Mediterráneo (línea roja), conectan el sur de Europa con el norte (línea azul) y, oeste-este (línea amarilla). El proyecto se ha fijado el objetivo de construir aproximadamente 14 nuevas estaciones de GNL, tanto permanentes como móviles, en ubicaciones específicas a lo largo de los corredores azules, mientras se construye una flota de aproximadamente 100 vehículos pesados propulsados por GNL. El proyecto está financiado por el Séptimo Programa Marco (7PM), con un importe de 7,96 millones de euros (las inversiones totales ascienden a 14,33 millones de euros), con 61 socios de once países: 22 empresas y 39 operadores de flotas (Mariani, F., 2018).

Figura 1 - Impresión de los corredores azules de GNL en Europa



Fuente: Mariani, F., 2018

En 2013, el mercado de GNL en Europa estaba en ciernes. Algunas pocas estaciones de GNL, alrededor de 20 o 30, principalmente con fines de demostración, estaban en funcionamiento en pocos países europeos. En ese momento, solo España, el Reino Unido, Suecia y los Países Bajos tenían estaciones de GNL y camiones. La existencia de estaciones de GNC contribuyó a que los operadores confiaran en que el GNL también podría venderse en los vehículos.

La primera estación de GNL se abrió en abril del año 2014 en Piacenza, Italia (ENI), suministrando a una flota sustancial de camiones desde el principio. En ese mismo año, se abrieron

estaciones de GNL en Orebro, Suecia (SGA), Kallø, Bélgica (DRIVE), Carregado, Portugal (DOUROGAS) y Barcelona, España (GAS NATURAL FENOSA).

A principios de 2015, había más de 50 estaciones públicas de GNL en funcionamiento en Europa, incluidas aproximadamente 19 en España, 7 en los Países Bajos, 15 en el Reino Unido, 2 en Portugal, 1 en Italia, 6 en Suecia, 2 en Bélgica y 1 en Francia. En ese momento, estos países eran los verdaderos pioneros del GNL dentro de Europa.

En 2016, se registraban más de 70 estaciones públicas de GNL en funcionamiento, además de algunas estaciones privadas para flotas cautivas. En ese mismo año, en los Países Bajos había 162 estaciones de GNC y 21 estaciones de GNL. En España había 28 estaciones de GNC y 21 estaciones de GNL. En Italia había 1.176 estaciones de GNC y 8 estaciones de GNL (Freire López, J. R, 2016).

En este período también se vio que nuevos países comenzaron a desarrollar estaciones de GNL, como ser Finlandia (primera estación en 2016), Alemania (2016), Polonia (2016), Austria (2017), Bulgaria (2017), Eslovenia (2017) y República Checa (2017). El número de países con estaciones de GNL en funcionamiento o planificadas continuó aumentando, Hungría (primera estación en funcionamiento en marzo de 2018), Noruega (primera estación planificada para 2018), Croacia (primera estación planificada para 2018), Eslovaquia (2019) y se espera que la tendencia continúe.

4.3. Regulación de la Unión Europea sobre GNV

Un pilar fundamental para la utilización del gas natural en vehículos fue el Reglamento n°110 de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE), el cual estableció las disposiciones uniformes relativas a la homologación de Componentes específicos de vehículos de motor que utilizan gas natural comprimido (GNC) en sus sistemas de propulsión.

Asimismo, la publicación y entrada en vigor del Reglamento 110.01 de la CEPE en 2013 ha sido uno de los elementos clave para el éxito del proyecto, ya que abre la posibilidad de registrar vehículos que utilizan GNL como combustible en toda Europa. Tal reglamento, se creó modificando el Reglamento 110 de la CEPE que solo cubría Vehículos a GNC. Las enmiendas se realizaron utilizando principalmente partes de lo que luego se convirtieron en la norma ISO 12.614/2014 y parte de la norma ISO 12.617/2015.

4.3.1. Regulaciones internacionales sobre Estaciones de Servicio y Vehículos

- La norma ISO 12.614-1/2014, abarca lo relacionado a vehículos de carretera, y los componentes del sistema de combustible de GNL. En ella se especifican los requisitos generales y las definiciones de los componentes del sistema de combustible de gas natural licuado, destinados a su uso en los tipos de vehículos de motor definidos en ISO 3833 (se aplica a todos los vehículos destinados a la circulación por carretera, excepto a los tractores agrícolas que solo se utilizan de forma incidental para el transporte de personas o mercancías por carretera). También proporciona principios generales de diseño y especifica los requisitos para las instrucciones y el marcado.

- La norma ISO 12617/2015, especifica las boquillas y receptáculos de reabastecimiento de GNL contruidos completamente con piezas y materiales nuevos, para vehículos de carretera propulsados por GNL. Un conector de repostaje de GNL consta según corresponda, del receptáculo y su tapa protectora (montada en el vehículo) y la boquilla. Esta norma internacional es aplicable solo a los dispositivos diseñados para una presión de trabajo máxima de 3,4 MPa (34 bar)², para aquellos que usan GNL como combustible para vehículos y tienen componentes de acoplamiento estandarizados.

A su vez, las normas ISO 16.923 e ISO 16.924 también han desarrollado los requisitos que deben cumplir las estaciones de servicio de GNC y GNL.

- La norma ISO 16.923/2016 sobre GNC, cubre el diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de las estaciones para el abastecimiento de vehículos con GNC, incluyendo equipos y dispositivos de seguridad y control. Esta norma también se aplica a partes de una estación de servicio en la que el gas natural está en estado gaseoso y al suministro de GNC derivado del GNL de acuerdo con la Norma ISO 16.924.

Su aplicación comprende a las estaciones de servicio de gas natural tal como se definen en las reglamentaciones locales relativas a la composición del gas, o en la Norma ISO 13.686³. También se aplica a otros gases que cumplen los requisitos, tales como el biometano, el metano de mantos carboníferos (CBM, *Coal-Bed Methane*) y los gases procedentes de la vaporización del GNL (en el emplazamiento o fuera del mismo). Incluye todos los equipos para la conexión del suministro de gas downstream, es decir, el punto de separación entre la tubería de la estación de servicio de GNC y la red de tuberías.

Este documento cubre las estaciones de servicio con las siguientes características:

- llenado lento
- llenado rápido
- acceso privado
- acceso público (autoservicio) o asistido
- estaciones de servicio de carburante con almacenamiento fijo
- estaciones de servicio de carburante con almacenamiento móvil (estación secundaria).
- estaciones de mult carburante.
- Por su parte, la norma ISO 16.924/2016 sobre GNL, especifica el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de estaciones para abastecer de GNL a vehículos, incluidos equipos, dispositivos de seguridad y control.

También especifica el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de estaciones de servicio para usar GNL como fuente in situ para alimentar de GNC a vehículos (estaciones de servicio LCNG), incluidos los dispositivos de seguridad y control de las estaciones.

² Nota: todas las referencias a presiones expresadas en megapascuales y bar (1 bar = 0,1 MPa = 105 Pa; 1 MPa = 1 N / mm²) deben considerarse presiones manométricas, a menos que se especifique lo contrario.

³ ISO 13686/2013: especifica los parámetros requeridos para describir el gas natural finalmente procesado y, cuando sea necesario, mezclado.

Es aplicable a las estaciones de servicio que reciben GNL y otros gases ricos en metano licuado que cumplen con la regulación local de composición de gas aplicable o con los requisitos de calidad del gas de ISO 13.686. Incluye todo el equipo desde la conexión de llenado del tanque de almacenamiento de GNL hasta la boquilla de llenado del vehículo.

El documento cubre las estaciones de servicio con las siguientes características:

- acceso privado;
 - acceso público (autoservicio o asistido);
 - dispensación medida y dispensación no medida;
 - estaciones de servicio con almacenamiento fijo de GNL;
 - estaciones de servicio con almacenamiento móvil de GNL;
 - estaciones de servicio móviles;
 - Estaciones multicomcombustible.
- La norma ISO 21.014/2006 aplica a los Recipientes criogénicos: su rendimiento de aislamiento criogénico, a la vez que define métodos prácticos para determinar el rendimiento de fuga de calor de los vasos criogénicos. Los métodos incluyen mediciones tanto en sistemas abiertos como cerrados. Estos requisitos pueden definirse en el diseño, normas o regulaciones operacionales.
 - ISO 21.009/2008 Recipientes criogénicos: especifica los requisitos para el diseño, fabricación, inspección y prueba de recipientes criogénicos aislados al vacío estáticos diseñados para una presión máxima permitida de más de 0,5 bar especificados para fluidos, y no se aplica a recipientes diseñados para fluidos tóxicos.
 - ISO 12.991/2012 Tanques para almacenamiento de combustible en vehículos automotores: especifica los requisitos de construcción de tanques de combustible recargables para GNL utilizado en vehículos, así como los métodos de prueba necesarios para garantizar el nivel razonable de protección contra la pérdida de vidas y propiedades resultantes de incendios y explosiones. Es aplicable a tanques de combustible destinados a estar permanentemente unidos a vehículos terrestres, pero puede ser utilizado como guía para otros modos de transporte.
 - ISO 15.500/2016 Componentes del sistema de combustible de GNC en vehículos: Especifica el rendimiento y los métodos de prueba generales para los componentes del sistema de combustible de GNC destinados a su uso en los tipos de vehículos de motor definidos en ISO 3833⁴. Es aplicable a vehículos (monocombustible, bicombustible o doble combustible) que utilizan gas natural comprimido de acuerdo con ISO 15403⁵.

⁴ ISO 3833: Se aplica a todos los vehículos destinados a la circulación por carretera, excepto a los tractores agrícolas que solo se utilizan de forma incidental para el transporte de personas o mercancías por carretera.

⁵ ISO 15403: El combustible debe permitir la operación segura del vehículo y el equipo asociado necesario para su abastecimiento y mantenimiento, proteger el sistema de combustible de los efectos perjudiciales de la corrosión, envenenamiento y deposición de líquidos o sólidos y rendimiento satisfactorio del vehículo en todas y cada una de las condiciones climáticas y de conducción.

No es aplicable a lo siguiente:

- a) componentes del sistema de combustible de GNL ubicados antes del vaporizador;
- b) contenedores de combustible;
- c) motores de gas estacionarios;
- d) hardware de montaje de contenedores;
- e) gestión electrónica de combustible;
- f) receptáculos de repostaje.

4.3.2. Estándares Europeos sobre GNV

- EN 1160/1996 (sustituida por ISO 16903/2015): brinda orientación sobre las características del GNL y los materiales criogénicos utilizados en la industria del GNL. También brinda orientación sobre cuestiones de salud y seguridad. Tiene la intención de actuar como documento de referencia para la implementación de otras normas en el campo del gas natural licuado. Está destinado a ser una referencia para el uso de las personas que diseñan u operan instalaciones de GNL.
- EN 13.645/2001: esta norma europea especifica los requisitos para el diseño y la construcción de instalaciones terrestres estacionarias de GNL con una capacidad total de almacenamiento de entre 5 toneladas (t) y 200 t.

Si otras sustancias peligrosas están presentes en la instalación, los umbrales de capacidad de almacenamiento mencionados anteriormente pueden reducirse.

Las instalaciones a las que se aplica esta norma son las siguientes:

- Plantas satélites de GNL. El GNL puede ser suministrado por camiones cisterna, barcasas o ferrocarriles. Después del almacenamiento, el GNL se vaporiza y se envía a los consumidores;
- Estaciones de servicio de GNL para vehículos. La instalación está limitada desde la entrada de gas o el área de carga de GNL hasta la salida de gas o el área de descarga de GNL.

De acuerdo a (Standars, 2001), para los propósitos de la cláusula 4 "Impacto ambiental" y la cláusula 5 "Plan de seguridad", esta norma se aplica cuando la capacidad de almacenamiento de GNL excede el umbral especificado en la regulación local. Si este valor no está disponible, se recomienda un umbral de 50 toneladas. Se recuerda que, en todo caso, prevalecen las normativas locales.

- EN 1473/2007 (sustituida por EN 1473/2017) Instalaciones y equipos para gas natural licuado, diseño de las instalaciones terrestres: contiene directrices para el diseño, la construcción y la operación de todas las instalaciones terrestres de GNL, para la licuefacción, almacenamiento, vaporización, transvase y manipulación del GNL.

Es aplicable para las plantas con almacenamiento de GNL a presión inferior o igual a 0,5 bar y capacidad superior a 200 toneladas, y para los siguientes tipos de instalaciones:

- Instalaciones de plantas de licuefacción de GNL, entre la entrada de gas definida como límite de propiedad y salida del límite de propiedad, que es por lo general, el colector del buque y/o la estación de transporte en su caso; el gas puede proceder de un yacimiento de gas, el gas asociado de un yacimiento de petróleo, gas canalizado desde la pared de transporte o de fuentes renovables.
- Instalaciones de regasificación de GNL (plantas), entre el extremo del colector del buque y la salida de gas definida como límite de propiedad.
- Las partes fijas de la estación de abastecimiento de GNL (UNE, 2017).
- En lo que se refiere a las Boquillas a utilizar, Los tres perfiles de conector en el mercado más conocidos son:
 - JC CARTER
 - PARKER KODJAK
 - MACROTECH.

En la actualidad, el sistema de conectores se basa en el estándar internacional ISO 12.617 e ISO 21.104/2019, los cuales especifican las boquillas y receptáculos de reabastecimiento de gas natural licuado construidos completamente con materiales para vehículos de carretera propulsados por GNL. Un conector de almacenamiento de GNL consta, según corresponda, del receptáculo y la boquilla. Las respectivas normas ISO son aplicables solo a los dispositivos diseñados para una presión de trabajo de 1,8 MPa y que tienen componentes de acoplamiento estandarizados⁶.

4.3.3. Normas sobre seguridad laboral, seguridad ambiental, seguridad del transporte y seguridad en incendios

Lo referido a las normas de seguridad laboral, ambiental, transporte, y de incendios, encontramos un texto normativo basado en Los Países Bajos, llamado "*Natural gas – liquefied natural gas (LNG) delivery installations for vehicles*" (Van Tongeren, G. J. 2013), que podemos tomar como base para su aplicación en el resto de los países de la Unión Europea. El cual establece, que una instalación básica de entrega de GNL normalmente consta de los siguientes componentes:

1) Tanque de almacenamiento de GNL: Un tanque típico tiene un volumen de 30 m³ (metros cúbicos) a 60 m³. Los tanques de almacenamiento son recipientes a presión, con una presión de operación que puede variar de 300 kPa (kilopascal) a 2000 kPa. Dado que la temperatura del GNL entregado es muy baja y cualquier entrada de calor se evitará en la medida de lo posible por los alrededores, necesita un buen aislamiento. Es posible el aislamiento convencional con espuma, en gran medida la mayoría de los casos con aislamiento al vacío se utilizan vasos (recipientes de doble pared, donde se crea un vacío casi completo en el espacio entre las paredes). Además, el espacio entre las paredes también está lleno de perlita, que limita la pérdida de aislamiento si se pierde el vacío. Un recipiente de almacenamiento puede ser de diseño vertical o horizontal.

⁶ NOTA Todas las referencias a presiones en este documento se consideran presiones manométricas, a menos que se especifique lo contrario.

2) Válvulas de seguridad (equipos de alivio de presión): El equipo de alivio de presión está instalado para evitar que la presión en el tanque de almacenamiento aumente demasiado, bajo cualquier circunstancia. Este equipo incluye dispositivos de seguridad de presión o dispositivos de seguridad de descarga.

3) Evaporador de acumulación de presión: A menudo se instala un evaporador de acumulación de presión en el tanque de almacenamiento de GNL. Esto convierte el líquido del tanque en gas y lo devuelve al tanque, como resultado de lo cual la presión en el tanque puede haber aumentado. Una válvula reductora de presión regula la presión en el tanque. Como alternativa, a veces se usa una válvula de control automático, controlada por un interruptor de presión.

4) Medida de nivel: El nivel en el tanque normalmente se mide usando una medición de presión diferencial sobre la altura del líquido, particularmente en tanques horizontales. Se debe prestar una presión diferencial y atención particular a la calibración de la instrumentación.

El nivel máximo de líquido del tanque es del 95%. Para tanques horizontales se debe tomar en cuenta que la capacidad de llenado del tanque no es la misma que la altura de llenado. También se debe tener en cuenta el GNL, que cae a una temperatura más alta. Como resultado se mediría con un nivel de GNL tibio demasiado bajo y, por lo tanto, el tanque se puede llenar en exceso.

5) La válvula de cierre: Todas las conexiones de líquido al tanque están equipadas con válvulas de cierre para evitar inconvenientes con el tanque de almacenamiento en caso de desastres. Estas válvulas de cierre pueden tener una doble función. Primero como una válvula de cierre del proceso y, en segundo lugar, como válvula de cierre de seguridad. Además, hay manualmente válvulas de cierre operadas para fines de mantenimiento.

6) Bomba: Se puede usar una bomba para llenar el vehículo. Esta bomba suministra la presión de refuerzo requerida para llenar el tanque del vehículo. Antes de arrancar la bomba, primero debe enfriarse a la temperatura de utilizar. Esto se hace llenando el circuito de la bomba con líquido del tanque. Esta bomba es siempre colocada más bajo que el nivel del líquido en el tanque. Cuando la bomba se ha enfriado a la temperatura de uso, se puede iniciar.

7) Recalentador: Es aconsejable que la presión del tanque de almacenamiento de GNL sea baja. La temperatura del GNL entonces también es bajo. Se necesita una presión más alta en el tanque del vehículo. La presión del GNL por lo tanto, necesita aumentar, pero en algunos casos también calentarse, para evitar que la presión en el tanque del vehículo vuelve a caer rápidamente y ya no garantiza el suministro de combustible al motor. Se puede instalar un recalentador para hacer esto. Hay varias opciones disponibles, la más obvia es usar el calor ambiental. También son posibles configuraciones donde el GNL en el tanque de almacenamiento de GNL se lleva a la temperatura y presión correctas. En este último caso, no hay recalentador presente.

8) Sistema de tuberías: El GNL se transporta a través de tuberías.

9) Dispensador: El dispensador está equipado con mangueras de entrega, así como botones de inicio y parada, medidores y otros instrumentos.

10) Acoplamientos separables: Para evitar que la instalación se dañe o se pierdan grandes cantidades de gas si un vehículo conduce mientras las mangueras todavía están conectadas, se deben instalar acoplamientos separables en la entrega de mangueras.

11) Mangueras de entrega: La manguera de suministro estará equipada con una conexión de relleno que solo se puede abrir después de la conexión al vehículo.

12) Llenado, descarga de manguera o brazo de llenado: utilizado por el camión cisterna de suministro de GNL que llena el tanque de almacenamiento de GNL.

- Construcción de la instalación de entrega de GNL

a) El aislamiento del tanque de almacenamiento y cualquier tubería a menudo se realiza para aplicaciones criogénicas, utilizando aislamiento al vacío. Esto significa que una embarcación o línea es de diseño de doble pared, con un vacío prácticamente completo en el espacio entre las paredes. Como resultado, la pérdida de calor se mantiene a un mínimo. Se coloca una pantalla de radiación alrededor del recipiente interior frío, o el espacio se llena con perlita, este último limita las pérdidas de calor por pérdida de vacío.

b) Declaración de conformidad CE⁷: La declaración CE y las instrucciones de uso siempre estarán presentes si el marcado CE también está colocado. Estos están inseparablemente asociados entre sí. Un tanque de almacenamiento de GNL estará equipado con:

- una instalación con la que se puede vaciar el recipiente interior;
- visualización de la capacidad máxima de llenado,
- un medidor de nivel, que indica de forma continua y visible la capacidad de llenado;
- un dispositivo de seguridad que evita que el tanque supere la capacidad máxima de llenado;
- un manómetro, que tiene un rango de medición e indicación de la presión de diseño del tanque de almacenamiento.

- Construcción del almacenamiento de GNL

Los tanques de almacenamiento de GNL deberán cumplir con la Directiva Europea de Equipos a Presión (97/23/CE). Para los cimientos, soporte y válvulas de cierre de emergencia se aplican las siguientes regulaciones:

La Regulación 2.2.2: establece que la instalación de entrega de GNL se colocará sobre una base que esté hecha de material no inflamable, según NEN 6064⁸.

La Regulación 2.2.3: determina que la estructura de soporte del tanque de almacenamiento continuará desempeñando su función según R 60 para un incendio que dura al menos 60 minutos⁹.

⁷ Marca CE, proviene del francés y significa "Conformité Européenne" (en español, "de Conformidad Europea") y es una marca europea para ciertos grupos o productos industriales.

⁸ NEN 6064: Determinación de la incombustibilidad de un producto de construcción.

⁹ Nota: Una base de asfalto no sufre un incendio, pero depende del grosor y del tipo de base puede deformarse, como resultado de lo cual no se garantiza la estabilidad del tanque.

- Dispositivos de Seguridad

a) Regulación 2.2.5: Un tanque de almacenamiento de GNL se diseñará con dos niveles de operación independientes que aseguren que el llenado de GNL al tanque de almacenamiento se detendrá automáticamente al alcanzar la capacidad máxima de llenado¹⁰.

b) Regulación 2.2.11: El diseño del sitio, la pendiente de los pisos y la ubicación de las quebradas de la calle deben ser tales que el GNL lanzado:

- no llegue hacia un barranco de la calle;

- no llegue a otra instalación con sustancias peligrosas;

- no llegue hacia o sobre los caminos de acceso;

- no se pueda acumular bajo la instalación de entrega de GNL, el camión cisterna de GNL y el almacenamiento de vehículos de motor con GNL.

c) Regulación 2.2.12: El diseño del sitio, la pendiente de los pisos y la ubicación de las barrancas de la calle formarán parte de la solicitud de licencia.

- Surtidor de almacenamiento de GNL

a) Regulación 2.2.16: El punto de llenado de GNL del tanque de almacenamiento de GNL debe estar por encima del suelo.

b) Regulación 2.2.17: El punto de llenado de GNL estará debidamente protegido contra colisiones de vehículos.

c) Regulación 2.2.19: El punto de llenado de GNL debe estar equipado con puntos de conexión metálicos de modo que a través del llenado señalar que el tanque de GNL tiene una ecualización potencial (tierra), con el objetivo de eliminar cualquier diferencia en la carga electrostática entre el tanque de GNL y el almacenamiento de tanque GNL.

- Colocación de tuberías (subterráneas) en la instalación de entrega de GNL

a) Las tuberías, los recipientes de almacenamiento y los accesorios están incluidos en el equipo a presión. El cálculo de la construcción se basará en los resultados de un estudio de mecánica de suelos según NEN 3.680¹¹ (reemplazada por NEN 5140).

b) Regulación 2.3.2: La tubería de GNL debe ser de una pieza o de un diseño soldado¹².

c) Regulación 2.3.3: Las tuberías de GNL de una instalación deberán estar protegidas contra productos químicos, influencias mecánicas y térmicas.

¹⁰ Nota: Debido al calentamiento del GNL, el líquido se expande, lo que hace que aumente el nivel en el tanque. El proceso se describe como saturación.

¹¹ NEN 3680: Investigación del suelo, en las que se mide la resistencia del mismo.

¹² Nota: La tubería puede ser de varios diseños de aislamiento (aislamiento criogénico o de vacío).

d) Regulación 2.3.4: Las tuberías de GNL de una instalación de entrega de GNL pueden colocarse sobre el suelo. Si esto no es posible, esta tubería puede colocarse en un canal (seco) o bajo tierra siempre que sea suficientemente protegido contra influencias químicas y mecánicas.

- Tuberías subterráneas

a) Regulación 2.3.7: La tubería subterránea de GNL debe ser de un diseño de doble pared donde la carcasa exterior tiene las mismas condiciones de diseño que la tubería que transporta el producto. La naturaleza de doble pared de la tubería debe ser resistente a las condiciones de producto, presión y temperatura.

b) Regulación 2.3.10: Todas las tuberías subterráneas de GNL para instalaciones de entrega de GNL se colocarán en una capa de arena limpia alrededor de al menos 0.1 m de espesor. Esta arena se limpiará de piedras y otros objetos duros. Las tuberías subterráneas de GNL se enterrarán lo suficientemente profundo como para soportar las cargas mecánicas esperadas. La cobertura del suelo debe ser al menos 0.6 m.

- Regulaciones para la instalación de LCNG

Para la producción de GNC, el GNL se presuriza primero y luego se gasifica usando un evaporador para 25 MPa (megapascal) - 30 MPa GNC. Antes de que el GNC se almacene en un búfer de GNC, hay varias regulaciones que deben cumplirse.

a) Regulación 3.6.2: Antes de entregar el gas al búfer de GNC, la temperatura del gas será de mínimo de 0° C.

b) Regulación 3.6.3: El gas que se entrega a la instalación de GNC se debe odorizar previamente.

c) Regulación 5.3.1: La instalación de entrega de GNL debe estar al menos a 10 metros de la altura más cercana a la Línea de alta tensión. Además, no se puede colocar bajo mástiles o líneas de alta tensión.

d) Regulación 5.3.2 La instalación de entrega de GNL no puede colocarse dentro de los 5 metros de una ruta de tubería para sustancias peligrosas.

- Fuego (acciones frente a un peligro de incendio)

Todo el GNL liberado finalmente se evaporará para formar gas que se propaga a la atmósfera. El gas frío es en primera instancia más pesado que el aire y se moverá abajo sobre el suelo, pero cuando se produzca el calentamiento del gas se volverá gradualmente más liviano que el aire y se elevará.

Una nube de gas frío liberada puede crear su propio microclima, que inhibe el calentamiento del gas. La nube puede extenderse bajo el suelo durante mucho tiempo. Al encenderse la nube de gas inflamable, esto puede regresar a cualquier grupo de GNL, lo que resulta en un incendio en la piscina. Un incendio de GNL también genera más calor por unidad de tiempo que un fuego normal de hidrocarburos (gasolina).

La temperatura criogénica del líquido y el vapor liberado forman un peligro adicional para personas y materiales. Con cada litro de GNL se evapora a alrededor de 600 litros de GN, el oxígeno también puede ser desplazado.

Es prácticamente imposible extinguir un incendio de GNL con agua y esto incluso puede ser indeseable. Ya que después de extinguir puede formarse una nube de gas que puede volver a encenderse con todas las consecuencias que tiene. Por lo tanto, se debe evitar el contacto entre el agua de extinción y el incendio de GNL. Sin embargo, esto no elimina el hecho de que la presencia de un suministro de agua de extinción sea necesario, para enfriar los objetos que el fuego ha irradiado.

Con instalaciones estacionarias específicamente diseñadas para la adición de espuma ligera, que será específica y demostrablemente adecuada para su uso en GNL, es posible reducir la radiación de calor de un incendio de GNL (piscina) en un pozo de captura en un 90% para permitir que se queme bajo control condiciones NEN-EN 13.645, la cual considera agregar un pozo de captura y una instalación de espuma ligera para instalaciones de más de 50 ton.

- Dispositivos de apagado de emergencia.

Para indicar que se están produciendo concentraciones de gas inadmisibles cerca de una instalación de GNL, deberá haber al menos dos detectores de gas de funcionamiento continuo presentes en la instalación de GNL. Además, se deberá activar el sistema de cierre, parada inmediata de la entrega de GNL y señalización acústica y óptica, e informes al gerente del establecimiento.

En lo que se refiere a la señalización, si el sistema de detección de gas mide una concentración de gas natural de al menos 10% del límite explosivo (LEL), se activa una señal de advertencia. Tras la medición de al menos el 20% del valor límite explosivo para GNL, el apagado de emergencia se activará automáticamente. Cualquier entrega de GNL deberá ser detenida de inmediato.

- Características criogénicas y cuidado en su manipulación

La temperatura extremadamente baja del GNL requiere una atención especial durante el manejo. El GNL se almacena bajo presión, en caso de fuga se producen chorros o salpicaduras de vapor frío o líquido. Los siguientes peligros están presentes cuando se manejan fugas criogénicas:

- El GNL a (-162 ° C), liberado tiene una densidad específica de alrededor de 1.8 presión atmosférica. Esto significa que cuando se libera, el gas es más pesado que el aire y permanecerá en el suelo. Entonces se acumulará en lugares bajos y poco ventilados, al hacerlo desplazará el aire ambiente y puede causar asfixia.
- Debido a la baja temperatura, la piel se congelará (llamada quemadura fría) en contacto con el frío.
- El efecto es el mismo que para una quemadura normal. La gravedad depende de la temperatura del vapor y la duración de la exposición. También al tocar superficies frías (tuberías, válvulas de cierre, como también ropa que se ha enfriado) existe un peligro de congelación.

- Las salpicaduras de líquido que entran en los ojos pueden causar lesiones graves inmediatas. La inhalación del vapor frío puede causar la congelación de los pulmones y las vías respiratorias.
- El enfriamiento a largo plazo puede causar hipotermia. Los materiales pueden volverse frágiles a baja temperatura y perder su resistencia y, por lo tanto, su funcionalidad. Es muy importante elegir los materiales adecuados para el almacenamiento de GNL. Por las razones anteriores, se recomienda que cuando se trabaje con medios criogénicos, se utilice ropa, protección facial y guantes resistentes al frío.

4.4. Unión Europea y sus impactos en la emisión de Gases de Efecto Invernadero

En el Libro Blanco del transporte de la Comisión Europea 2011, se estableció el objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 60% para 2050 en comparación con 1990. La estrategia de movilidad de bajas emisiones pone de relieve la necesidad de optimizar el sistema de transporte, mejorar su eficiencia y aumentar el uso de energías alternativas de baja emisión para el transporte (Sihvonen J, 2018).

También mediante la “Directiva 94/2014 UE del Parlamento Europeo y del Consejo del 22 de octubre de 2014”, se fijó el objetivo de consolidar una infraestructura para los combustibles alternativos. Es así que se fijó que a más tardar el 31 de diciembre de 2025 debe haber un número adecuado de puntos de carga de GNL y GNC accesible al público al menos a lo largo de la red básica de la RTE-T (Redes transeuropeas de transporte) existente en dicha fecha y, a partir de la misma, en otras partes de la red básica de la RTE-T que se hagan accesibles a los vehículos. Es por eso que la Directiva adoptó una serie de medidas tendientes a lograr estos objetivos:

En su artículo 1 determina el objeto, el cual establece *“un marco común de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos en la Unión Europea a fin de minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo y mitigar el impacto medioambiental del transporte”*. También establece los *“requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de almacenamiento de gas natural (GNL y GNC) y de hidrógeno, que se habrán de aplicar mediante los marcos de acción nacionales de los Estados miembros, así como mediante las especificaciones técnicas comunes sobre dichos puntos de recarga y de repostaje, y los requisitos de información a los usuarios”*.

En su artículo 6 habla sobre todo lo relacionado al suministro de gas natural para el transporte, es así que:

- Los Estados miembros dispondrán lo necesario, a través de sus marcos de acción nacionales, para que exista un número adecuado de puntos de carga de GNL en los puertos marítimos e interiores, a fin de que las embarcaciones de navegación que usen GNL puedan circular a través de la red básica de la RTE-T a más tardar el 31 de diciembre de 2025. Siempre que sea preciso, los Estados miembros cooperarán con los Estados vecinos para asegurar una cobertura adecuada en la red básica de la RTE-T.
- Los Estados miembros dispondrán lo necesario, a través de sus marcos de acción nacionales, para que exista un número adecuado de puntos de carga de GNL accesibles al público al 31 de diciembre de 2025 a más tardar, por lo menos a lo largo de la red básica de la RTE-T, a fin de que los vehículos pesados de mercancías con motor de GNL puedan circular en toda la Unión, cuando

exista demanda, salvo que los costes fueran desproporcionados en relación con los beneficios, incluidos los beneficios medioambientales (Directiva 94/2014 UE del Parlamento Europeo y del Consejo, 2014).

A más largo plazo, la UE se ha comprometido a cumplir el Acuerdo de París, para que los sectores ESR (Regulación de reparto del esfuerzo) deban descarbonizarse casi por completo de aquí a 2050 (Sihvonen J, 2018).

4.4.1. Emisiones de metano desde la fuente (upstream)

Según lo establecido en el informe de (Sihvonen, J, 2018), las emisiones desde la fuente procedentes de la producción y el transporte de gas fósil tienen un gran impacto en el rendimiento climático. El gas fósil procedente de diferentes regiones con diferentes vías y tecnologías de suministro ofrecerá un rendimiento diferente, ya que el consumo de energía para llevar el gas fósil al mercado y los índices de fuga en las fases de producción y transporte varían.

Las emisiones de la cadena de suministro de GNL pueden ser más altas o más bajas que las del gas fósil del gasoducto, siendo la distancia del gasoducto un factor que contribuye en gran medida. Se puede analizar, que las importaciones de gas fósil procedentes de Rusia tienen mayores emisiones en la cadena de suministro que el GNL, pero el gas fósil transportado a una distancia más corta a través de gasoductos tendría menores emisiones en la cadena de suministro que el GNL. En el caso de Qatar, el mayor proveedor de GNL de la UE, más del 50% de las emisiones de GNL están relacionadas con la licuefacción, el transporte de GNL y la evaporación del GNL a lo largo de la cadena de suministro.

Las emisiones anuales actuales de metano son de 550 Mt (megatoneladas)¹³ y están creciendo a un ritmo de 25 Mt anuales, de las cuales 17 Mt están asociadas a las emisiones de combustibles fósiles desde la fuente. Esto resulta crucial porque las estimaciones actuales indican que el 53% de las emisiones desde la fuente son metano.

El rendimiento global en términos de GEI WTW (del pozo a la rueda) identificado en el estudio, oscila entre -12% y +9%, dependiendo del modo de transporte. En los turismos, la reducción de GEI es inferior, con un rango desde -7% a +6% en comparación con el gasóleo. En cuanto a los vehículos pesados, el rango está entre -2% y +5% en comparación con los mejores camiones a gasóleo y dependiendo de la tecnología del motor y del combustible. En el caso del transporte marítimo, las cifras se encuentran entre -12% y +9% en comparación con el gasóleo marino (MGO), pero estas cifras dependen en gran medida de las pérdidas de metano.

Actualmente, el promedio de emisiones fugitivas de metano, es decir, el metano no quemado que se escapa a la atmósfera, y que se produce a lo largo de toda la cadena de suministro (extracción, transporte, repostaje) es del 2,2% del gas fósil producido, oscilando entre el 0,2% y el 10%.

¹³ Una megatonelada, equivale a un millón de toneladas.

4.4.2. Impactos de las emisiones de GEI en la utilización de gas fósil en el sector del transporte

Para el autor (Sihvonen, J, 2018), el GNC presenta beneficios en cuanto a GEI sobre la gasolina, pero no sobre el gasóleo. Con las emisiones WTT (pozo al tanque) para 2030 proyectadas por Exergía para el gas fósil (con todo lo demás permaneciendo igual), las emisiones WTT aumentan para el GNC, disminuyendo el beneficio en comparación con la gasolina a -9%, mientras el gasóleo presentaría un 19% menos de emisiones en comparación con el GNC.

Tabla 1 - Rendimiento de GEI de los turismos a GNC en comparación con la gasolina y gasóleo.

	TTW	WTW			
		Bajas emisiones WTT	Emisiones medias WTT	Altas emisiones WTT	Emisiones WTT proyectadas para 2030
Factores de emisión (g CO ₂ eq./MJ)		11,8	13,0 (según la JEC para la combinación de gases de la UE, 2015)	19,4(según Exergía para la combinación de gases de la UE, 2015)	22,0 (según Exergía para la combinación de gases de la UE, 2015) ^{ix}
En comparación con la gasolina	-21%	-18%	-18%	-15%	-9%
En comparación con el gasóleo	+5%	+6%	+6%	+13%	+19%

Fuente: Sihvonen, J. (2018)

Teniendo en cuenta el mix gasístico de la UE, las emisiones de los turismos a GNC son un 1% más altas en comparación con el gasóleo y un 14 % más bajas en comparación con la gasolina.

Con respecto a los contaminantes atmosféricos locales, los vehículos propulsados por GNC son mejores que los vehículos a gasóleo, y similares a los vehículos a gasolina en lo que concierne a las emisiones de NO_x (óxido de nitrógeno). Las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) están principalmente relacionadas con el contenido de azufre del combustible y, por lo tanto, los turismos a GNC presentan un mejor rendimiento.

Tabla 2 - Emisiones de escape en condiciones reales de conducción de los vehículos Euro 6.

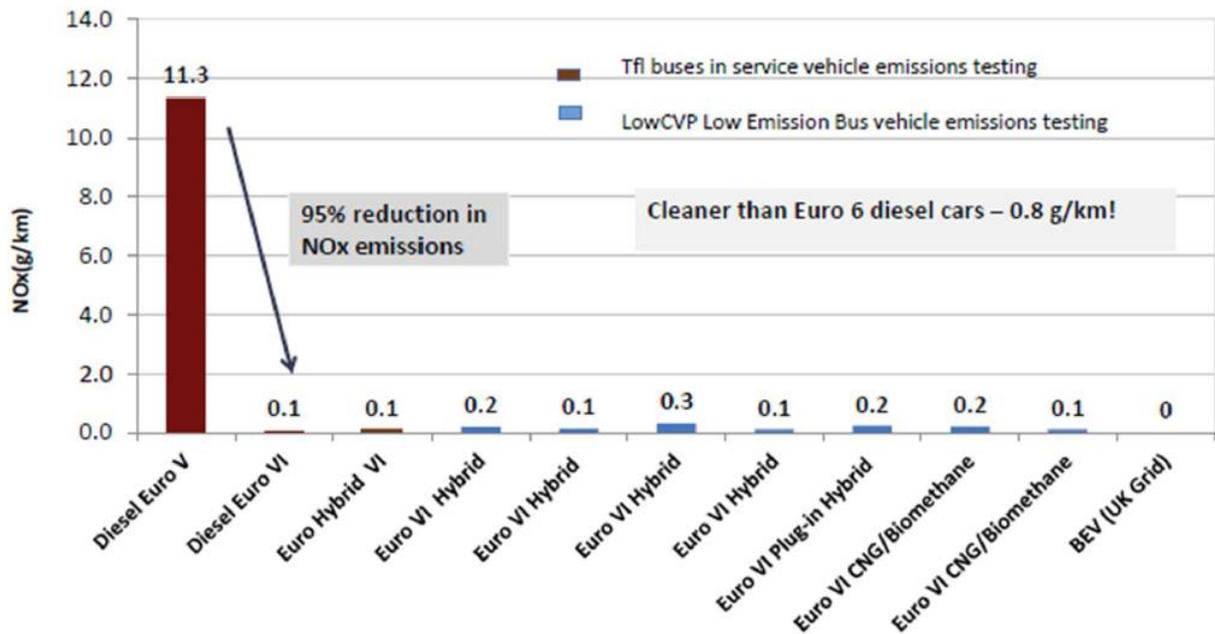
	NO _x (mg/km)	PM _{2.5} (mg/km)
Gasolina	56	1,6
Híbrido con gasolina	13	Datos no disponibles
Gasóleo	170	1,5
GNC	56	1,1
Vehículos eléctricos de batería	0	0

Fuente: Sihvonen, J. (2018).

- Camiones y autobuses

Los actuales vehículos pesados EURO VI¹⁴ son más limpios, ya que han reducido las emisiones de NOx en un 80% y las emisiones de PM (partículas en suspensión) a la mitad, en comparación con los vehículos Euro V¹⁵. Por lo tanto, las emisiones de NOx de vehículos pesados son ahora muy similares para los vehículos a gasóleo y metano (Sihvonen, J, 2018).

Figura 2 - Emisiones de NOx para diferentes tecnologías de autobús basadas en un ensayo sobre emisiones de LowCVP (ensayo de laboratorio).



Fuente: Sihvonen, J. (2018)

Los camiones a GNC o GNL generalmente emiten menos partículas que los vehículos a gasóleo no equipados con DPF (filtro de partículas, o *Diesel Particulate Filter*, en sus siglas en inglés), sin embargo, esto no es así en las emisiones de partículas cuando se comparan con vehículos a gasóleo equipados con DPF.

¹⁴ La normativa europea Euro VI es una normativa de protección medioambiental que entró en vigor en septiembre de 2015. Su propósito es limitar las emisiones de ciertos gases contaminantes que emiten los vehículos de carretera. Los fabricantes se ven obligados a fabricar coches y camiones menos contaminantes. Los fabricantes tienen la obligación de cumplir con los niveles cada vez más exigentes de emisión de partículas y óxidos de nitrógeno (NOx).

La normativa europea, que inicialmente solo se aplicaba a vehículos pesados, desde 1991 se aplica también a los vehículos ligeros. En estos últimos años, las emisiones de óxidos de nitrógeno de los vehículos diésel se han reducido considerablemente. La norma Euro 6 es la normativa más actual y se aplica a todos los vehículos registrados a partir del 1 de septiembre de 2015. Esto se traduce en que todo vehículo comercializado en un país europeo después de esa fecha debe cumplir con la normativa Euro 6.

¹⁵ La Norma Euro 5 es un programa de medidas reglamentarias de la Comisión Europea por el que se establecen los requisitos técnicos para la homologación de los vehículos de motor en lo que se refiere a las emisiones, para evitar que difieran de un Estado miembro de la Unión Europea a otro.

El programa Euro 5 supone una disminución de la cantidad de óxido nítrico autorizado emitido por los vehículos de motor hasta los 60 miligramos por kilómetro (mg/km) en motores de gasolina y 180 mg/km en los motores diésel. Asimismo, el programa contempla una reducción del 80% de la materia particulada, que pasará de los 25 mg/km a los 5 mg/km.

Tabla 3 – Emisiones de GEI estimados para 2030 desagregadas por país de la UE (g de CO2 e.q/GJ PCI) (Exergia 2015).

Región de la UE	País de la UE	Distribución de combustible	Distribución, transporte y almacenamiento de gas	Transporte de materias primas (gasoducto, GNL)	Producción y recuperación de combustible	CO ₂ , H ₂ S eliminados del gas natural (transformación del gas)	Emisiones totales de GNC
Norte de la UE	Dinamarca	2991	212	597	2965	20	6785
	Irlanda	4972	996	1037	11925	254	19184
	Finlandia	2669	2989	19660	3808	3	29129
	Suecia	1904	1230	667	4864	109	8774
	Reino Unido	4573	1304	5262	5549	280	16968
Centro de la UE	Bélgica	2697	1346	7472	7257	440	19212
	República Checa	3477	2085	17684	3509	35	26790
	Alemania	4221	2202	12072	3755	282	22532
	Estonia	2322	3622	23993	4488	26	34451
	Letonia	2356	2249	23794	3938	31	32368
	Lituania	2984	2820	23506	4066	57	33433
	Luxemburgo	2927	967	8885	2685	57	15521
	Hungría	3499	4000	19961	4281	211	31952
	Países Bajos	2435	2351	2530	2899	74	10289
	Austria	2472	2475	14831	3976	76	23830
	Polonia	5726	8784	4974	6086	34	25604
	Eslovaquia	2718	3102	24438	3818	3	34079
UE SO	España	3679	787	3768	17580	750	26564
	Francia	2191	887	6024	10005	397	19504
	Portugal	3902	7042	3159	14915	740	29758
UE SE	Bulgaria	4752	8407	19022	3688	23	35892
	Grecia	6157	1210	14021	10165	263	31816
	Croacia	3561	12901	23889	3998	3	44352
	Italia	3983	6605	7617	10072	889	29166
	Rumanía	4189	2403	6348	6028	42	19010
	Eslovenia	3489	802	18119	7162	195	29767

Fuente: Sihvonon, J. (2018)

Si hablamos de las emisiones TTW (del tanque a la rueda) de los camiones, estos podrían mostrar una emisión de escape de CO₂ (dióxido de carbono) significativamente menor debido a que el gas tiene un contenido de carbono más bajo que el gasóleo.

Un camión a gas HPDI (sistemas de inyección directa de alta presión), que por el momento cuenta con un 9% menos de eficiencia energética que los mejores camiones a gasóleo del sector, presentaría un 10% menos de emisiones TTW de GEI en comparación con los mejores camiones a gasóleo y un 2% menos de emisiones WTW (pozo a la rueda) de GEI según los cálculos de Transport & Environment.

Tabla 4 - Rendimiento WTW de los camiones propulsados por metano en comparación con el mejor camión a gasóleo.

	Nivel bajo de emisiones desde la fuente	Nivel medio de emisiones desde la fuente	Nivel alto de emisiones desde la fuente
Mejor camión a gasóleo (29,9 l/100 km)	948 g de CO ₂ eq./km		
Camión HPDI a GNL ^{xiii}	-2,7%	-2,0%	+4,4%
Camión a GNL con encendido por chispa ^{xiv}	+4,4%	+5,1%	+11,5%
Camión a GNC con encendido por chispa ^{xv}	-2,4%	-0,7%	+7,9%

Fuente: Sihvonon, J. (2018).

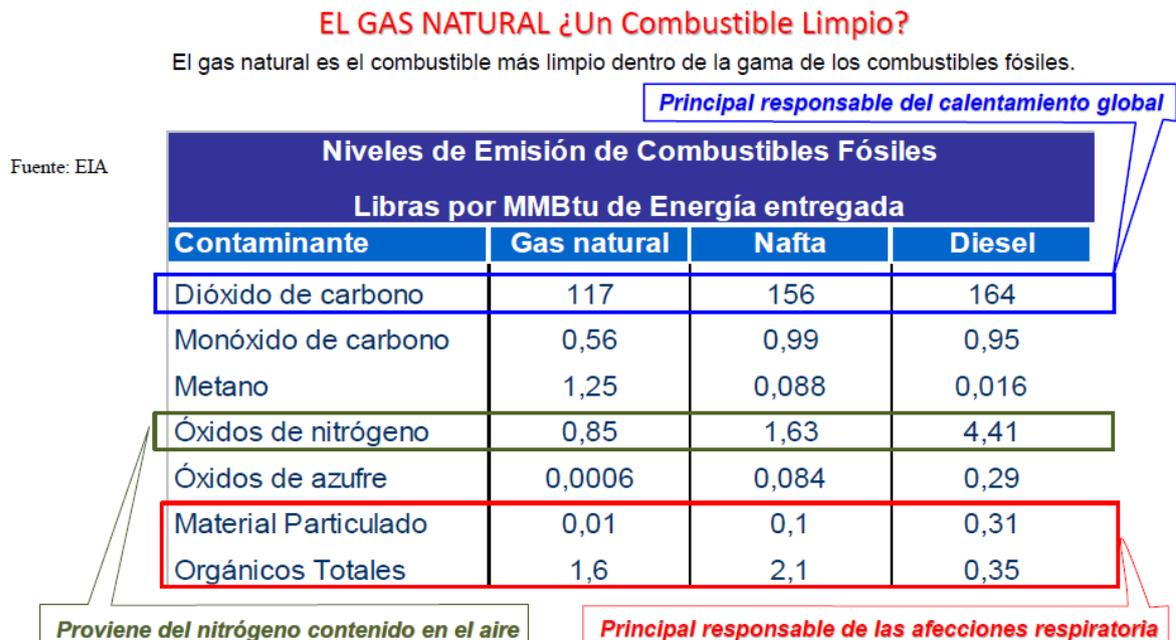
Tabla 5 - Rendimiento WTW de los camiones propulsados por metano en comparación con un camión a gasóleo normal.

	Nivel bajo de emisiones desde la fuente	Nivel medio de emisiones desde la fuente	Nivel alto de emisiones desde la fuente
Camión a gasóleo normal (31,5 l/100 km ¹⁰²)	1001 g de CO ₂ eq./km		
Camión HPDI a GNL ^{xvii}	-7,9%	-7,2%	-1,1%
Camión a GNL con encendido por chispa ¹⁰³	-1,1%	-0,4%	+5,6%
Camión a GNC con encendido por chispa ¹⁰⁴	-7,5%	-6,0%	+2,2%

Fuente: Sihvonen, J. (2018).

Por otro lado, de acuerdo al estudio realizado por el ingeniero Carlos. A. M. Casares, denominado Procesos de Combustión, el uso del combustible diésel genera más dióxido de carbono que el GNC y el GNL; en el caso en que se den resultados a la inversa, es decir, que el diésel genere menos dióxido de carbono, es que se están comparando vehículos distintos. La diferencia que puede producirse en un resultado a la inversa, está dada en el uso de un catalizador en vehículos diésel, no en el motor. Si se usa el mismo catalizador en vehículos a gas, el vehículo a gas siempre emitirá menos contaminantes.

Figura 3: El gas Natural ¿Un Combustible Limpio?

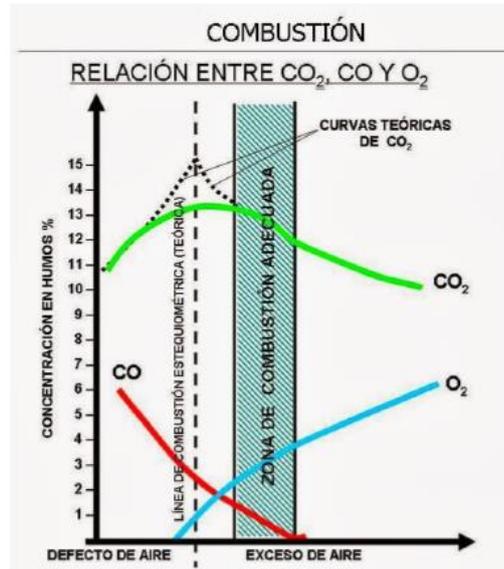


Fuente: EIA, citado en el estudio realizado por el Ing. Carlos A. M. Casares

Otra consideración a tener en cuenta es, si el CO₂ de los gases de combustión de un vehículo a gas natural son mayores que los de el mismo tipo de vehículo a Diesel, se da porque está utilizando

más aire en exceso, y entonces ese mayor CO₂ proviene del aire en exceso y no de la combustión; por lo cual no se lo debería tener en cuenta en la comparación.

Figura 4: Combustión, Relación entre CO₂, CO y O₂



Fuente: Carlos A. M. Casares

- Buques Marinos

En el caso de los Buques Marinos, el GNL resulta claramente beneficioso en comparación con el fuelóleo pesado. En abril de 2018, la OMI (Organización Marítima Internacional) acordó reducir las emisiones anuales absolutas de GEI de los buques en un 50% para 2050 con respecto a los niveles de 2008. Para lograr estos niveles de reducción, el transporte marítimo tendrá que realizar un cambio hacia tecnologías de propulsión y combustibles alternativos a corto y medio plazo.

Además, con el nuevo límite mundial para 2020 de contenido de azufre en el ámbito marítimo (0,5%) y el establecimiento de Zonas de Control de Emisiones (ECA) para las emisiones marinas de azufre y óxido de nitrógeno, se está prestando más atención a un cambio hacia el GNL en este sector. Las zonas ECA más estrictas, que requieren combustibles con un bajo contenido de azufre del 0,1%, iniciaron el cambio hacia el GNL, ya que presenta emisiones de azufre significativamente inferiores a las del fuelóleo pesado.

- Impacto climático de los buques marinos

Lo que refiere al impacto climático, los combustibles marinos actuales tienen un contenido de azufre muy alto en comparación con los combustibles para carreteras, y el GNL ofrece un combustible mucho más limpio desde la perspectiva de la contaminación atmosférica local. Esta es una de las principales razones por las que se promueve el GNL en los buques. Se calculan reducciones de NO_x, SO₂ y PM en el rango del 85-100%, en comparación con los buques propulsados por HFO (fuelóleo pesado).

El GNL no es la única manera de cumplir los requisitos ECA. Se pueden utilizar combustibles con menor contenido de azufre (MGO), que generalmente son más caros que el GNL, pero pueden proporcionar reducciones muy importantes de SOx y PM. Los sistemas de recirculación de gases de escape (EGR) y de reducción catalítica selectiva (SCR) para el postratamiento de gases de escape también proporcionan hasta un 80% de reducción de NOx para los buques a MGO/HFO y son actualmente las únicas opciones que se utilizan para cumplir con los requisitos ECA norteamericanos de NOx.

Las emisiones de contaminantes locales del transporte marítimo están dadas por emisiones de partículas, que incluyen el carbono negro, que absorbe el calor en la atmósfera y, al aterrizar sobre el hielo, provoca un deshielo más rápido. Esto es importante ya que, según las estimaciones de la ICCT (Consejo Internacional de Transporte Limpio) las emisiones de carbono negro del transporte marítimo son responsables del 7-21% del impacto del calentamiento global del sector. Debido a estos problemas, el uso del GNL puede ser beneficioso a corto plazo, especialmente cerca de las regiones árticas con capa de nieve.

Tabla 6 - Nuevos requisitos de infraestructura para diferentes opciones de combustible.

	Reduce la contaminación atmosférica (SOx, NOx, PM)	Inversión requerida en tecnología naval (nueva construcción o reacondicionamiento)	Inversión necesaria en nueva infraestructura de abastecimiento de combustible en tierra
GNL	sí	sí	sí
MGO (0,1% S) + SCR + DPF	sí	sí	no

Fuente: Sihvonen, J. (2018).

Se debe tener en cuenta que la pérdida de metano de este medio de transporte, puede impactar de forma significativa en el rendimiento en cuanto a emisiones TTW de GEI. Con una pérdida de metano del 1,8%, el beneficio en cuanto a emisiones TTW sería del 19% en comparación con el HFO y del 12% comparado con el MGO (gasóleo marino).

La máxima reducción teórica de emisión de GEI gracias al uso de GNL en el transporte marítimo sería del 20% en comparación con el HFO (estudio de la NGVA120), también identificada como la mayor reducción futura por la TNO (Organización de los Países Bajos para la Investigación Científica Aplicada).

Tabla 7 - Reducción de emisiones WTW de GEI al cambiar de HFO/MGO a GNL para buques individuales en función de un nivel bajo/medio/alto de emisiones WTT en la cadena de suministro y diferentes escenarios de fugas/pérdidas de metano.

	Nivel bajo de emisiones de la cadena de suministro (18,8 g de CO ₂ eq./MJ)		Nivel medio de emisiones de la cadena de suministro (19,4 g de CO ₂ eq./MJ)		Nivel alto de emisiones de la cadena de suministro (24,6 g CO ₂ /MJ)	
	1,8%	3,5%	1,8%	3,5%	1,8%	3,5%
Pérdida de metano						
Diferencia de emisiones WTW con respecto a HFO + depurador	-9,6%	+0,3%	-10,4%	-0,6%	-7,9%	+1,5%
Diferencia de emisiones WTW con respecto a MGO	-3,7%	+6,8%	-4,7%	+5,7%	-0,9%	+9,3%

Fuente: Sihvonen, J. (2018).

4.4.3. Biogás

El biogás, es un combustible natural, no fósil, de alto poder calorífico dependiente del contenido de gas metano (CH₄). El poder calorífico del biogás es de 4.700 a 5.500 kcal/m³ o 6,27 kWh/m³ dependiendo del contenido de gas metano (CH₄) y puede generar una cantidad de calor equivalente a 22.000 BTU/m³ o 21.5 MJ/m³ (573 BTU por pie cúbico), valor que puede variar entre 19.7 y 23 MJ/m³. Su temperatura de auto-ignición es similar a la del metano puro y varía de 650 - 750 °C (Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017).

Figura 5 – Composición del biogás

Composición del biogás		
Componentes	Unidad	Contenido
Metano	%	50-75
Dióxido de carbono	%	30-45
Nitrógeno	%	1-2
Oxígeno	%	0,1
Sulfuro de hidrogeno	%	0,01-0,40
saturación con vapor de agua	%	80-100

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

Figura 6: Equivalencias energéticas 1m³ de biogás

Equivalencias energéticas 1 m ³ de biogás		
Cantidad equivalente	Tipo de Biomasa o sustrato	Capacidad energética
0,6 kg	de diesel	12 kWh/kg
0,7 kg	carbón	8,5 kWh/kg
0,6 m ³	gas natural	5.3 kWh/m ³
0,24 m ³	gas propano	25 kWh/m ³
1 m ³ biogás	generar electricidad	2,2 kWh

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

Figura 7: Características de biogás y comparación con otros gases

Características de biogás y comparación con otros gases						
Tipos de gas	Unidad	Biogás	Gas natural	Propano	Metano	Hidrogeno
Poder calorífico	kWh/m ³	6	10	26	10	3
Peso específico	kg/m ³	1,25	0,7	2,01	0,72	0,09
Relación a la densidad del aire		0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Temperatura de encendido	°C	700	650	470	600	585
Contenido de oxígeno para explosión	Vol.-%	6 - 12	4,4 - 15	1,7 - 10,9	4,4 - 16,5	4 - 7

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

De la lectura de esta tabla se desprende que el biogás tiene un poder calorífico menor que el gas natural y el gas propano, dependiente lógicamente del % de gas metano. Su densidad es de 1,25 kg/m³ y menos pesado que el aire. Esta característica hay que tenerla muy en cuenta cuando se ingresa en zonas en donde haya fugas de biogás, ya que el biogás no se acumula en el suelo sino que sube a la superficie rápidamente y se mezcla con el aire formando una mezcla explosiva (Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017).

El contenido de gas metano y dióxido de carbón que se produce de la materia orgánica depende del tipo de sustrato que se aprovecha en el biodigestor.

Figura 8: Contenido de CH₄ y CO₂

Contenido de CH ₄ y CO ₂					
Gas	Desechos Agrícolas	Lodos cloacales	Desechos industriales	Rellenos sanitarios	Características
Metano CH ₄	30-80%	40-80%	40-80%	45-65%	Inflamable, inodoro
CO ₂	30-50%	20-50%	30-50%	30-55%	Forma ácido, inodoro, asfixiante
Vapor de agua	Saturación	Saturación	Saturación	Saturación	Corrosivo
H ₂ S	100-3000 ppm	0-1000 ppm	0-5000 ppm	0-10000 ppm	Inflamable tóxico, fetido
Hidrógeno H ₂	0-2%	0-5%	0-2%	0-2%	Inflamable, inodoro
Amoníaco NH ₃	0-1%	0-1%	0-1%	0-1%	Corrosivo, irritante
Nitrógeno N ₂	0-15%	0-3%	0-1%	0-30%	Inerte, inodoro, asfixiante
Oxígeno O ₂	0-1%	0-1%	0-1%	0-5%	Corrosivo
Orgánicos	Trazas	Trazas	0-5 ppm	10 ppm	Corrosivos, olores

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

Figura 9: Características de los componentes del biogás

Características de los componentes del biogás						
	Unidad	CH ₄	CO ₂	H ₂ S	CO	H
Peso específico	kg/m ³	0,72	1,85	1,44	1,57	0,084
Relación de densidad con el aire		0,55	1,53	1,19	0,97	0,07
Temperatura de encendido	°C	600	-	270	605	585
% de O ₂ para explosión	Vol.-%	4,4 - 16,5	-	4,3 - 45,5	10,9 - 75,6	4-77

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

Figura 10: Información sobre el biogás y otros gases

1 m ³	biogás	energía
1 m ³	biogás	50 - 75 % contenido de metano
1 m ³	biogás	ca. 0,6 l diesel
1 m ³	metano	9,97 kWh energía
1 m ³	metano	poder calorífico 36 MJ/m ³ o 50 MJ/kg
1 m ³	metano	Densidad 0,72 kg/m ³
1 m ³	metano	+ - 1 l diesel

Biogás	22.000	(BTU/m3)
CH4	47.390	(BTU/kg)
Bunker C	41.025	(BTU/kg)
GLP	47.222	(BTU/kg)
Gas natural	36.000	(BTU/m3)
Gas natural	38.500	(BTU/kg)
Ethanol	20.105	(BTU/kg)
Diesel 2	40.700	(BTU/kg)
Biodiesel	31.964	(BTU/kg)
Gasolina	41.844	(BTU/kg)
Propano	47.438	(BTU/kg)
Methanol	15.057	(BTU/kg)

Fuente: Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás?, 2017

Las emisiones del biogás, como se analizó, difieren de acuerdo a las fuentes que se utilicen para su producción. En Europa hay distancias mucho más cortas, por lo que podría ser beneficioso su desarrollo. Pero como se analizará más adelante como ser el caso argentino, se realizará un análisis que va a permitir deslindar en que situaciones, es más, y menos viable su desarrollo.

4.4.4. El Metano Renovable en Europa

Con la crisis energética y de suministros provocada por la situación geopolítica, las energías renovables y la capacidad de autoabastecimiento se convierten en un punto estratégico para la Unión Europea (Bernat Chuliá, 2022).

El desarrollo del biogás, es particularmente importante en el actual contexto europeo, porque permitirá evitar la emisión a la atmósfera de aproximadamente 2,1 millones de toneladas de CO2 equivalente al año. La posibilidad de generación de biogás de forma deslocalizada, al ser posible considerar la distribución del biometano por la red de gas aprovechando las infraestructuras existentes, servirá para reducir la dependencia energética y reforzar la economía circular, contribuye a evitar la despoblación rural, creando valor económico, empleo y planteando sinergias con las

necesidades de reactivación económica, gracias al crecimiento de su amplia cadena de valor empresarial (Secretaría de Estado de Energía, España, 2022).

En el caso de España, los gases de origen renovable forman parte de la solución para alcanzar la neutralidad climática en 2050 y posibilitan la consecución de los objetivos de reducción de emisiones y de penetración de energías renovables del 28% propuestos para el año 2030. El Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha aprobado la Hoja de Ruta del biogás, que identifica los retos y oportunidades del desarrollo del gas de origen renovable y plantea multiplicar en 3,8 su producción hasta 2030, superando los 10,4 TWh (FuturENVIRO, 2021).

Por su parte, la Comisión Europea ha duplicado el objetivo de producción interna de biometano para 2030 hasta 35.000 millones metros cúbicos anuales en la acción REPowerEU como reafirmación del European Green Deal.

El potencial de descarbonización del biometano, es posible gracias a su doble componente: su origen renovable y la captura de emisiones relacionada con la gestión de residuos. Tanto en las zonas rurales como en las urbanas existen oportunidades para el desarrollo de proyectos de biometano. (Bernat Chuliá, 2022).

El biogás puede producirse a partir de una gran variedad de sustratos biológicos, como residuos agrícolas (cultivos intermedios, estiércol, paja, etc), lodos en aguas residuales, desechos orgánicos domésticos e industriales, cultivos energéticos, entre otros (CADER).

El biometano es un gas de origen renovable generado por la digestión anaerobia de residuos y subproductos orgánicos antes mencionados, y la posterior purificación del biogás. Este proceso consiste esencialmente en la separación del biogás en dos corrientes: el biometano (con riquezas superiores al 97%) y el Off-gas, principalmente CO₂ de origen biogénico. El alto contenido en metano lo convierte en la alternativa real y a corto plazo para sustituir entre el 15-20% del consumo de gas en España.

A su vez permite descarbonizar cualquier consumo de gas que esté conectado a la red de gas natural, como también puede ser comprimido (GNC) o licuado (GNL) para su uso industrial o en el transporte por carretera o marítimo, en sustitución de combustibles fósiles como el diésel, el fuel o el gas natural fósil. En transporte, el biometano se utiliza comprimido a 200-250 bares o licuado. (Bernat Chuliá, 2022).

El biometano, sea inyectado en la red o se utilice como combustible vehicular, ha de cumplir con ciertos estándares de calidad. En ese sentido, existe una norma con especificaciones para la inyección de biometano en la red de gas natural (UNE-EN 16723-1), para gas natural y biometano para uso en transporte (UNE-EN 16723-2), (Genia bioenergy).

Figura 11 – Biogás y biometano



Fuente: Bernat Chuliá (2022)

De acuerdo con el análisis del sector realizado por la Asociación Europea del Biogás (EBA, por sus siglas en inglés), en 2019 existían en Europa un total de 18.943 instalaciones de producción de biogás para cualquier uso (número que supone un 4% más de plantas que en el año anterior) con las que se produjeron un total de 193 TWh de biogás.

En lo que respecta específicamente al biometano, el sector continuó creciendo durante 2019, hasta alcanzar 725 plantas (un 16% más que en 2018), que produjeron 26,7 TWh (Hoja de Ruta del Biogás, Secretaría de Estado de Energía España, 2022).

4.4.4.1. The European Green Deal (El Pacto Verde Europeo)

Figura 12 – The European Green Deal



Fuente: European Biogas Association (2020)

El Pacto Verde Europeo plantea que el uso de biometano en el transporte permitirá:

- Evitar 15 toneladas de CO2 en 2030.
- Capacidad total de producción de la UE >1200 TWh.
- Reducción de CO2 equivalente a 755 millones de árboles.
- Hasta 1 millón de nuevos puestos de trabajo en Europa.
- Más de 4.500 millones de euros de ahorro de costo de combustible por año.

Figura 13 – The European Green Deal

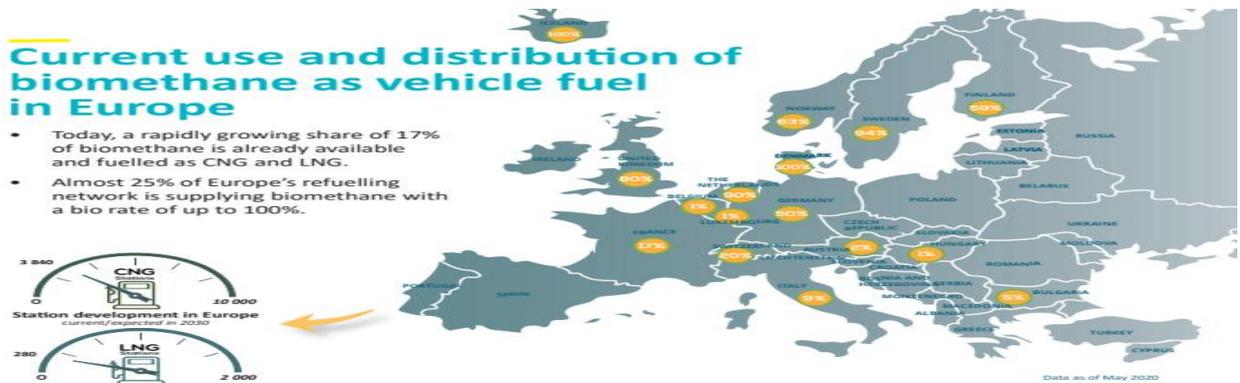


Fuente: European Biogas Association (2020)

- En 2020 los vehículos europeos de GNV usan una mezcla de combustible, que ya incluye más del 17% de biometano. Junto con una reducción de emisiones medida en el tubo de escape del 20%, esta cuota de biometano se traduce en un 35% de reducción a nivel de combustible, en comparación con los combustibles convencionales.

- Para 2030, el 40% del biometano ha de estar disponible para alimentar toda la flota de GNV, que actualmente se estima que son más de 13 millones de vehículos. Esto resultará en una reducción general de emisiones de GEI del 55%.

Figura 14 – The European Green Deal



Fuente: European Biogas Association (2020).

En lo que respecta al uso actual y distribución del biometano como combustible vehicular en Europa, actualmente, existe un rápido crecimiento del biometano, con una participación del 17% disponible y suministrado como GNC y GNL.

De acuerdo a lo analizado vemos que, la producción de biometano en Europa contribuye a los objetivos de desarrollo sostenible, reduciendo las emisiones de CO2 equivalente, mejorando la calidad del aire y anticipándose a la seguridad de suministro e independencia energética europea de terceros países.

4.4.5. Comparación de vehículos a gas y biometano, con vehículos eléctricos

Si bien existen diversos estudios con resultados diferentes, según datos de la Asociación Europea de Biogás (EBA) y NGVA Europe, recogidas por Gasnam, el biometano alimentará una flota estimada de más de 13 millones de vehículos en 2030.

Explicaron desde la organización que, “la promoción de vehículos eléctricos y la infraestructura relacionada es crucial, pero ya sabemos que esto no será suficiente para alcanzar ese objetivo de una manera rápida y rentable”,

“El biometano tiene en ocasiones niveles superiores de reducción de emisiones de CO2 en comparación con la movilidad eléctrica, al tiempo que resaltaron que este ofrece oportunidades de despliegue inmediato, fabricación de motores y automóviles en la UE y un impacto positivo directo en la descarbonización de todos los segmentos de transporte”.

A su vez, la Asociación Europea del Biogás dio a conocer los resultados de un estudio llevado a cabo por el Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles (IFP), sobre el análisis del ciclo de vida de combustibles de gas y biometano.

El estudio compara la huella de carbono de todo el ciclo de vida de los vehículos de gas comprimido y biometano con la de los vehículos diésel, de gasolina, híbridos y eléctricos, y concluye que el biometano ofrece los mejores resultados para vehículos ligeros, comerciales y pesados de doce toneladas.

El estudio explica, que “los vehículos eléctricos, al utilizar baterías de alta capacidad, son penalizados por la gran cantidad de CO2 emitido durante la fabricación de la batería, en gran parte como resultado de la extracción y el refinado de los metales utilizados (litio, cobalto, níquel, entre otros) y por los procesos que consumen energía en la fabricación y montaje de las células”.

Desde la EBA advierten que dicha conclusión deriva de medir las emisiones desde el pozo a la rueda (WTW), es decir de todo el ciclo de vida, en lugar del depósito del combustible a la rueda (TTW). “La UE acordó reducir las emisiones promedio de CO2 de los automóviles nuevos en un 15% en 2025 y en un 37.5% en 2030, pero midiendo las emisiones del depósito a la rueda”.

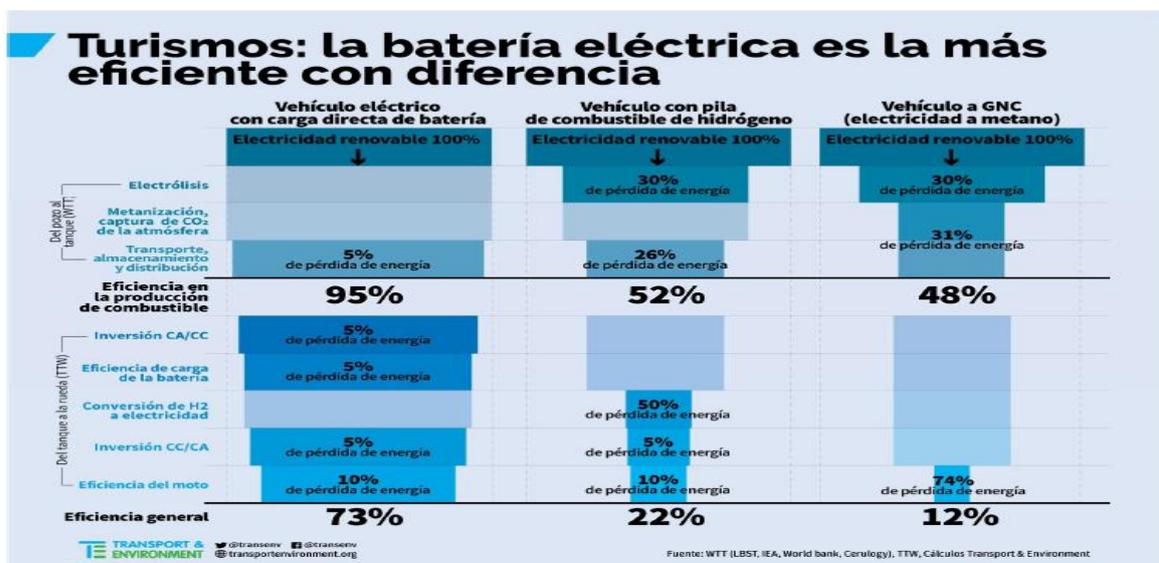
Si bien los vehículos a gas, diésel, gasolina y a gas ocupan los últimos puestos en emisiones de GEI en el estudio de IPF Energies Nouvelles. En las conclusiones proponen que una solución para desplegar vehículos con biometano más rápidamente sería mezclarlo con gas natural comprimido (GNC). “Esto permitiría alimentar un mayor número de vehículos, mientras se mantiene un balance de GEI muy favorable”.

El estudio considera que para realizar esto, es necesario desarrollar el biometano a gran escala, para ello creen necesario aumentar las unidades de digestión anaeróbica para garantizar un despliegue masivo de este tipo de vehículos (Javier Rico, 2019).

4.4.6. Eficiencia de vehículos eléctricos a batería y de electricidad a metano

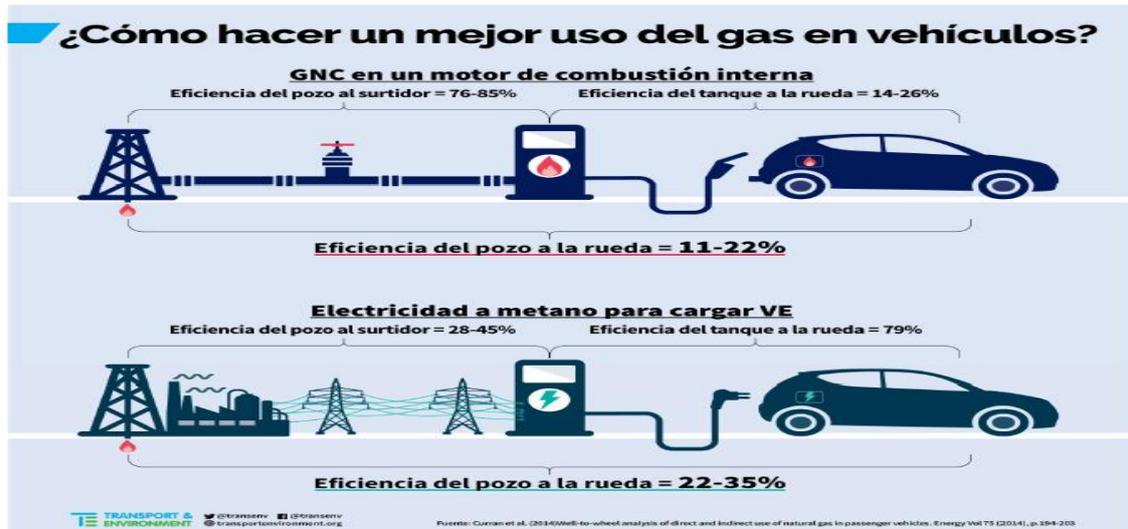
La eficiencia de los vehículos eléctricos a batería es alrededor de cinco veces más alta, que la producción de electricidad a metano y su uso en un motor de combustión interna.

Figura 15 - Eficiencia de las emisiones WTW de diferentes sistemas de propulsión con combustibles eléctricos.



Fuente: Sihvonen, J. (2018).

Figura 16 - La eficiencia de las emisiones WTW de los vehículos a GNC comparada con los vehículos eléctricos a batería y la electricidad producida a partir de gas (Curran et al. 2014).



Fuente: Sihvonen, J. (2018).

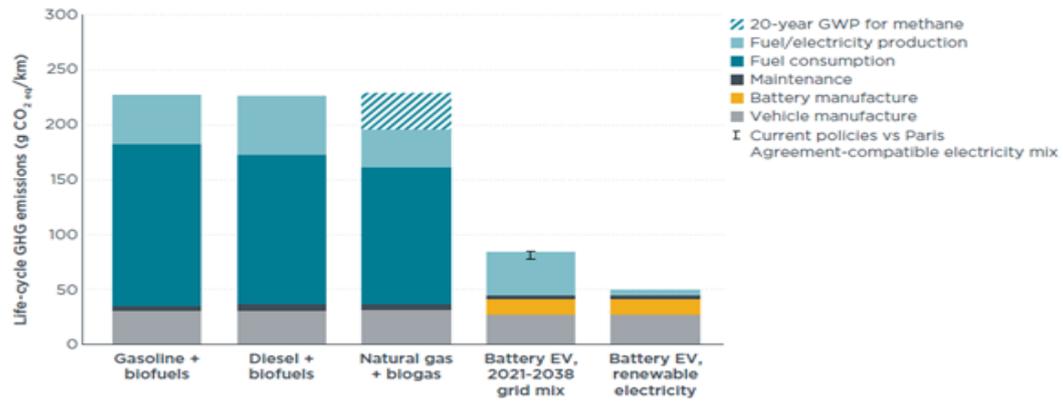
4.4.7. Comparación de emisiones de vehículos híbridos, con vehículos a gas y vehículos eléctricos

En el estudio elaborado por el autor Georg Bieker en el año 2021, denominado “A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars”, The International Council on Clean Transportation (ICCT), considera como representación de Europa para el análisis del mismo, a la Unión Europea y el Reino Unido, en la cual el autor explica que, se matricularon unos 15,5 millones de coches nuevos en 2019 (Díaz et al., 2020). De estos, el 63% eran vehículos a gasolina, incluidos los vehículos eléctricos híbridos, el 32% eran diésel, y el 1,6% fueron ICEV (Internal combustion engine vehicle) a gas, incluidos los automóviles de GNC y GLP. Además, la región recientemente experimentó un rápido aumento en la participación de los PHEV (Plug-in hybrid electric vehicle), que pasó del 1% de las nuevas ventas en 2019 al 5% en 2020, y también los BEVs (Battery electric vehicle), que aumentaron del 2% en 2019 al 6% en 2020, descrito por (Mock et al., 2021).

Las figuras 17 a 19 comparan las emisiones de GEI del ciclo de vida en g CO₂ eq./km de Europa gasolina, diésel y CNG ICEV, PHEV, BEV y FCEV (Fuel cell electric vehicle) en el segmento de automóviles pequeño, medianos y SUV. Para los BEV, automóviles que funcionan con electricidad promedio se muestran la red y los automóviles que funcionan solo con energía eólica y solar (renovables), y para los FCEV, las cifras representan automóviles que funcionan con hidrógeno a partir de energía eólica y solar e hidrógeno a base de gas natural. Para la fase de uso incluyen las emisiones de GEI de producir combustible o electricidad (WTT), del consumo de combustible directamente en el vehículo (TTW) y las emisiones correspondientes al mantenimiento. Para las emisiones de metano, principalmente de la producción de gas natural, también se indica el 20-GWP.

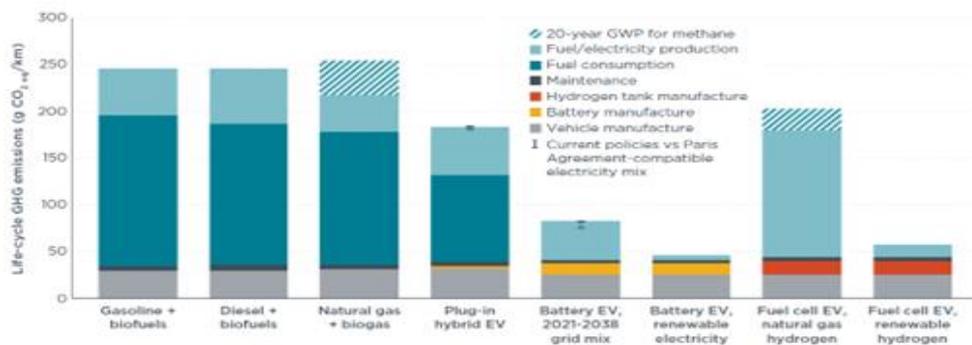
Si bien la producción de los vehículos corresponde a emisiones relativamente similares para todos tipos de tren motriz, las emisiones de GEI del ciclo de vida de la producción de combustible y electricidad y el consumo varían significativamente.

Figura 17 - Emisiones de GEI durante el ciclo de vida de los ICEV y BEV de segmento pequeño de gasolina, diésel y GNC registrado en Europa en 2021.



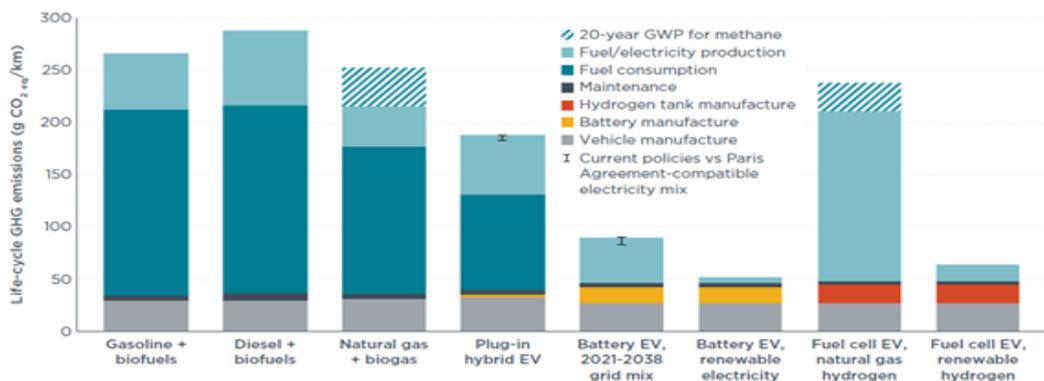
Fuente: Georg Bieker, 2021

Figura 18 - Emisiones de GEI durante el ciclo de vida de los ICEV y BEV de segmento medio bajo de gasolina, diésel y GNC registrado en Europa en 2021.



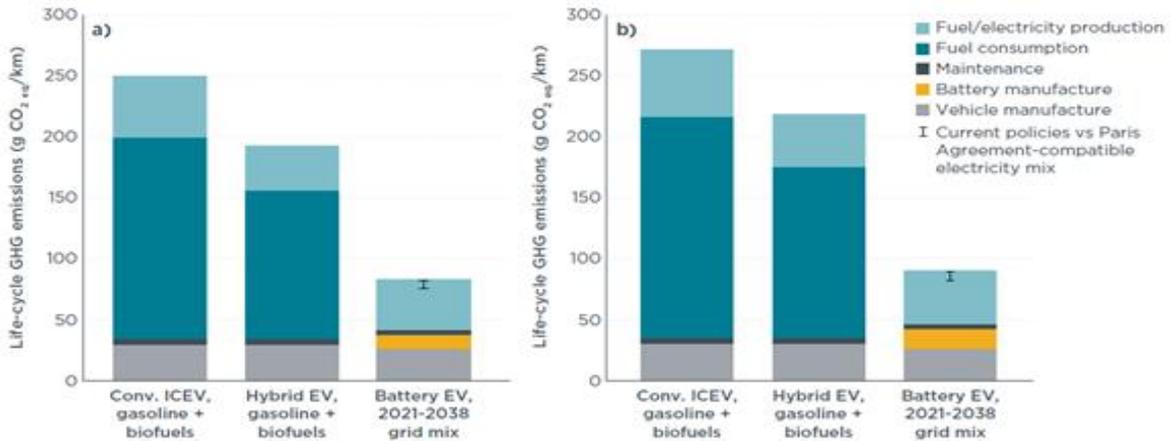
Fuente: Georg Bieker, 2021

Figura 19 - Emisiones de GEI durante el ciclo de vida de los ICEV y BEV de segmento SUV de gasolina, diésel y GNC registrado en Europa en 2021.



Fuente: Georg Bieker, 2021

Figura 20 - Emisiones de GEI del ciclo de vida de a) segmento medio bajo y b) SUV convencional ICEV de gasolina, HEV de gasolina y BEV eléctricos promedio registrados en Europa en 2021.



Fuente: Georg Bieker, 2021

Según este estudio, en Europa solo los BEV (Vehículos eléctrico a batería) y los FCEV (Vehículos eléctrico de pila de combustible) ofrecen una gran reducción en las emisiones de GEI del ciclo de vida de automóviles de pasajeros. Si bien los Vehículos eléctricos a batería ofrecen una gran cantidad de emisiones de GEI, se benefician incluso cuando funcionan con electricidad de red promedio, los Vehículos eléctrico de pila de combustible requieren relativamente grandes cantidades de energía renovable o confiar en CCS (carbon capture and storage, o en español: captura y almacenamiento de carbono) para ser un tipo de tren motriz bajo en carbono. Todos los otros tipos de tren motriz investigados solo ofrecen reducciones menores en las emisiones de GEI del ciclo de vida esperado en comparación con los automóviles actuales de gasolina o diésel. Volúmenes limitados de biocombustibles bajos en carbono y e-fuels (se considera que los combustibles electrónicos, o electrocombustibles, se producen a partir de fuentes renovables adicionales, hidrógeno y CO₂ a base de electricidad, ya sea de los gases de escape de la industria o de captura de aire) contribuyen a estos resultados.

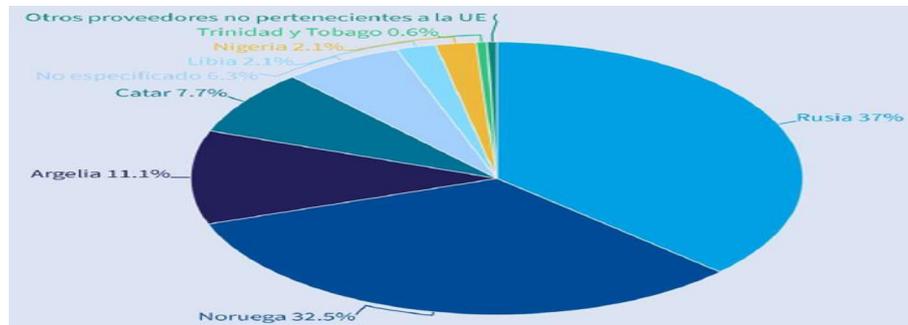
En lo que se refiere a los automóviles a GNC, según este estudio, en Europa, en los tres principales segmentos de automóviles, se encuentra que el GNC y el biometano corresponden a un 11%–19% menos de GEI de ciclo de vida emisiones que los coches de gasolina. Pero, debido a las emisiones de metano aguas arriba de gas natural, el GWP de 20 años del GNC es significativamente más alto que el GWP de 100 años. Si se considera el GWP a corto plazo, los automóviles a GNC muestran niveles similares de emisión de GEI que los automóviles de gasolina (Bieker Georg, 2021).

4.5. Importaciones de gas natural de la UE

Del consumo de gas fósil de la UE, solo el 31% está cubierto por los suministros de la misma región, procedentes principalmente de los Países Bajos y el Reino Unido, y el 69% del gas fósil se importa. Entre las principales regiones importadoras encontramos el evidente dominio de Rusia (37%) y Noruega (32,5%). La mayor parte del gas fósil procedente de Rusia, Noruega y Argelia se transporta a través de gasoductos, mientras que el gas fósil de Qatar y Trinidad y Tobago llega en forma de GNL.

A medida que la producción europea de gas fósil disminuyera, el volumen de las importaciones rusas de gas fósil y de GNL se duplicaría. Esto también implica que el gas fósil que se consume en la UE llegará acompañado de mayores emisiones desde la fuente, aproximadamente un 15% más altas según las proyecciones de Exergía 2015. Por lo tanto, es importante considerar también en el análisis de emisiones WTW (del pozo a la rueda) que el gas fósil que se consume en el futuro en Europa probablemente tendrá mayores emisiones WTT (consumo de energía de pozo a tanque) que en la actualidad.

Figura 21 - Países de los que la UE importa gas fósil, 69% del consumo total.



Fuente: EU Energy in figures Statical Pocket book 2017.

- Diversificar para reducir costos y mayor seguridad energética

La razón de esta diversificación de importación de gas por gasoducto o mediante transporte de GNL, es parte de la estrategia de unión energética. La UE y sus Estados miembros comenzaron a construir terminales de GNL y a incrementar las importaciones de GNL para aumentar la seguridad energética. En el tercer trimestre de 2017, el GNL representó el 16% de las importaciones de gas fósil de la UE, un 22% más que el año anterior. Qatar es el mayor proveedor de GNL de la UE (44%), seguido de Argelia (16%), Nigeria (16%), Noruega (9%) y EE. UU. (5%). Las terminales actuales de GNL se utilizan con sólo el 25% de la capacidad de regasificación en uso. Esto implica que existe un potencial significativo para aumentar las importaciones de GNL y diversificar las regiones de las cuales se importa, sin realizar más inversiones en terminales de importación. Las inversiones en terminales de GNL han sido financiadas principalmente con dinero público (Sihvonen J, (2018).

Actualmente, el GNL resulta más caro que el uso del gasoducto ruso y, en ese sentido, las terminales de GNL actúan más como una póliza de seguros, para diversificar el suministro y aumentar la competencia en el mercado (Sihvonen J, (2018).

4.6. Identificar la Infraestructura necesaria

A principios del año 2018, el Proyecto LNG Blue Corridors ha cumplido sus lineamientos principales. Su objetivo original era la construcción de 14 estaciones, de las cuales 13 estaciones se construyeron en el Proyecto, de las 12 que estaban en el presupuesto. Algunas de las estaciones han tenido buenas ventas desde el principio, otras aumentaron las ventas durante el desarrollo del proyecto, con una tendencia creciente a alcanzar una tasa de venta razonablemente buena. A su vez, más de 140 camiones han participado como socios reales del Proyecto, de 39 operadores de

flotas, cuando su plan inicial era de 100 camiones. Entre las principales cifras del proyecto encontramos:

- Un total de 13 estaciones (1 en construcción, por lo tanto, no a tiempo para ser financiado por fondos de la CE).
- Total de 142 camiones.
- Total de 61 socios: 22 empresas; 39 operadores de flotas; de 11 países de la UE.
- Kilometraje acumulado total por camiones de GNL monitoreados: 31.639.938 km.
- Número total de llenados de estaciones de GNL del Proyecto: alrededor de 111.000.
- Cantidad total de GNL vendida por las estaciones del Proyecto: 14.206.275 kg.
- Tasa de venta promedio: 128 kg/llenado (Flavio Mariani, 2018).

Figura 22 - Proyecto de distribución de camiones a mediados de 2017 (78% IVECO; 22% VOLVO).



Fuente: Mariani, F., 2018.

Tabla 8 - Estaciones del proyecto Blue Corridor en las 13 ciudades.

	participant	Corridor	country	city	opened
1	ENI	MedBlue	Italy	Piacenza	04/2014
2	AGA - SGA	SoNorBlue	Sweden	Orebro	04/2014
3	DRIVE	WeBlue	Belgium	Antwerp (Kallo)	05/2014
4	DOUROGAS	AtiBlue	Portugal	Carregado	10/2014
5	GNF	MedBlue	Spain	Barcelona	12/2014
6	GNVERT	AtiBlue	France	Rungis	12/2015
7	GNVERT	MedBlue	France	Nimes	02/2016
8	DOUROGAS	SoNorBlue+AtiBlue	Portugal	Elvas	04/2016
9	GNVERT	SoNorBlue	France	Lyon	06/2016
10	ENI	MedBlue	Italy	Pontedera	11/2016
11	GALP	AtiBlue	Portugal	Matosinhos	11/2016
12	UNIPER	WeBlue	Germany	Berlin	04/2017
13	GALP	SoNorBlue+MedBlue	Portugal	Sines	2018

Fuente: Mariani, F., 2018.

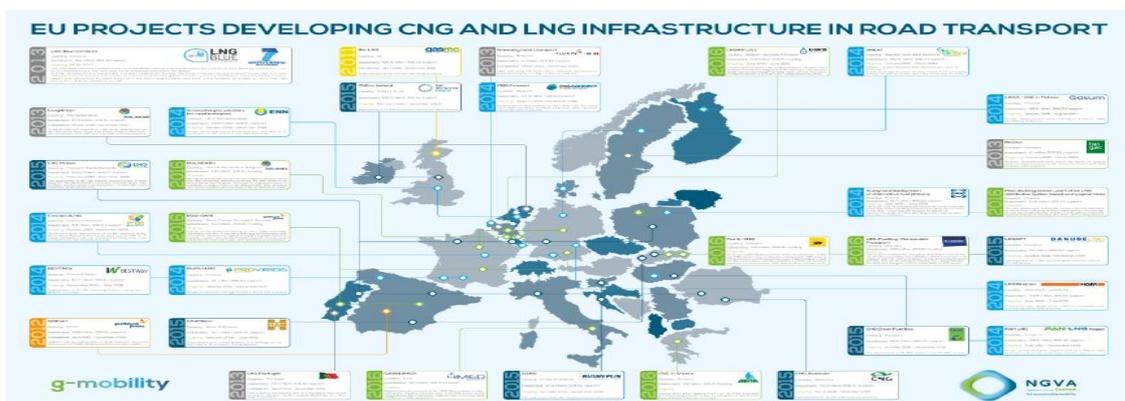
Tabla 9 - La infraestructura europea de GNL a abril de 2018.

country	Public + private LNG stations (2018)	Public CNG stations, including L-CNG stations (2016)	Private CNG stations	Planned new LNG stations – short term (2018 - available info)
Austria	1	172	5	
Belgium	6	76	2	2
Bulgaria	0	125	2	1
Croatia	0	2	3	1
Cyprus	0	0	0	
Czech Republic	1	143	41	
Denmark	0	15	1	
Estonia	0	6	0	
Finland	4	27 (of which 1 L-CNG)	0	
France	18	51 (of which 6 L-CNG)	150	17
Germany	3	883	67	3
Greece	0	10	2	
Hungary	0	10	16	
Ireland	0	1	2	
Italy	22	1,176 (of which 10 L-CNG)	45	14
Latvia	0	0	1	
Lithuania	0	3	6	
Luxemburg	0	7	0	1
Netherlands	24	162 (of which 2 L-CNG)	15	3
Norway	0	7	3	1
Poland	4	27 (of which 1 L-CNG)	4	3
Portugal	6	12 (of which 7 L-CNG)	1	1
Romania	0	1	0	
Serbia	0	13	5	
Slovak Republic	0	11	0	
Slovenia	0	4	0	1
Spain	31	44 (of which 16 L-CNG)	0	3
Sweden	6	167	60	1
Switzerland	1	140	5	
UK	30 (inc. 15 priv.)	20 (of which 4 L-CNG)	15	
TOTAL	156	3,315 (of which 47 L-CNG)	451	52

Fuente: Mariani, F.,2018. Estimación de NGVA Europe, basada en la información disponible; algunas de las estaciones de L-CNG enumeradas también venden GNL en forma líquida; otras no.

A su vez, se han anunciado una serie de proyectos, que se espera que conduzcan a un total de más de 400 estaciones de GNL en funcionamiento a fines de 2021.

Figura 23 - Proyectos financiados por la UE que desarrollan infraestructura de GNC y GNL en el transporte por carretera.



Fuente: NGVA Europe, septiembre de 2017.

4.6.1. Vehículos a Gas natural en Europa

Durante el período 2014 a 2015, un logro técnico importante en el sector de GNL fue la certificación y la disponibilidad a nivel comercial de un camión IVECO GNL EURO VI. A finales de 2015, los camiones de tecnologías Euro V y Euro VI, de los corredores azules de GNL habían cubierto con éxito más de 4 millones de kilómetros utilizando solo o parcialmente GNL y habían consumido más de 1.200 toneladas de GNL.

- Modelos de vehículos de carretera

- IVECO vendió 400 camiones de GNL a fines de 2015. A mediados de 2017 se vendieron hasta 1.300 camiones de GNL IVECO Stralis NP 400 en Europa. Es el primer camión a Gas Natural diseñado específicamente para operaciones de larga distancia y a su vez funciona con GNC y GNL.

- SCANIA en noviembre de 2017 lanzó un nuevo y más potente motor NG Euro VI. SCANIA ofrece en el mercado camiones de GNL con tres opciones de motor:

- 9,3 litros, 5 cilindros - potencia: 280 CV a 1.900 rpm - par: 1.350 Nm a 1.000 - 1.400 rpm

- 9,3 litros, 5 cilindros - potencia: 340 CV a 1.900 rpm - par: 1.600 Nm a 1.050 - 1.400 rpm

- 13 litros, 6 cilindros - potencia: 410 HP - par: 2,000 Nm a 1,100 - 1,400 rpm.

- Trenes

Los trenes están fuera del alcance del Proyecto de Corredores Azules de GNL. Sin embargo, esta forma de transporte puede tener un impacto considerable y una sinergia con el mercado de GNL. El sector ferroviario es potencialmente interesante para GNL, ya que todavía hay una parte del sistema que no está electrificada, y utilizan motores diesel. La aplicación de GNL como combustible para el tren todavía está en ciernes.

Se estima que el consumo de combustible de locomotoras con GNL será hasta un 40% menor, mientras que las emisiones de dióxido de carbono se reducirán en un 25%.

4.6.2. Costos de una estación de servicio durante el despliegue del Proyecto

En lo que se refiere al costo de instalar una Estación de Servicio de GNC, está ronda los 200.000 euros. Mientras que el costo de construcción de las primeras estaciones de reabastecimiento de GNL solía ser muy alto, principalmente debido a la falta de estándares y la falta de experiencia. Una estación de servicio de GNL de primera generación podía costar alrededor de 1 a 2 millones de euros. Las estaciones de segunda generación se aprovecharon de la experiencia adquirida, y en general tienen un CAPEX¹⁶ más bajo, pero aún tienden a ser caras, debido al efecto de baja escala.

¹⁶ El gasto de capital (Capex), es el costo de desarrollo o el suministro de componentes no consumibles para el producto o sistema.

En los primeros pasos de este desarrollo del mercado, con frecuencia los fabricantes de estaciones de GNL decidieron ofrecer a sus clientes precios promocionales especiales, con los cuales aceptaron renunciar a una parte del margen y beneficio normalmente esperado, para alentar a sus clientes a utilizar este combustible (Mariani, F., 2018).

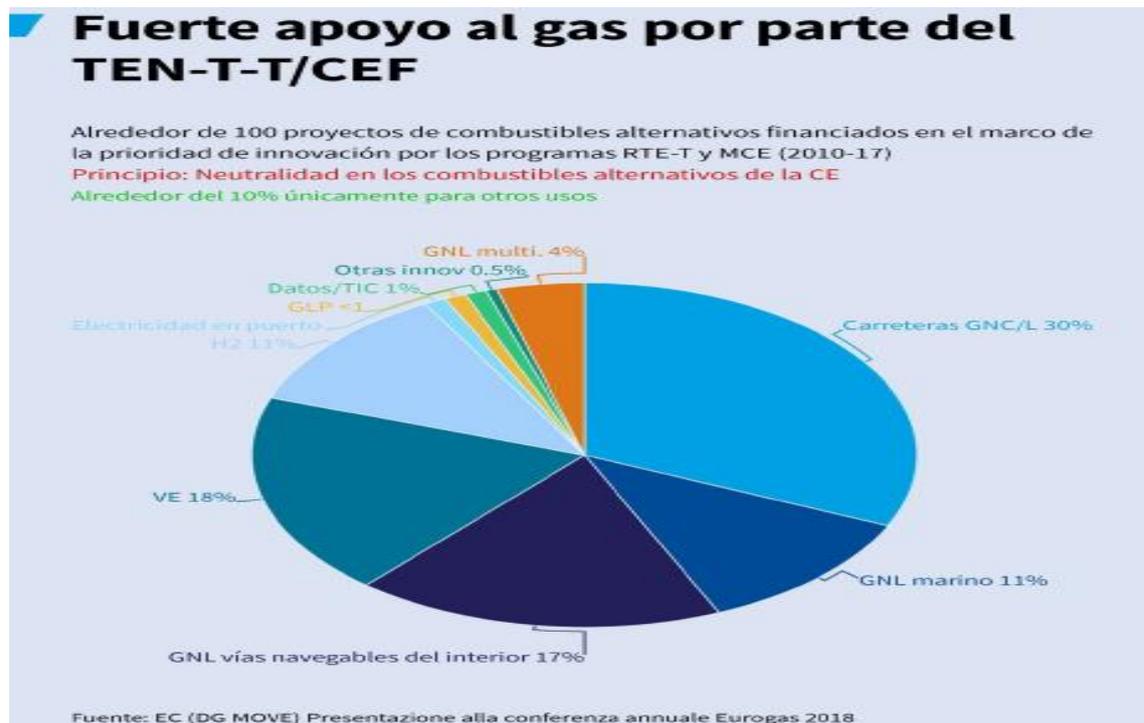
4.6.3. Financiación de la UE e Inversión de infraestructura en GNL

Teniendo en cuenta lo que expresa (Sihvonen, J, 2018), el presupuesto de la UE financia el desarrollo de infraestructuras de gas en toda la UE. El Mecanismo "Conectar Europa" (MCE) invirtió 1.300 millones de euros en proyectos de infraestructura de gas fósil, como terminales de GNL y el gasoducto transadriático (TAP). Esta evolución de las infraestructuras se justifica por motivos de seguridad energética, especialmente por la diversificación del suministro y una mejor integración del mercado del gas de la UE.

En lo que se refiere al transporte marítimo, la necesidad de desarrollo en este sector consiste en disponer de una infraestructura suficiente para el abastecimiento de GNL en las vías navegables interiores y para los buques transatlánticos, a fin de permitir la circulación de buques a GNL a través de la red básica de la RTE-T, a más tardar el 31 de diciembre de 2030. Se calcula que su costo estimado ascenderá a 945 millones de euros en los puertos marítimos del corredor central de la RTE-T para 2025 y a 1000 millones de euros en los puertos interiores del corredor central de la RTE-T para 2030.

El uso del metano en el transporte recibió el 62% de la financiación de proyectos para combustibles alternativos en el marco de los programas RTE-T y MCE de 2010-2017, dividido entre los sectores de carretera y marítimo por igual.

Figura 24 - Apoyo de la UE al gas en el transporte.



Fuente: EC (DG MOVE) Presentazione alla conferenza annuale Eurogas 2018.

Tabla 10 - Infraestructura de carga para el transporte propulsado por metano en la UE

		Número de estaciones de servicio (2017)	Número de vehículos (2016)
GNC	Turismos	3351 ¹⁹	1 194 882
	Autobuses		14 610
	Vehículos comerciales ligeros		119 985
	Camiones		5461
GNL	Camiones	107 ²⁰	1598
	Marítimo	50 ²¹	117 globalmente ²² (UE n. a.)

Fuente: Sihvonen, J. (2018).

4.7. Exenciones fiscales para el gas fósil

A la hora de considerar el atractivo de los distintos combustibles para el consumidor, el precio es un elemento clave determinante. El mismo depende de una serie de factores, los más importantes son el precio a pagar al productor del gas, el uso de la red de distribución y los impuestos. En Europa el principal factor diferenciador es la fiscalidad.

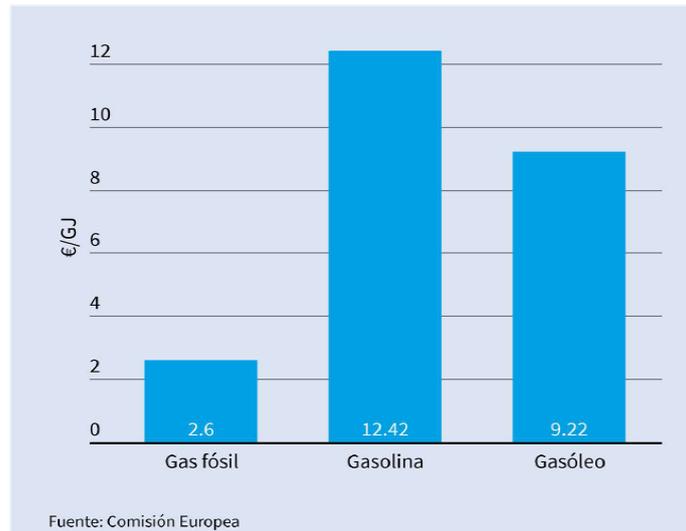
En lo que se refiere al consumo de gas fósil en el transporte, se aprecia que este es más alto en aquellos países con los tipos impositivos más bajos. Se observa que, al existir un bajo precio del GNC en Italia, a 0,62 €/litro equivalente de gasóleo (menos de la mitad del precio del gasóleo), existe una clara ventaja para el consumidor. Sin embargo, si la tasa impositiva por contenido energético (€/GJ¹⁷ de combustible) se estableciera a la par que con el gasóleo, el precio del GNC se duplicaría a 1,23 €/litro equivalente de gasóleo o 1,91 €/kg de GNC. Dado que el precio de compra de los turismos a metano es similar al de los turismos a gasóleo, el régimen fiscal vigente en Italia otorga una ventaja importante al gas fósil en comparación con la gasolina y el gasóleo.

En el sector de los vehículos pesados, el coste medio de los camiones a gasóleo es de unos 40.000 € menos que el de los camiones a GNL, por lo que el combustible debe ser más barato o deben establecerse otros incentivos para que el uso del metano tenga sentido desde el punto de vista económico. El beneficio debido a la fiscalidad varía en los distintos países de la UE.

La UE establece niveles mínimos de imposición para los combustibles del transporte. Los Estados miembros no están autorizados a rebajar los tipos del gasóleo y la gasolina, pero pueden hacerlo en el caso del gas fósil. Esto ha llevado a una situación en la que el gas fósil tiene un tipo impositivo significativamente inferior en la UE en comparación con los combustibles fósiles para el transporte.

¹⁷ Un gigajulios, es una unidad de energía equivalente a mil millones de julios.

Gráfico 4 - Imagen de los tipos impositivos mínimos de la UE.



Fuente: Sihvonen, J. (2018).

Considerando los tipos impositivos más bajos para el metano en comparación con el gasóleo, la subvención fiscal en toda la UE se estimó en 860 millones de euros en 2014, con una participación de Italia del 72%. Esta elevada proporción se debe a que Italia representa alrededor del 60% del consumo de gas fósil de la UE en el transporte.

- Países europeos que establecieron exenciones fiscales en la compra de vehículos a gas

Los planes financieros nacionales y las bonificaciones industriales para reducir el precio de compra de los vehículos a gas contribuyeron a una mayor utilización de los mismos en toda la UE. Este apoyo es visible en Italia, Alemania, España y Francia.

Italia introdujo medidas preferenciales para impulsar el gas en el transporte. En 2009, un nuevo plan ofrecía incentivos de compra que oscilaban entre 1.500 € y 3.500 € para las matriculaciones de vehículos nuevos a GLP y GNC y una bonificación adicional de hasta 1.500 € cuando a cambio se entregaba o desguazaba un vehículo de diez o más años de antigüedad. Tras sólo un año con este programa, los vehículos a GNC habían alcanzado el 5,42% de la cuota de mercado. Desde entonces, las subvenciones se han reducido y la participación en el mercado del GNC ha disminuido de 5,32% en 2014 a 2,37% en 2018. Sin embargo, Italia sigue siendo el mayor mercado de vehículos a gas natural de la UE y representó el 68,3% de todos los nuevos registros de estos vehículos a nivel de la UE en 2016. Además, el gobierno adoptó recientemente nuevos incentivos para la compra de camiones a gas con una subvención directa de 4.000 € para camiones a GNC y 20.000 € para GNL.

En Alemania, los vehículos a gas se benefician de una reducción en los impuestos energéticos sobre el gas para vehículos (GNL/GNC), una medida vigente hasta 2026, además se benefician de una reducción del impuesto sobre los vehículos debido a sus menores emisiones contaminantes a la atmósfera. A pesar de ello, la participación global de los vehículos a GNC en el mercado sigue siendo muy baja y nunca ha superado el 0,4% de cuota de mercado. Sin embargo, Alemania sigue ocupando el segundo lugar en la UE en cuanto a nuevos registros de vehículos a GNV a fecha de 2016 (7,5%). En junio de 2018, el ministerio de transporte alemán anunció medidas

de apoyo directo a empresas que compren camiones a GNC y GNL, con una subvención de 8.000 € para camiones a GNC y 12.000 € para GNL (con un límite máximo de 500.000 € por empresa).

En España, existen diversas subvenciones y exenciones fiscales para la compra de vehículos a gas. Por ejemplo, como parte del plan MOVALT-Vehículos de 20 millones de euros acordado en 2017, se puso a disposición una medida de apoyo financiero de entre 2.500 € y 18.000 € para la compra de un vehículo a gas. Además de esto y del Plan MOVALT Infraestructura 2017, el Gobierno lanzó en 2017 el Plan MOVEA, de 14,26 millones de euros, para impulsar la compra de vehículos propulsados por combustibles alternativos, incluidos los vehículos eléctricos, pero también los de GLP y GNC, así como la implantación de puntos de almacenamiento en zonas de acceso público. El último plan de apoyo, el Plan VEA, se acordó en julio de 2018 con un presupuesto de 66,6 millones de euros, de estos, 50 millones de euros están destinados a la compra, por parte de particulares, de vehículos eléctricos, pero también de vehículos propulsados por GLP, GNC y GNL. Además de lo anterior, a día de hoy, los vehículos a gas con emisiones inferiores a 120 g/km también están exentos en España del pago del impuesto de matriculación. Algunas regiones han puesto en marcha otros programas de apoyo, como una bonificación de hasta el 75% en el impuesto sobre los vehículos de tracción mecánica en Barcelona y Madrid, descuentos en los peajes de autopista en Cataluña o ayuda financiera para la compra de nuevos taxis en Madrid.

En Francia, los turismos a GNC no se benefician de la bonificación ecológica, pero sí de otras ayudas. Al cambiar un vehículo a gasóleo puesto en circulación antes del 1 de enero de 2006 por un GNV (con emisiones inferiores a 110 g/km) el usuario se beneficiará de una bonificación de entre 500 € y 1000 €. Dependiendo de la región francesa, también existe una exención fiscal en el documento de registro de hasta el 100%, aplicable a los vehículos a GNC y GNL.

Tabla 11 - Tipos impositivos aplicables a los combustibles para el transporte en la UE (€/GJ) en 2016.

Tipos impositivos aplicables a los combustibles para el transporte en la UE (€/GJ) en 2016 ^{2017 actual}				
	Gasóleo (turismos)	Gasóleo (camiones) ^{max}	Gasolina	Gas fósil
Unión Europea (tipo mínimo)		9,22	11,29	2,60
Austria		11,09	15,16	1,66
Bélgica	12,98	10,85	19,47	0,00
Bulgaria		9,23	11,42	0,43
Chipre		12,57	15,06	2,60
República Checa		11,26	14,86	0,70
Alemania		13,14	20,58	3,86
Dinamarca		11,62	19,22	11,46
Estonia		12,51	14,62	0,00
Grecia		9,22	21,07	0,00
España	9,25	8,49	13,36	1,15
Finlandia		14,14	21,42	4,84
Francia	13,91	12,55	20,16	1,05
Croacia		11,19	15,89	0,00
Hungría	9,85	8,85	12,06	2,63
Irlanda	13,38	11,84	18,48	2,60
Italia	17,25	11,26	22,91	0,09
Lituania		9,22	13,66	6,56
Luxemburgo		9,36	14,53	0,00
Letonia		9,53	13,71	2,67
Malta		13,20	17,28	0,00
Países Bajos		13,53	24,21	4,57
Polonia		9,60	12,36	3,18
Portugal		13,03	20,49	3,25
Rumanía	12,00	10,81	14,49	2,79
Suecia		17,39	21,16	6,66
Eslovenia	13,21	9,81	17,22	3,45
Eslovaquia		10,79	16,75	2,60
Reino Unido		18,83	21,20	6,59

Fuente: Sihvonen, J. (2018)

En conclusión, la política actual de la UE requiere el despliegue y la financiación de una red de GNL para camiones en toda la UE, además exige a los países crear estaciones de GNC y la implementación de instalaciones de abastecimiento de GNL en los puertos. Muchos gobiernos apoyan a los vehículos a gas a través de créditos fiscales, subvenciones y exenciones fiscales al combustible. Esto puede dar como resultado un aumento significativo de vehículos y buques a gas, y un sistema de transporte propulsado principalmente por gas y biometano en lugar de petróleo.

5. ESTADOS UNIDOS

5.1. Comienzos, Marco Administrativo y Fiscal del Mercado de Gas en Estados Unidos

De acuerdo al informe de (Paradela, M., 2020) Estados Unidos hasta hace pocos años era un fuerte importador de gas por gasoducto desde Canadá y México y plantas de regasificación de GNL desde Trinidad Tobago, Noruega o Yemen, hoy exporta gas a más de 20 países y se ha convertido en un actor clave de los mercados mundiales. Terminales marítimas y plantas de regasificación construidas en los años '70 para la importación de GNL se están reconvirtiendo en plantas de licuefacción para la exportación, mientras que otras nuevas ya están operativas.

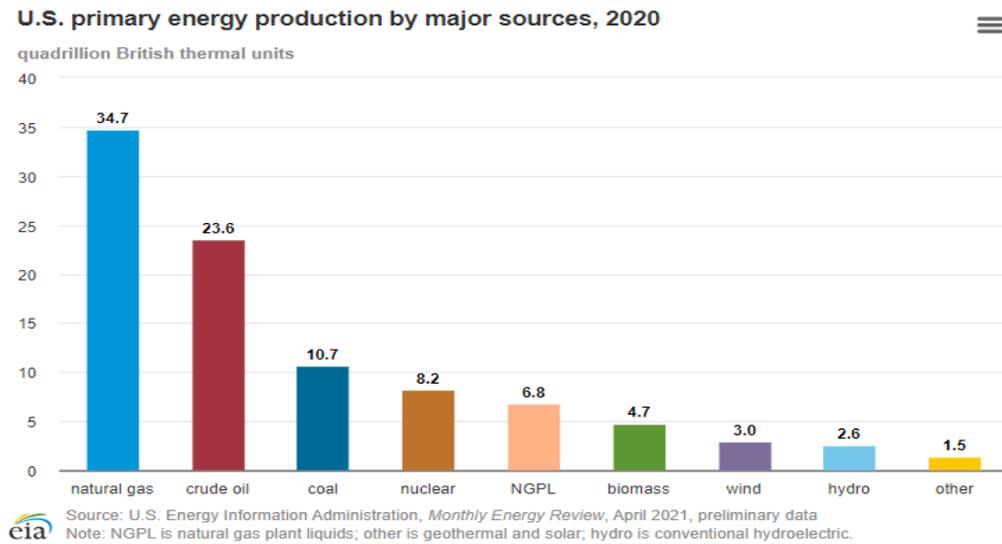
Estos hechos, se produjeron en el contexto de un marco administrativo y fiscal conveniente y ágil a lo largo de toda la cadena de valor del gas, desde las actividades de exploración y producción (upstream) hasta las de transporte, construcción de infraestructuras y exportación.

En lo que se refiere a la exploración y producción, la revolución del shale se produjo en un sistema de libre mercado, impulsada por los precios altos del petróleo y el gas entre 2004 y 2014, sin políticas específicas del Gobierno Federal o de los Estados para su promoción sino bajo las mismas regulaciones aplicables a los hidrocarburos en general. El sector de los hidrocarburos en Estados Unidos goza de ciertas características que favorecieron el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. Ya que cuenta con un sector de servicios petroleros muy competitivo y un gran número de productores independientes. Unas 7.000 compañías dedicadas solo a la exploración y producción, es decir no integradas con actividades de refinación y venta de combustibles (downstream), producen el 75% del gas y cuentan con fluido acceso a los mercados de capitales.

Un componente importante en el desarrollo histórico de la industria ha sido el sistema de dominio de los hidrocarburos, basado en la titularidad privada de los recursos del subsuelo, a diferencia del sistema regalista aplicable en casi todo el resto del mundo, que está basado en el dominio del Estado sobre el subsuelo. La titularidad privada de los recursos del subsuelo permite un acceso ágil a las reservas mediante simples contratos de licencia o arrendamiento (lease) entre las empresas petroleras y los dueños de las tierras, que también son los dueños de los recursos.

La mayor parte de las explotaciones de hidrocarburos en los Estados del Sur (Texas y Luisiana) tienen lugar en tierras que pertenecen a particulares, en cuanto a las del Noreste (Pensilvania, Ohio, West Virginia) se desarrollan tanto en tierras de particulares, como pertenecientes a los Estados.

Gráfico 5 - Producción de energía primaria de EE. UU. por fuentes principales, 2020



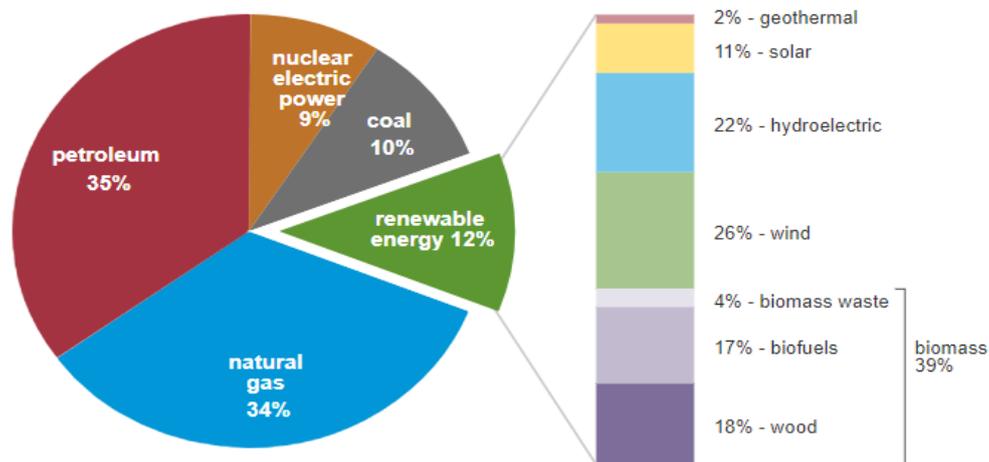
Fuente: U.S Energy Information Administration, 2021.

Gráfico 6 - Consumo de energía primaria en EE. UU. por fuente de energía, 2020

U.S. primary energy consumption by energy source, 2020

total = 92.94 quadrillion British thermal units (Btu)

total = 11.59 quadrillion Btu



Source: U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, Table 1.3 and 10.1, April 2021, preliminary data
 Note: Sum of components may not equal 100% because of independent rounding.

Fuente: U.S Energy Information Administration, 2021.

5.2. Regulación de Estados Unidos sobre GNV

En los EE. UU las estaciones de servicio de GNC y GNL están diseñadas y construidas para cumplir con diversos códigos y estándares. Estos códigos y normas son emitidos principalmente por la National Fire Protection Agency (NFPA) y el Código de Regulaciones Federales (CFR). Entre ellas encontramos:

- NFPA 30 Código de líquidos inflamables y combustibles: los temas que cubre incluyen prevención de incendios y explosiones y control de riesgos, almacenamiento de líquidos en contenedores, almacenamiento de líquidos en tanques, sistemas de tuberías, instalaciones de procesamiento, carga a granel y descarga, y muelles. Además, la norma también aplica a las instalaciones de dispensación de combustible, y a los talleres que realizan mantenimiento y reparación de vehículos.
- NFPA 52 Código de sistemas de combustible gaseoso vehicular: tiene por objeto proteger a las personas e instalaciones con requisitos que mitigan el incendio y los riesgos de explosión asociados con el gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL) en sistemas de combustible para motores e instalaciones de abastecimiento de combustible. Las disposiciones cubren el diseño, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de combustible de GNC y GNL en todos los tipos de vehículos, más sus respectivos sistemas de compresión, almacenamiento y distribución. Este código se aplica a todas las instalaciones con almacenamiento de GNL en contenedores de 70,000 galones (265 m³) o menos.
- NFPA 57 Código de Sistemas de Combustible Vehicular de Gas Natural Licuado: se aplicará al diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas de combustible licuado para motores de GNL en vehículos de todo tipo, para su dispensación de combustible en instalaciones, y de GNL a instalaciones de GNC con almacenamiento de GNL en contenedores ASME de 70,000 galones o menos. Sería una de las principales fuentes de orientación para vehículos de GNL, como también de instalaciones de abastecimiento de combustible.
- NFPA 59: la cual hace referencia a la producción, almacenamiento y manejo de gas natural licuado. Su aplicación se da en lo relacionado a la selección del sitio, diseño, construcción y protección contra incendios para instalaciones de GNL.
- NFPA 88^a: cubre la construcción y protección, así como el control de peligros en estructuras de estacionamiento abiertas y cerradas.
- SAE J2343/2008: Prácticas recomendadas para camiones pesados de GNL. Proporciona orientación para la construcción, operación y mantenimiento de Vehículos a GNL de servicio mediano y pesado y todos los vehículos de GNL utilizados para el transporte público o aplicaciones comerciales (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, 2013).
- DOT-FTA-MA-26-7021-97-1: Pautas de diseño para sistemas de tránsito de autobuses que usan GNL como combustible. No solo hace referencia a los códigos obligatorios (NFPA), también sugiere precauciones adicionales y proporciona información general.
- Standard 620: Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión. Publicado por el API (American Petroleum Institute). Cubre el diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento de GNL sobre el suelo montados en campo que contienen productos intermedios de petróleo (gases o vapores) y productos

terminados, así como otros líquidos comúnmente manejados y almacenados por las diversas ramas de la industria (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, Stations 2013).

5.2.1. Seguridad del combustible de gas natural

El GNL se almacena a presión ambiente y, cuando se expone a una fuente de calor, se vaporiza nuevamente en gas natural. Si se derrama sobre tierra o agua, se vaporiza y no deja residuos. El gas natural solo es inflamable dentro de una concentración de gas a aire del 5 al 15%, según un análisis de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Esto hace que los incendios e incidentes similares a lo largo de la cadena de suministro sean poco probables y extremadamente raros. El informe del *Department of Energy* (DOE) también comparó la seguridad del GNL con la de otros combustibles y concluyó: "Las propiedades físicas y químicas del GNL lo hacen más seguro que otros hidrocarburos de uso común".

El GNL ha sido transportado de manera segura desde 1959, y los registros de accidentes marítimos muestran una industria con un historial destacable en el mar, en parte debido a los buques de doble casco y las capas de salvaguardas tecnológicas automatizadas. Según un informe de 2014 de la Sociedad Internacional de Petroleros de Gas y Operadores de Terminal, más de 77,000 cargas comerciales de GNL se han entregado de manera segura en los últimos 50 años. El informe también encontró que: "*Durante este período no hubo pérdida de la contención del tanque de carga ni muertes a bordo directamente atribuibles a la carga. Los envíos de GNL han cubierto más de 100 millones de millas, unas 4.000 veces alrededor de la tierra, sin mayores incidentes de seguridad en el puerto o en el mar*".

5.2.2. Incentivos

- Crédito fiscal al consumo de combustible alternativo:

Se dispone de un crédito fiscal de \$ 0.50 por galón para los siguientes combustibles alternativos: gas natural, hidrógeno licuado, propano, combustible de la serie P, combustible líquido derivado del carbón mediante el proceso Fischer-Tropsch y gas comprimido o licuado derivado de biomasa. Para el propano y el gas natural vendidos después del 31 de diciembre de 2015, el crédito fiscal se basa en el equivalente de galones de gasolina (GGE) o el equivalente de galones de diesel (DGE). A efectos fiscales, un GGE equivale a 5,75 libras (libras) de propano y 5,66 libras de gas natural comprimido. Un DGE equivale a 6.06 libras de gas natural licuado.

Para que una entidad sea elegible para reclamar el crédito, debe ser responsable de informar y pagar el impuesto federal al consumo sobre la venta o el uso del combustible en un vehículo motorizado. Las entidades exentas de impuestos, como los gobiernos estatales y locales, que dispensan combustible calificado de una estación de servicio en el lugar para su uso en vehículos califican para el incentivo. Las entidades elegibles deben estar registradas en el Servicio de Impuestos Internos (IRS). El incentivo debe tomarse primero como un crédito contra la obligación tributaria del combustible alternativo de la entidad; cualquier exceso sobre esta obligación tributaria sobre el combustible puede reclamarse como pago directo del IRS.

- Crédito fiscal por infraestructura de combustible alternativo:

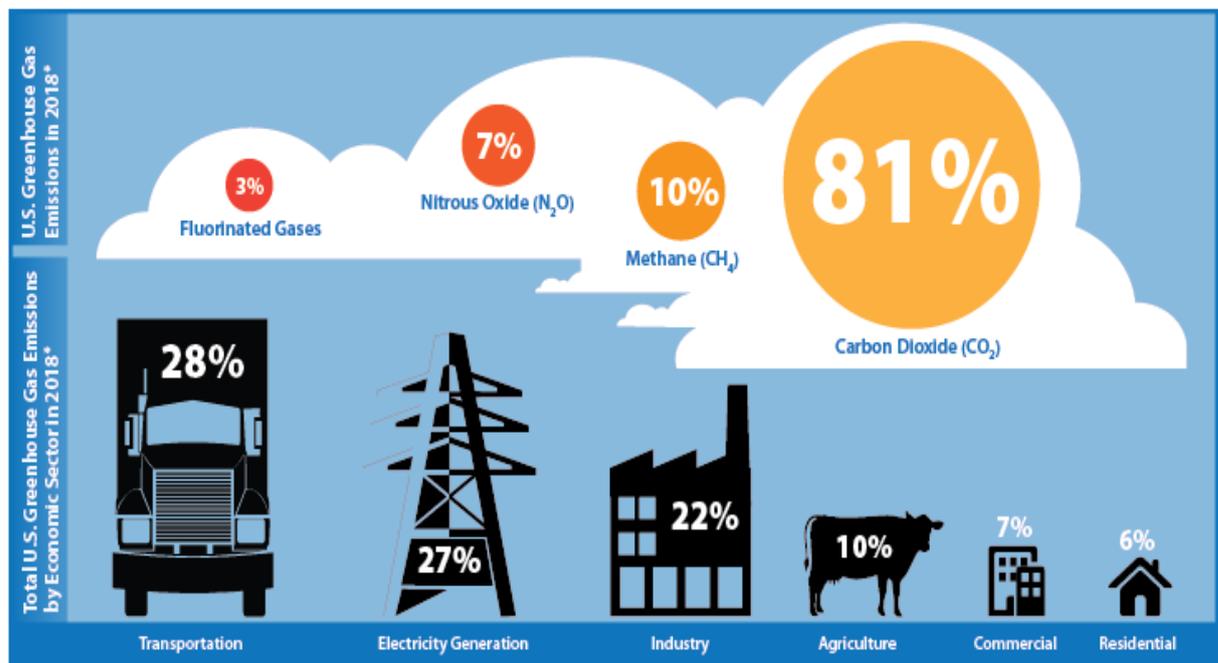
El equipo de combustible para gas natural, propano, hidrógeno licuado, electricidad, E85 o mezclas de combustible diesel que contengan un mínimo de 20% de biodiésel instalado hasta el 31 de diciembre de 2021, es elegible para un crédito fiscal del 30% del costo, que no excederá los \$30,000. Los propietarios de estaciones de servicio que instalen equipos calificados en varios sitios pueden usar el crédito para cada ubicación (U.S Department of Energy, *Alternative Fuels Data Center*).

5.3. Sus impactos en la Emisión de Gases de Efecto Invernadero

De acuerdo con el modelo de Gases de efecto invernadero, emisiones reguladas y uso de energía en el transporte (*The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model - GREET*) del Laboratorio Nacional Argonne (en inglés, *Argonne National Laboratory*), los vehículos ligeros que funcionan con gas natural convencional y de esquisto pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida en un 15%, entre ellas las emisiones de hidrocarburos, CO y NOx.

5.3.1. Gases de Efecto Invernadero

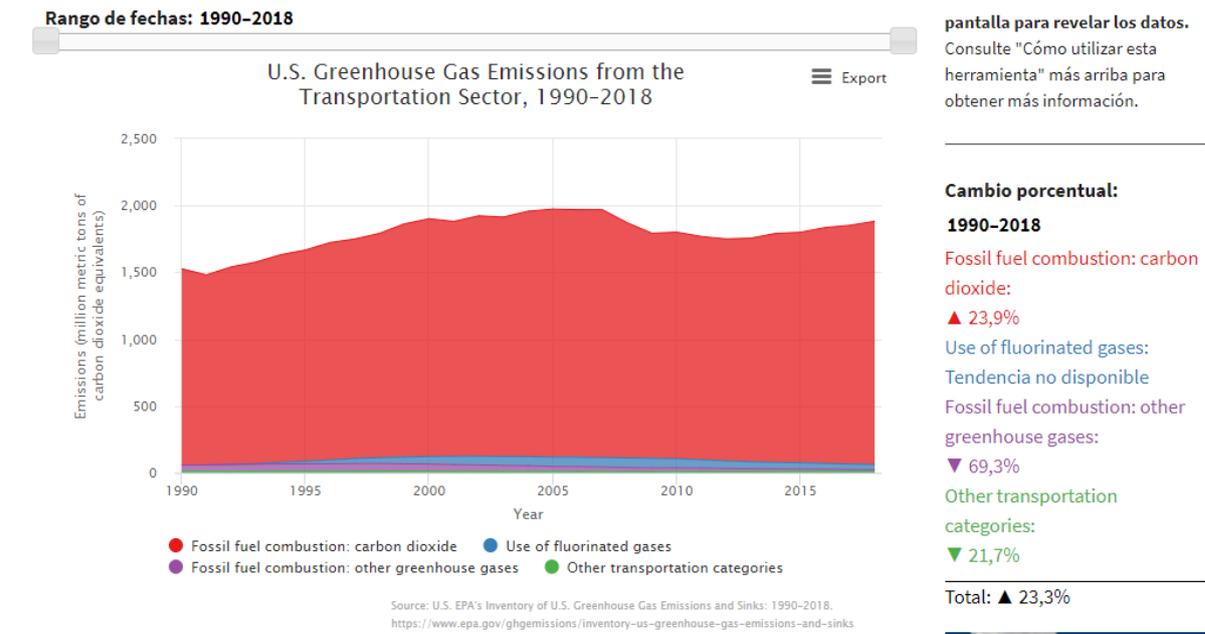
Figura 25 – Emisiones GEI en USA.



* Es posible que los porcentajes no sumen el 100% debido al redondeo independiente y a la forma en que el inventario cuantifica los territorios de EE. UU. (No se muestran) como un sector separado.

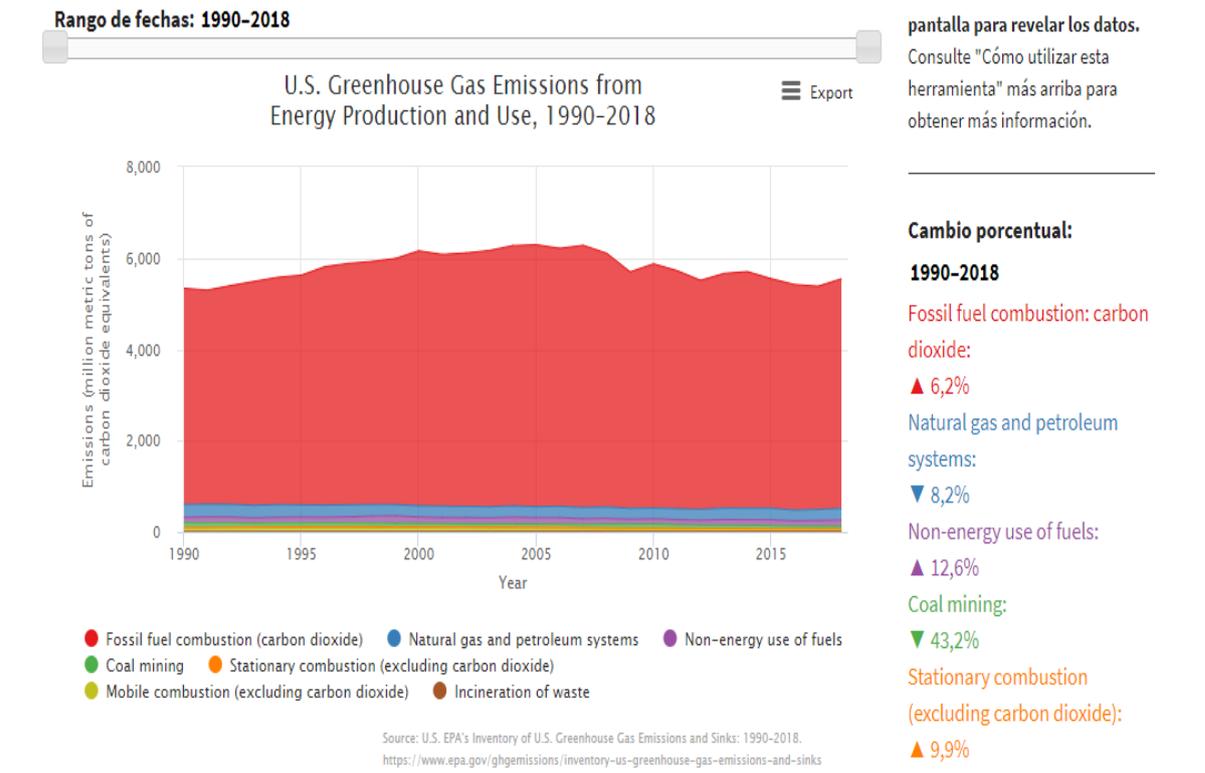
Fuente: United States Environmental Protection Agency.

Figura 26 - Gases de efecto invernadero USA en Transporte



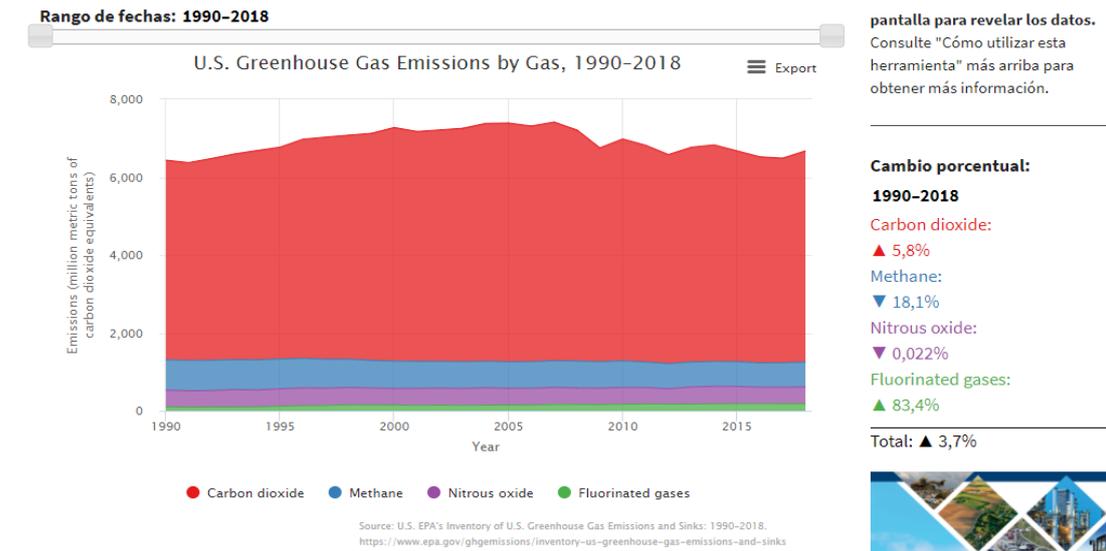
Fuente: United States Environmental Protection Agency.

Figura 27 - Gases de efecto invernadero USA, por fuente de energía



Fuente: United States Environmental Protection Agency.

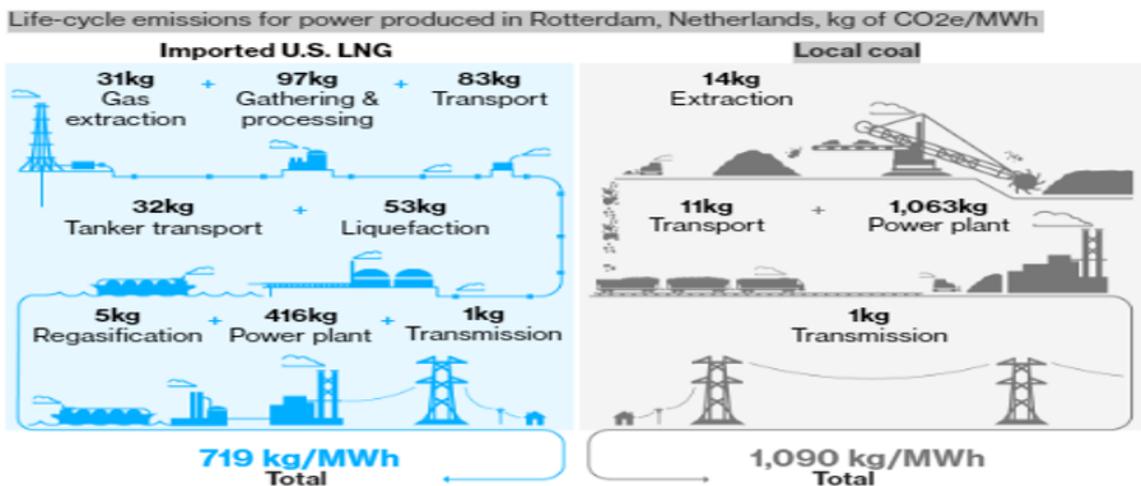
Figura 28 - Gases de efecto invernadero USA, por diferentes gases



Fuente: United States Environmental Protection (EPA)

Un dato importante es que, incluso las tecnologías de carbón más limpias producen un 70% más de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida que la energía generada por GNL regasificado. Reemplazar solo una planta de energía de carbón de 500 megavatios con generación de energía alimentada con GNL durante un año equivaldría a sacar 557,000 automóviles de las carreteras (LNG and the Environment).

Gráfico 7 - Emisiones del ciclo de vida de la energía producida en Rotterdam, Países Bajos, kg de CO₂e/MWh



18

Fuente: U.S Department of Energy.

¹⁸ Nota: Comparación de los potenciales de calentamiento global de 20 años. Es posible que las cifras no se sumen debido al redondeo.

5.4. Características del GNC y GNL como combustibles alternativos para el transporte

- Gas natural comprimido

El GNC se produce comprimiendo gas natural a menos del 1% de su volumen a presión atmosférica estándar. Para proporcionar un rango de conducción adecuado, el GNC se almacena en un estado gaseoso comprimido a una presión de hasta 3600 libras por pulgada cuadrada.

El GNC se utiliza en aplicaciones de servicio ligero, medio y pesado. Un vehículo propulsado por GNC obtiene aproximadamente la misma economía de combustible que un vehículo de gasolina convencional sobre una base GGE (Green Gas Emissions traducido de sus siglas en inglés). Un GGE equivale a aproximadamente 5,66 libras de GNC.

- Gas natural licuado

El GNL se produce al purificar el gas natural y enfriado a -260 ° Fahrenheit (aproximadamente -162° grados Celsius) para convertirlo en líquido. Durante el proceso conocido como licuefacción, el gas natural se enfría por debajo de su punto de ebullición, eliminando la mayoría de los compuestos extraños que se encuentran en el combustible. El gas natural restante es principalmente metano con pequeñas cantidades de otros hidrocarburos.

El GNL debe mantenerse a temperaturas frías y se almacena en recipientes a presión de doble pared aislados al vacío. El GNL es adecuado para vehículos de servicio mediano y pesado que realizan trayectos más largos porque el líquido es más denso que el gas y, por lo tanto, se puede almacenar más energía por volumen. Un GGE equivale a aproximadamente 1,5 galones de GNL.

Ambos tipos de combustible se producen en el país, tienen un precio relativamente bajo y están disponibles comercialmente. El GNC y el GNL se venden en unidades de gasolina o equivalentes de galones de diesel (GGE o DGE) según el contenido de energía de un galón de gasolina o combustible diesel.

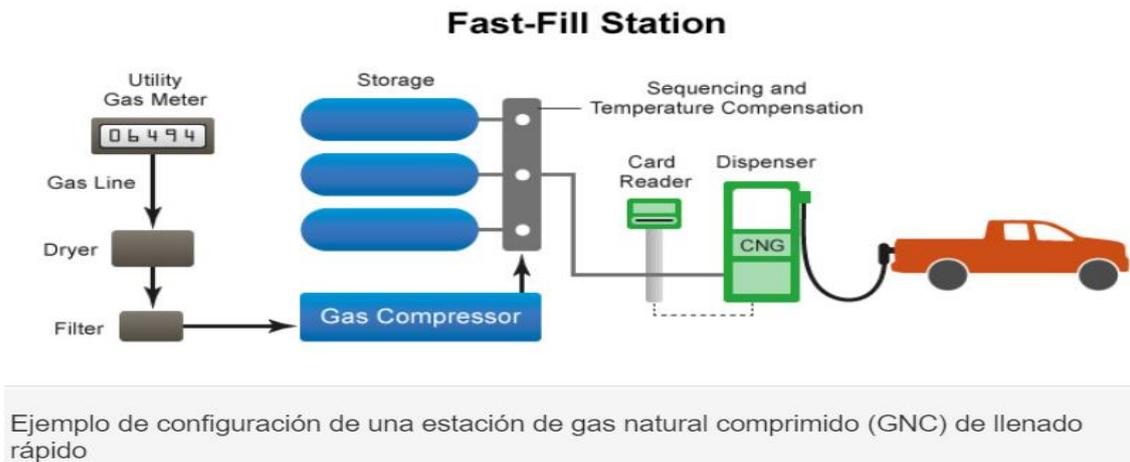
5.4.1. Estaciones de abastecimiento de gas natural

Desde el año 2020, cerca de 1.000 estaciones públicas de abastecimiento de GNC están disponibles en los Estados Unidos, y aproximadamente 70 estaciones de servicio de GNL, principalmente en áreas que dan servicio a la industria del transporte de larga distancia (U.S Department of Energy, *Alternative Fuels Data Center*).

- Estaciones de GNC

Hay básicamente tres tipos de estaciones de GNC: de llenado rápido, relleno de tiempo, y una combinación de estos dos. El tipo de estación depende de la aplicación. Generalmente se utilizan estaciones de llenado rápido, como lo muestra la siguiente imagen.

Gráfico 8 - Estación de llenado rápido



Fuente: U.S Department of Energy

- Estaciones de GNL

Las estaciones de GNL son estructuralmente similares a las estaciones de gasolina y diesel porque todas entregan un combustible líquido. Los surtidores de GNL suministran combustible a los vehículos a presiones de 30 a 120 psi.

Hay tres opciones para el abastecimiento de GNL: estaciones móviles, en contenedores y permanentes. En el abastecimiento de combustible móvil, el GNL se entrega mediante un camión cisterna que tiene equipos de medición y distribución a bordo. Una estación en contenedores, incluye un tanque de almacenamiento, equipo dispensador, medición y contención requerida. Una estación permanente tiene mayor capacidad de almacenamiento y está diseñada para satisfacer las necesidades de las flotas.

5.4.1.1 Costo de instalación de una Estación de Servicio de GNC o GNL

Los costos de instalación de una estación de servicio de GNC pueden variar hasta \$ 1.8 millones dólares.

Los costos de las estaciones de servicio de GNL son muy variables, oscilando entre uno o más millones de dólares. Los costos dependen de factores como la capacidad de almacenamiento, el diseño de la estación y los servicios necesarios para construirla (U.S Department of Energy, *Alternative Fuels Data Center*).

5.4.2. Rendimiento de vehículos a gas natural

Los vehículos de gas natural son similares a los vehículos a gasolina o diesel en cuanto a potencia, aceleración y velocidad de cruce. La autonomía de conducción de los vehículos a gas natural es generalmente menor que la de los vehículos de gasolina y diésel porque, con el gas natural, se puede almacenar menos contenido total de energía en un tanque del mismo tamaño.

5.4.3. Comparativa de Precios entre el Gas natural y otros combustibles

Diferencias de precios del Gas en surtidor

Tabla 12 - Precios minoristas promedio de combustibles nacionales y alternativos, octubre de 2020

National Average Retail Fuel Prices Conventional and Alternative Fuels, October 2020 *				
Fuel Type	July 2020	October 2020	Change in Price July-October	Units of Measurement
Gasoline	\$2.22	\$2.18	-\$0.04	per gallon
Diesel	\$2.48	\$2.40	-\$0.08	per gallon
CNG	\$2.15	\$2.18	\$0.03	per GGE
LNG	\$2.69	\$2.72	\$0.03	per DGE
Ethanol (E85)	\$1.99	\$1.96	-\$0.03	per gallon
Propane**	\$2.74	\$2.73	-\$0.01	per gallon
Biodiesel (B20)	\$2.35	\$2.29	-\$0.06	per gallon
Biodiesel (B99/B100)	\$3.15	\$3.33	\$0.18	per gallon

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative¹⁹ Fuel Price Report.

Tabla 13 - Precios promedios nacionales de combustibles al por menor sobre una base de energía equivalente, octubre de 2020

National Average Retail Fuel Prices on an Energy-Equivalent Basis, October 2020 *			
	Per Gasoline Gallon Equivalent (\$/GGE)	Per Diesel Gallon Equivalent (\$/DGE)	Per Million British Thermal Units (\$/MBtu)
Gasoline	\$2.18	\$2.46	\$19.07
Diesel	\$2.13	\$2.40	\$18.65
CNG	\$2.18	\$2.46	\$19.07
LNG	\$2.42	\$2.72	\$21.13
Ethanol (E85)	\$2.54	\$2.88	\$29.00
Propane**	\$3.74	\$4.21	\$44.79
Biodiesel (B20)	\$2.06	\$2.33	\$16.30
Biodiesel (B99/B100)	\$3.26	\$3.66	\$27.84

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Los combustibles líquidos tienen diferentes contenidos de energía por galón, por lo que el precio pagado por unidad de energía puede diferir del precio pagado por galón.

¹⁹ Las coaliciones de Ciudades Limpias (Clean Cities Alternative, en inglés) apoyan la seguridad energética y económica de la nación mediante la creación de alianzas para promover combustibles de transporte domésticos asequibles, sistemas de movilidad energéticamente eficientes y otras tecnologías y prácticas de ahorro de combustible.

A nivel nacional, la Oficina de Tecnologías de Vehículos del Departamento de Energía de EE. UU. Proporciona información y recursos imparciales y objetivos para ayudar a las partes interesadas en el transporte a evaluar opciones y lograr objetivos en torno a combustibles alternativos, vehículos avanzados, soluciones de movilidad y otras estrategias de ahorro de combustible. A nivel local, más de 75 coaliciones aprovechan estos recursos para crear redes de partes interesadas locales que promueven proyectos de transporte. Las ciudades adheridas al programa de Ciudades limpias, tienen presencia en más de la mitad de las ciudades de Estados Unidos. Mapa de las Clean Cities en el siguiente enlace: <https://cleancities.energy.gov/coalitions/>

Tener en cuenta que, para los combustibles alternativos, los precios en base de energía equivalente, es decir, \$/GGE o \$/DGE, son generalmente más altos que los precios por galón, debido a su menor contenido energético.

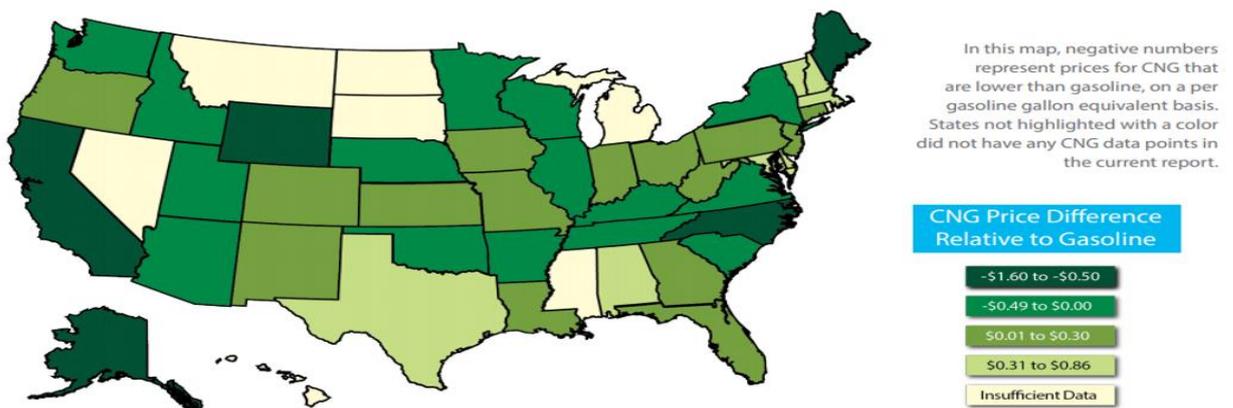
Tabla 14 - Precio del GNC con relación a la gasolina por Región USA

Compressed Natural Gas (CNG) and Gasoline Average Retail Prices by Region			
Region	CNG Prices (\$/GGE*)	Gasoline Prices (\$/gal)	Price Difference**
New England	\$2.61	\$2.16	\$0.45
Central Atlantic	\$2.35	\$2.21	\$0.14
Lower Atlantic	\$1.84	\$2.11	-\$0.27
Midwest	\$2.00	\$2.03	-\$0.03
Gulf Coast	\$2.09	\$1.75	\$0.34
Rocky Mountain	\$2.06	\$2.25	-\$0.19
West Coast	\$2.50	\$3.10	-\$0.60
NATIONAL AVERAGE	\$2.18	\$2.18	\$0.00

20

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Figura 29 - Diferenciales de precios por estado para el gas natural comprimido (GNC) en relación con la gasolina

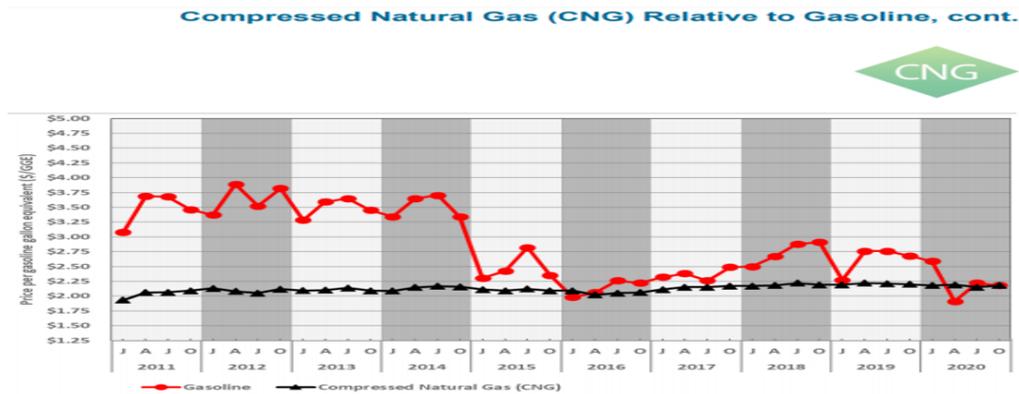


Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

En este mapa, los números negativos representan los precios del GNC que son más bajos que la gasolina, por base equivalente de galones de gasolina. Los Estados no resaltados con un color no tenían datos de GNC en el informe actual.

²⁰ Los precios mostrados en la Tabla 14 fueron presentados por Ciudades limpias coordinadores, proveedores de combustible, y otros interesados de forma voluntaria entre el 1 de octubre y 15 de octubre de 2020. En promedio, durante este período de informe, el costo de GNC es similar que la gasolina por GGE.

Figura 30 - Gas natural comprimido (GNC) en relación con la gasolina



Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Tabla 15 - Precio del GNC con relación al Diesel por Región USA.

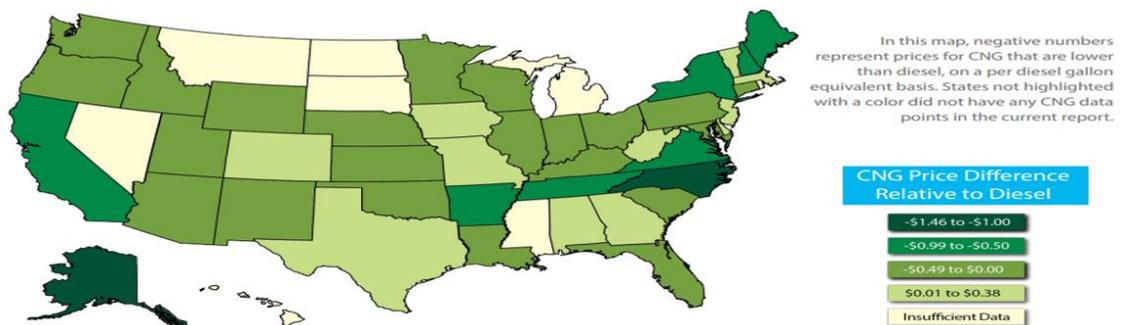
Compressed Natural Gas (CNG) and Diesel Average Retail Prices by Region			
Region	CNG Prices (\$/DGE*)	Diesel Prices (\$/gal)	Price Difference**
New England	\$2.95	\$2.60	\$0.35
Central Atlantic	\$2.66	\$2.61	\$0.05
Lower Atlantic	\$2.08	\$2.30	-\$0.22
Midwest	\$2.26	\$2.25	\$0.01
Gulf Coast	\$2.36	\$2.02	\$0.34
Rocky Mountain	\$2.33	\$2.19	\$0.14
West Coast	\$2.82	\$3.24	-\$0.42
NATIONAL AVERAGE	\$2.46	\$2.40	\$0.06

*DGE = diesel gallon equivalent
** Negative numbers represent average CNG prices that are lower than diesel, on a \$/DGE basis.

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

La Tabla 15 muestra los precios convertidos a \$/diesel equivalente a un galón (\$/DGE) para facilitar comparación con precios diesel. En promedio, durante este período de informe, el costo de GNC es alrededor de \$ 0.06 más que el diésel en un Base DGE.

Figura 31 - Diferenciales de precios por estado para el gas natural comprimido (GNC) en relación con el diesel

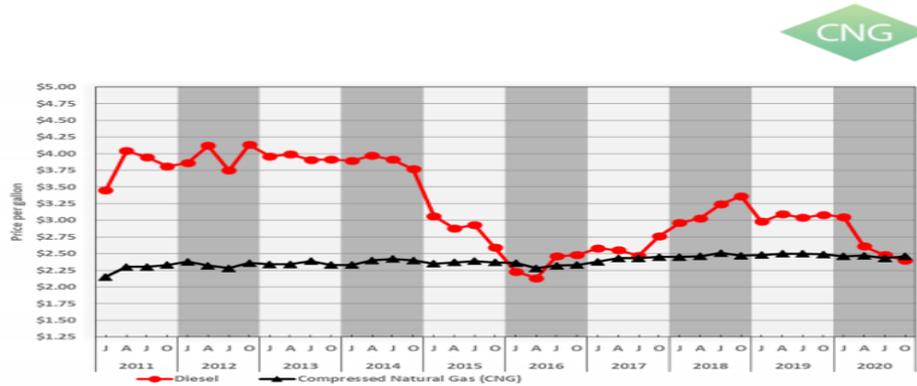


Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

En este mapa, los números negativos representan precios más bajos para el GNC en comparación al diésel, por galón diésel base equivalente. Los Estados no resaltados con un color no tenían datos de GNC en el informe actual.

Figura 32 - Gas natural comprimido (GNC) en relación con diesel, continuación

Compressed Natural Gas (CNG) Relative to Diesel, cont.



Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Tabla 16 - Precio del GNL comparado con Diesel por región en USA

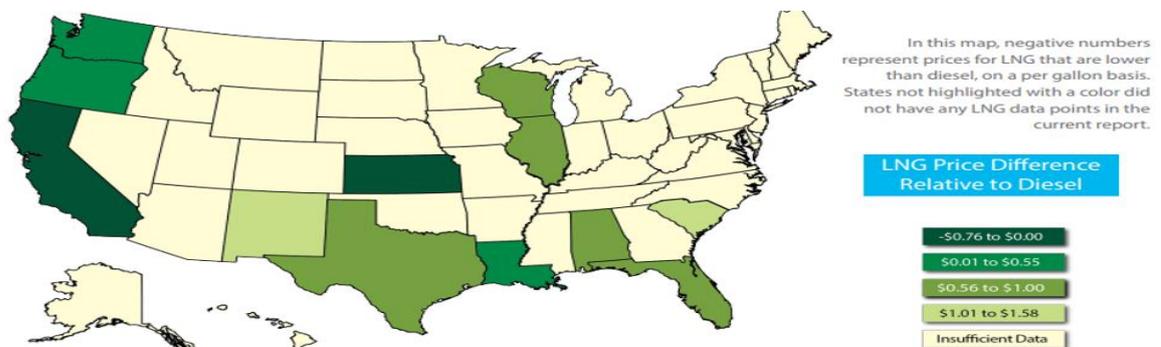
Liquefied Natural Gas (LNG) and Diesel Average Retail Prices by Region			
Region	LNG Prices (\$/DGE*)	Diesel Prices (\$/gal)	Price Difference**
New England	---	\$2.60	---
Central Atlantic	---	\$2.61	---
Lower Atlantic	\$2.87	\$2.30	\$0.57
Midwest	\$2.73	\$2.25	\$0.48
Gulf Coast	\$2.84	\$2.02	\$0.82
Rocky Mountain	---	\$2.19	---
West Coast	\$2.62	\$3.24	-\$0.62
NATIONAL AVERAGE	\$2.72	\$2.40	\$0.32

*DGE = diesel gallon equivalent

** Negative numbers represent average LNG prices that are lower than diesel, on a \$/DGE basis.

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Figura 33 - Diferenciales de precios por estado para el gas natural licuado (GNL) en relación con el diesel

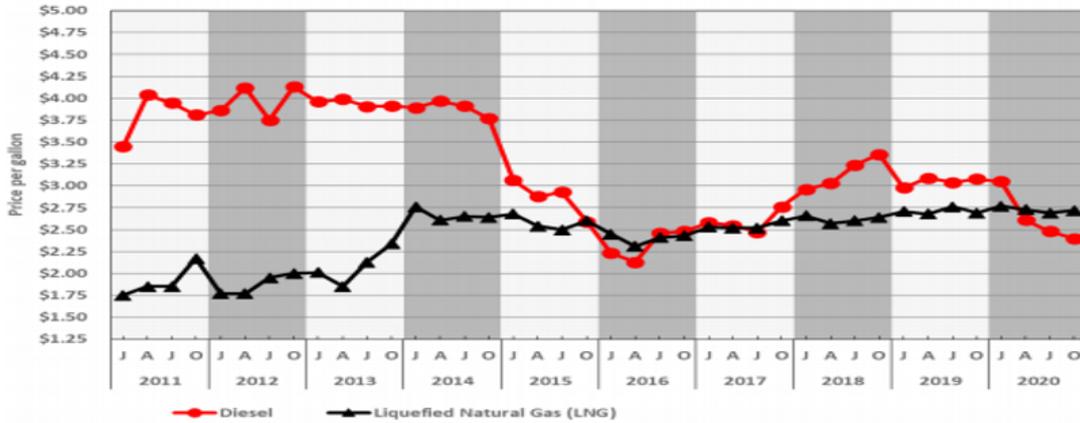


Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

En este mapa, los números negativos representan precios de GNL que son más bajos que el diésel, por galón. Los estados no resaltados con un color no tenían datos de GNL en el informe actual.

Figura 34 - Gas natural licuado (GNL) en relación con diesel

Liquefied Natural Gas (LNG), cont.



Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Tabla 17 - Estaciones de combustible alternativo por Estado en USA (Datos actualizados 30/1/2021)

Recuentos de estaciones de combustible alternativo por estado

A continuación, encontrará una lista de recuentos de estaciones de combustible alternativo por estado y tipo de combustible.

Público Privado Total

Recuento de estaciones por estado y tipo de combustible								
Estado	Biodiesel	GNC	E85	Eléctrico ^a (estaciones / tomas de carga Nivel 1 / Nivel 2 / DC Fast)	Hidrógeno ^b (minorista / no minorista / total)	GNL	Propano ^c (primario / secundario / total)	Total ^d
Alabama	10	30	29	236/604 56/457/91	0/0/0	2	24/47/71	746
Alaska	0	1	0	37/68 0/63/5	0/0/0	0	1/2/3	72
Arizona	75	30	20	705 / 1.798 3 / 1.421 / 374	0/1/1	7	33/45/78	2.009
Arkansas	3	15	50	119/352 2/298/52	0/0/0	0	27/9/36	456
California	27	323	199	13.111 / 36.440 429 / 30.680 / 5.287	44/6/50	41	116/152/268	37,348
Colorado	7	34	88	1.375 / 3.362 63 / 2.903 / 396	0/1/1	0	25/28/53	3,545
Connecticut	1	18	3	484 / 1.248 70/932/244	1/2	0	9/10/19	1,291
Delaware	1	2	1	83/206 2/132 / 72	0/1/1	0	7/2/9	220
Distrito de Columbia	7	2	3	247/712 50/628/34	0/0/0	0	0/0/0	724

El uso del gas natural vehicular en Argentina: regulación internacional comparada, infraestructura y proyecciones.

Florida	9	56	95	2.247 / 5.604 294 / 4.475 / 835	0/0/0	3	52/62/114	5.881
Georgia	5	52	66	1.439 / 3.613 239 / 2.951 / 423	0/0/0	4	38/51/89	3.829
Hawai	7	0	2	378/777 11/683/83	1/2	1	1/0/1	790
Idaho	0	11	5	118/279 2/198/79	0/0/0	0	17/10/27	322
Illinois	19	39	284	943 / 2.391 38 / 1.951 / 402	0/0/0	2	43/51/94	2.829
Indiana	3	32	234	317/791 0/619/172	0/0/0	1	25/33/58	1.119
Iowa	10	12	315	229/472 27/324/121	0/0/0	0	13/19/32	841
Kansas	1	21	56	460/932 2/825/105	0/0/0	1	31/6/37	1.048
Kentucky	3	9	72	166/374 8/297/69	0/0/0	1	20/4/24	483
Luisiana	1	22	18	151/362 18/276/68	0/0/0	1	42/9/51	455
Maine	2	2	0	246/522 24/384/114	0/0/0	0	2/7/9	535

Maryland	10	12	44	1.056 / 2.805 33 / 2.330 / 442	0/0/0	0	18/11/29	2.900
Massachusetts	9	13	7	1.604 / 3.579 30 / 3.222 / 327	0/1/1	1	19/11/30	3.640
Michigan	10	24	236	688 / 1.467 44 / 1.104 / 309	0/2/2	0	33/58/91	1.830
Minnesota	149	23	422	548 / 1.261 121/949/191	0/0/0	0	26/26/52	1.907
Misisipi	2	8	5	107/341 58/226/57	0/0/0	2	16/60/76	434
Misuri	2	20	115	992 / 2.039 9 / 1.846 / 184	0/0/0	1	23/48/71	2.248
Montana	1	1	1	66/189 3/86/100	0/0/0	0	14/25/39	231
Nebraska	3	10	88	138/297 7/223/67	0/0/0	1	24/6/30	429
Nevada	2	7	12	390 / 1.160 12/867/281	0/0/0	0	12/11/23	1.204
New Hampshire	2	4	0	141/291 5/215/71	0/0/0	0	14/8/22	319
New Jersey	4	28	6	657 / 1.677 17 / 1.238 / 422	0/0/0	0	6/7/13	1.728

El uso del gas natural vehicular en Argentina: regulación internacional comparada, infraestructura y proyecciones.

Nuevo Mexico	3	11	14	149/368 24/226/118	0/0/0	1	34/21/55	452
Nueva York	28	62	75	2.496 / 6.293 21 / 5.627 / 645	0/1/1	0	15/28/43	6,502
Carolina del Norte	108	38	96	936 / 2.278 28 / 1.930 / 320	0/0/0	2	19/60/79	2.601
Dakota del Norte	1	1	38	47/104 0/64/40	0/0/0	0	19/5/24	168
Ohio	12	54	193	804 / 1.839 24 / 1.485 / 330	0/1/1	3	27/48/75	2,177
Oklahoma	3	117	69	277/692 7/339/346	0/0/0	0	32/90/122	1.003
Oregón	37	15	4	842 / 2.085 66 / 1.640 / 379	0/0/0	2	33/19/52	2,195
Pensilvania	5	89	143	934 / 2.149 29 / 1.792 / 328	0/0/0	3	40/50/90	2,479
Rhode Island	3	3	0	216/551 79/441/31	0/0/0	0	3/2/5	562
Carolina del Sur	34	11	50	350/735 3/611/121	0/1/1	1	23/33/56	888

Dakota del Sur	0	0	80	48/134 0/79/55	0/0/0	0	16/7/23	237
Tennessee	9	21	89	627 / 1.426 35 / 1.202 / 189	0/0/0	4	22/43/65	1,614
Texas	25	112	241	2.060 / 4.846 81 / 4.057 / 708	0/0/0	dieciséis	172/256/428	5.668
Utah	1	48	2	750 / 1.590 2 / 1.418 / 170	0/0/0	0	22/21/43	1,684
Vermont	2	3	0	286/778 71/646/61	0/0/0	0	0/1/1	784
Virginia	10	23	60	911 / 2.534 127 / 1.868 / 539	0/0/0	0	36/48/84	2,711
Washington	35	25	dieciséis	1.525 / 3.739 156 / 2.991 / 592	0/1/1	1	51/31/82	3.899
Virginia del Oeste	0	3	37	93/258 9/189 / 60	0/0/0	0	8/5/13	311
Wisconsin	4	44	256	429/838 76/622/140	0/0/0	1	17/45/62	1.205
Wyoming	0	8	10	61/169 2/92/75	0/0/0	0	15/9/24	211
Total	705	1,549	3.949	43.319 / 109.419 2.517 / 90.122 / 16.724	46/18/64	103	1.180 / 1.795 / 2.975	118,764

Fuente: U.S Department of Energy, *Alternative Fuels Data Center*

Tabla 18 - Factor de conversión entre combustibles

Illustration of Conversion Factors for Fuels

Fuel	Lower Heating Value
Gasoline (E0)	115,400 BTU/gal
Gasoline (E10) ^a	114,300 BTU/gal
Diesel	128,700 BTU/gal
Biodiesel (B100)	117,100 BTU/gal
Compressed Natural Gas (CNG) ^{b,c}	114,300 BTU/GGE
Ethanol (E100)	75,700 BTU/gal
Propane	83,500 BTU/gal

Conversion factors used to establish prices in dollars per gasoline gallon equivalent (\$/GGE) and dollars per diesel gallon equivalent (\$/DGE) were developed using the lower heating values from the Transportation Energy Data Book Edition 37, Table B.4,^a and are listed to the left.

In the case of CNG, prices are provided to us in GGE, so no conversion is necessary. The representative heating value of CNG is provided in Table 14 as a reference.

Conversion to GGE

The conversion factor used to convert the price of an alternative fuel from \$/gallon to \$/GGE is determined as follows:

$$\text{Conversion factor} = \frac{\text{BTU/gal of gasoline (E10)}}{\text{BTU/gal of alternative fuel}}$$

To calculate the price of an alternative fuel in \$/GGE, multiply the price per gallon of the alternative fuel by the relevant conversion factor from Table 15. For example, if the price of B20 is \$3.00/gal, the \$/GGE is (\$3.00/gal) x .90 = \$2.70/gal.

Conversion to DGE

The conversion factor used to convert the price of an alternative fuel from \$/gallon to \$/DGE is determined as follows:

$$\text{Conversion factor} = \frac{\text{BTU/gal of diesel}}{\text{BTU/gal of alternative fuel}}$$

For example, the conversion factor used to convert a B100 price from \$/gal to \$/DGE is determined as follows:

$$\frac{128,700 \text{ BTU/gal of diesel}}{117,100 \text{ BTU/gal of B100}} = 1.099, \text{ rounded to } 1.10$$

To calculate the price of an alternative fuel in \$/DGE, multiply the price per gallon of the alternative fuel by the relevant conversion factor from Table 16. For example, if the price of B100 is given as \$3.00/gal, the \$/DGE is (\$3.00/gal) x 1.10 = \$3.30/DGE.

Fuel	Conversion Factor
Biodiesel (B20)	0.90
Biodiesel (B100)	0.98
CNG	1.00
Ethanol (E85) ¹¹	1.30
LNG	0.89
Propane	1.37

Fuel	Conversion Factor
Biodiesel (B20)	1.02
Biodiesel (B100)	1.10
CNG	1.13
Ethanol (E85) ¹²	1.47
LNG ¹³	1.00
Propane	1.54

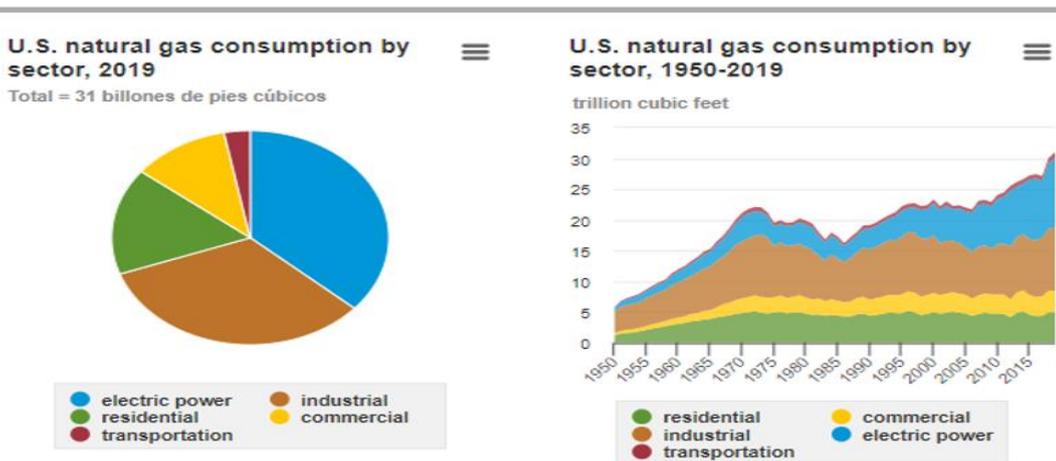
Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

5.4.4. Producción de gas natural en Estados Unidos

Entre el 80% y el 90% del gas natural que se utiliza en Estados Unidos se produce en el país.

Figura 35 - Consumo de Gas Natural en USA

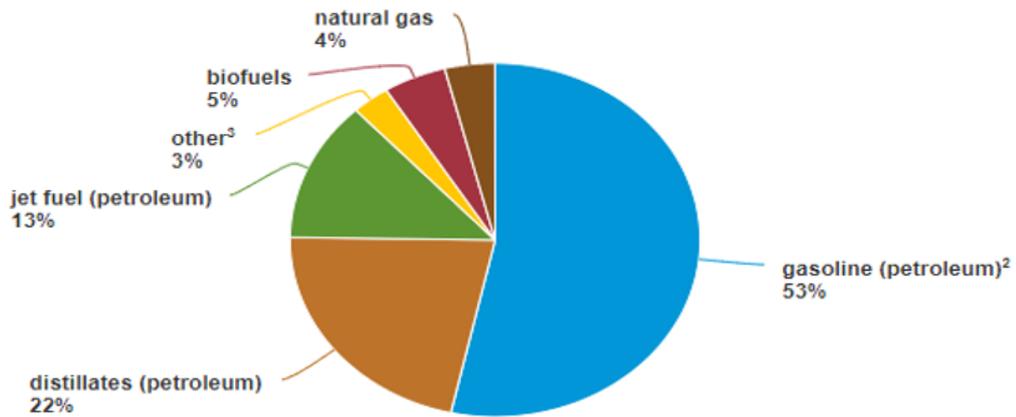
Cómo se usa el gas natural en los Estados Unidos



Fuente: U.S Energy Information Administration. Monthly Energy Review, June 2020, preliminary data for 2019

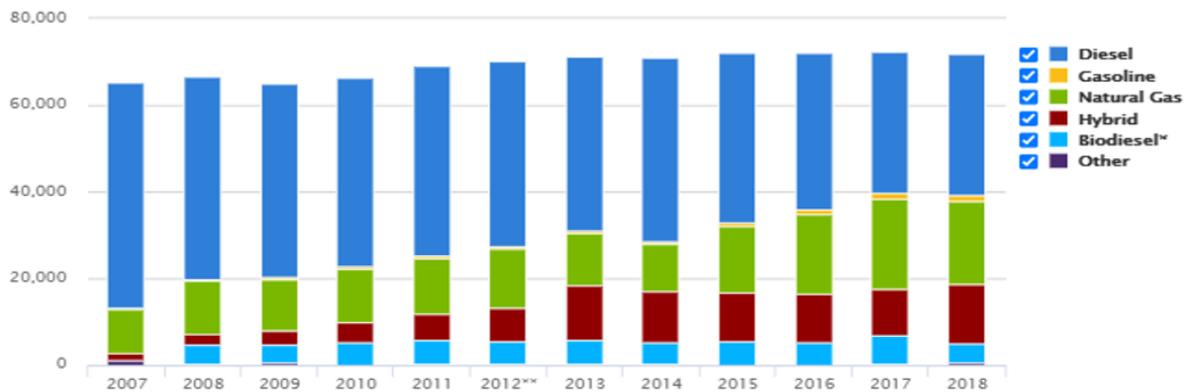
Figura 36 - Fuentes de energía y combustibles para el transporte de EE.UU., 2019

Fuentes de energía / combustibles para el transporte de EE. UU., 2019



Fuente: U.S Energy Information Administration. Monthly Energy Review. May 2020, preliminary data. En 2019, el sector del transporte representó alrededor del 3 a 4% del consumo total de gas natural de USA.

Gráfico 9 - Buses por tipo de Combustible



Fuente: American Public Transportation Association

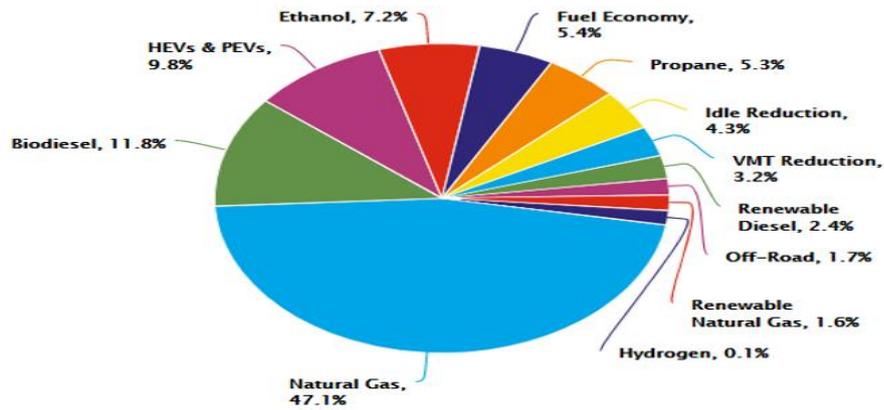
En todos los años mostrados, los autobuses a diesel representan la mayor parte del total, con los autobuses a gas natural en un segundo lugar (U.S Department of Energy, *Alternative Fuels Data Center*).

5.4.5. Impacto del uso del GNV

El gas natural alimenta a más de 175.000 vehículos en los Estados Unidos. Las ventajas del gas natural como combustible para el transporte en el país incluyen su disponibilidad doméstica, una amplia infraestructura de distribución y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los combustibles convencionales de gasolina y diesel.

Uso de energía alternativa equivalente a galones de gasolina por tipo de tecnología

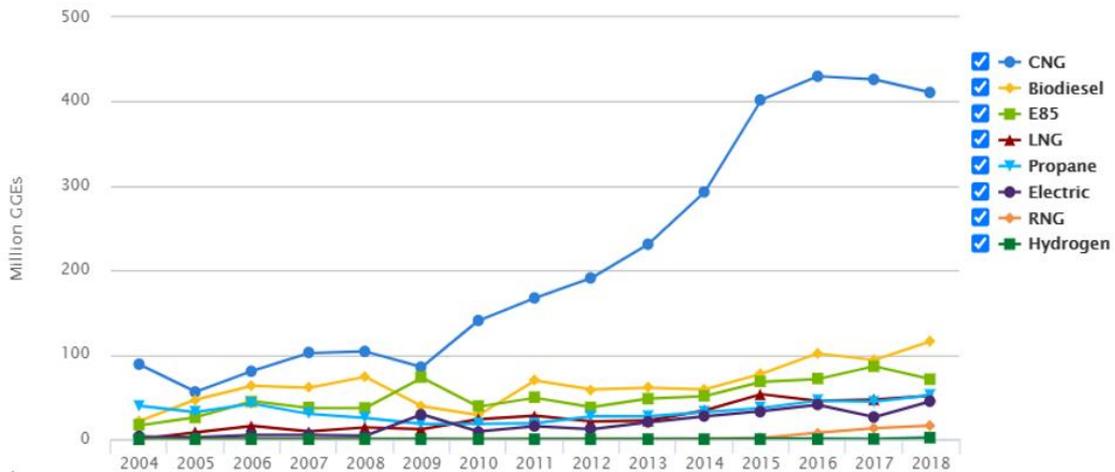
Figura 37 - Impacto del uso de energía por tipo de tecnología



21

Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative

Gráfico 10 - Impacto del uso de energía en ciudades limpias por tipo vehículo de combustible alternativo



22

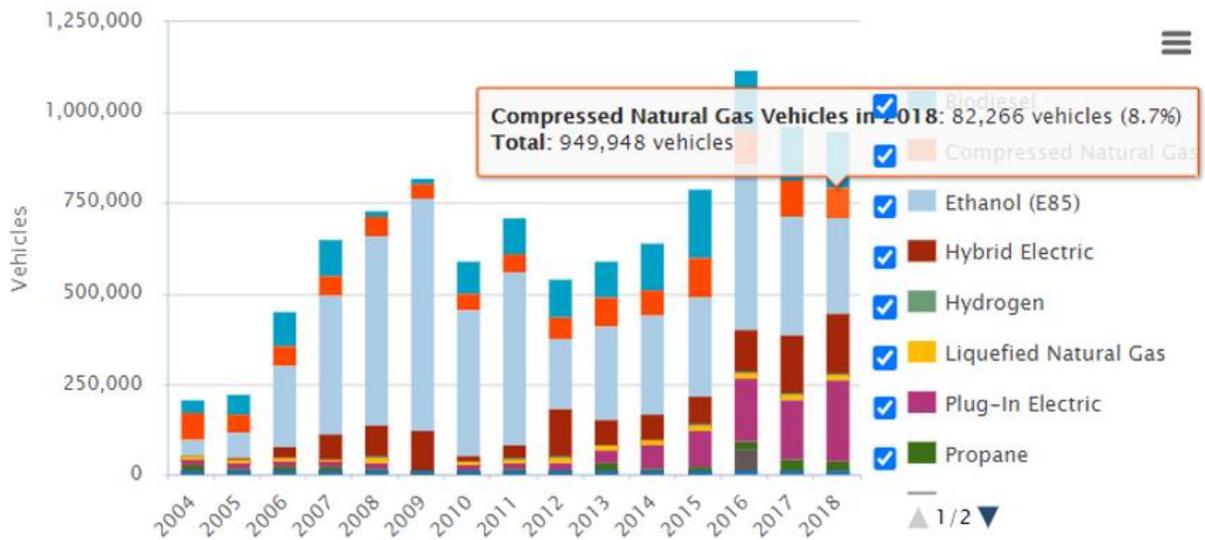
Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

El uso de GNC como energía alternativa es el combustible que contempla más GGE (equivalente de galones de gasolina).

²¹ Solo en 2018, los proyectos de la coalición dieron como resultado un impacto acumulativo en el uso de energía equivalente a 841 millones de equivalentes de galones de gasolina mediante el uso de vehículos de combustible alternativo.

²² El impacto del uso de energía es una métrica que mide la cantidad de combustible convencional que se cambió a fuentes limpias, domésticas y económicas, como combustibles alternativos, o que se ahorró mediante mejoras de eficiencia. Medido en equivalentes de galones de gasolina (GGE), que representa una cantidad de combustible con la misma cantidad de energía contenida en un galón de gasolina.

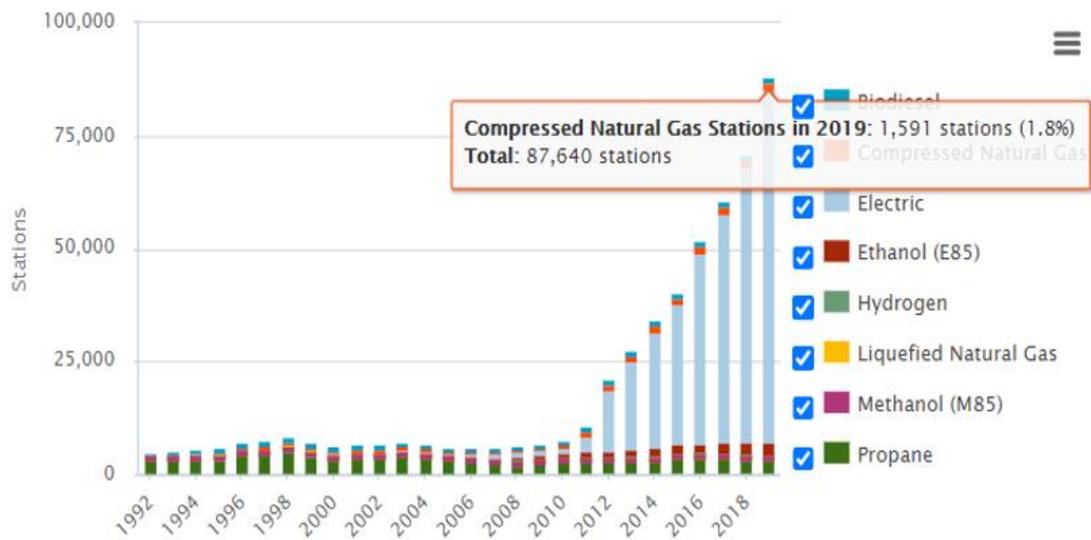
Gráfico 11: Inventario de vehículos de combustible alternativo de ciudades limpias



Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

Gráfico 12 – Inventario de estaciones de combustible alternativo de EE.UU

Inventario de estaciones de combustible alternativo de EE. UU.



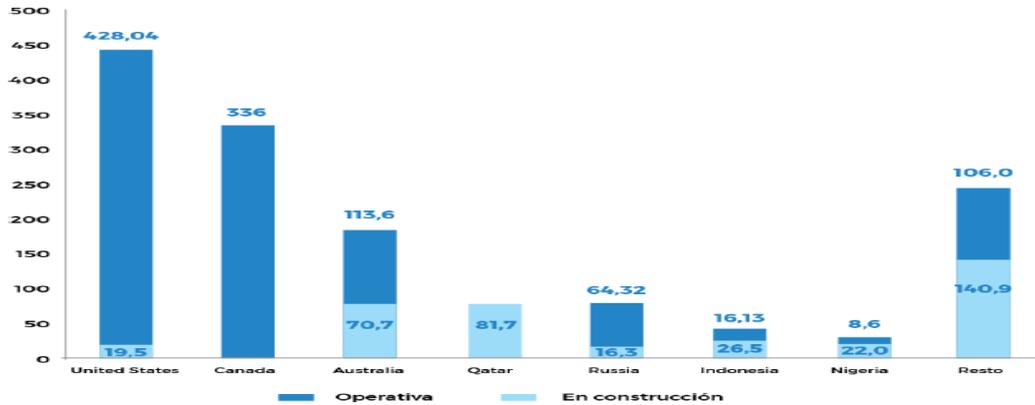
Fuente: U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative Fuel Price Report.

²³ Los conductores de pueden encontrar miles de estaciones de servicio en todo el país que proporcionan gas natural, electricidad, etanol y otros combustibles alternativos.

5.4.6. Capacidad de licuefacción, regasificación y exportación

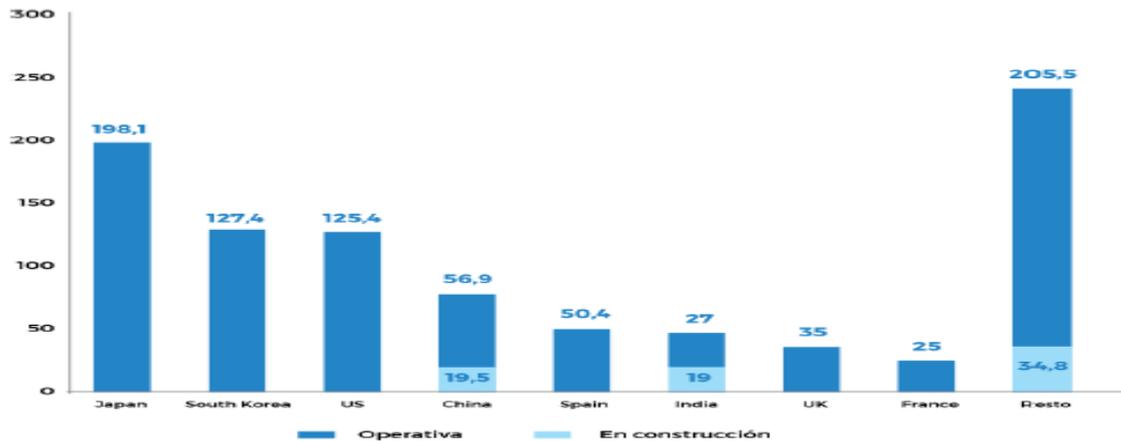
Se ha construido nueva infraestructura de exportación, la cual se ha puesto en operación a lo largo de las costas del Golfo de Texas y de Luisiana. Estados Unidos cuenta con 110 plantas de GNL, lo cual permite pensar en numerosos mercados y espacios para el despliegue geoestratégico (El Gas Natural Licuado en el Reposicionamiento Hegemónico de EUA, 2019).

Gráfico 13 – Capacidad de licuefacción y potencial en Millones de toneladas por año (MTPA)²⁴



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, en base a International Gas Unión (IGU).

Gráfico 14 – Capacidad de regasificación y potencial, en MTPA



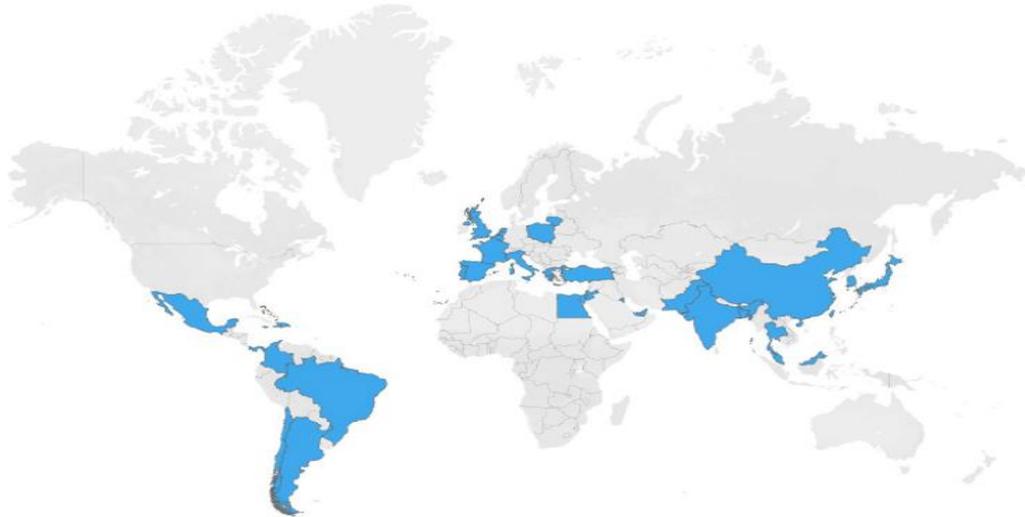
Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, en base a International Gas Unión (IGU)

Es pertinente notar que el mayor crecimiento en la capacidad de regasificación está sucediendo en países que ya son importadores de GNL en el 2018, principalmente Japón, China e India. Esto indica que la demanda en mercados ya existentes está creciendo mucho más rápido que la demanda de nuevos mercados (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019).

²⁴ MTPA (millones de toneladas por año) es una unidad de medida típica en los mercados de gas natural licuado para la capacidad de producción y de la instalación.

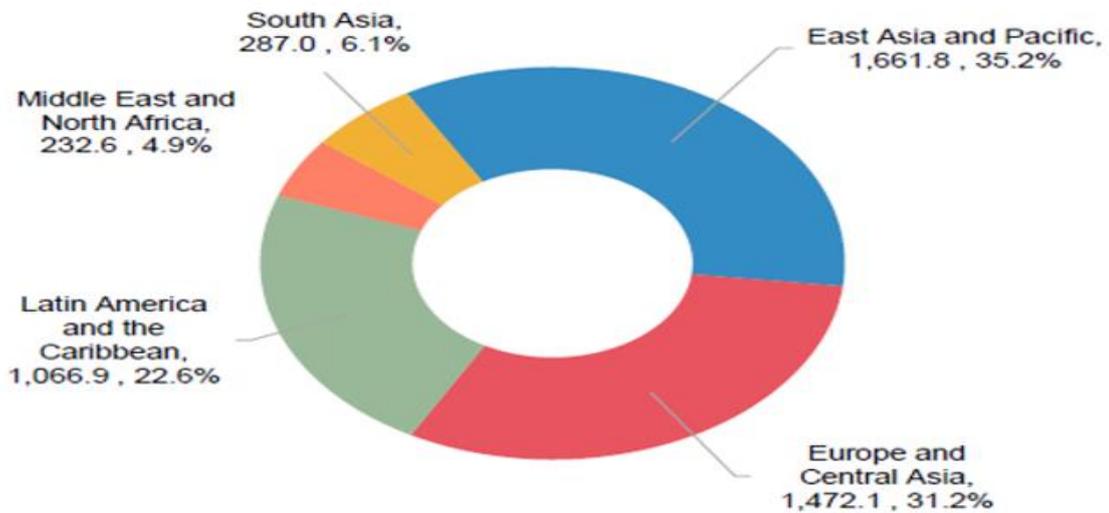
Los cinco principales países de destino, que representan el 47,7% de las exportaciones totales de GNL de EE. UU en abril de 2020 son: Corea del Sur (24.3 Bcf²⁵), China (21.1 Bcf), España (20.0 Bcf), Japón (18.4 Bcf) e India (16.7 Bcf).

Gráfico 15 - El mapa muestra los países de destino de las exportaciones de GNL producido por USA (febrero de 2016 a abril de 2020)



Fuente: U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy, LNG Monthly June 2020.

Figura 38 - GNL producido en USA exportado por región (Acumulativo desde febrero de 2016 hasta abril de 2020)



Fuente: U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy, LNG Monthly June 2020.

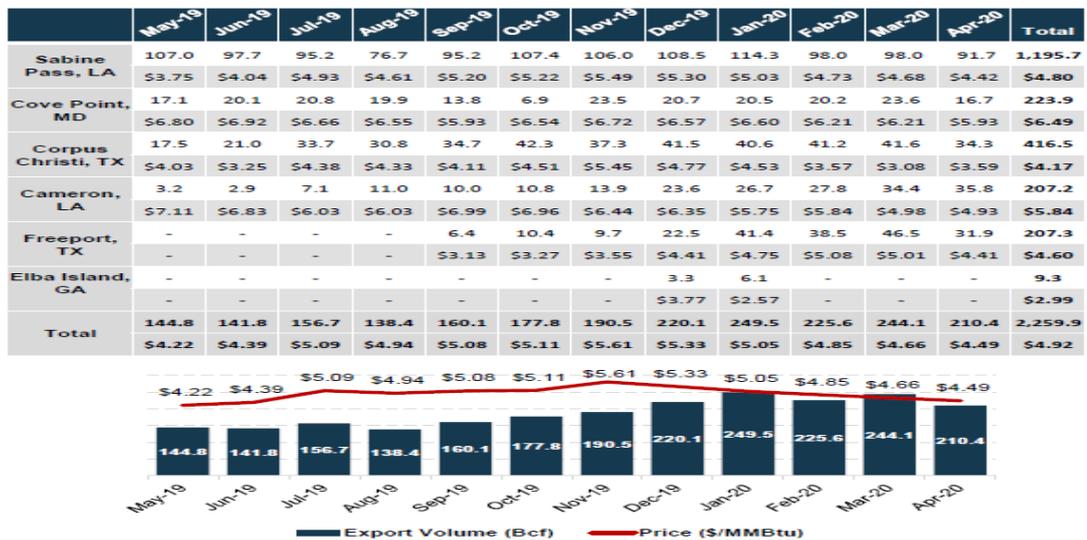
²⁵ Bcf: miles de millones de pies cúbicos, unidad de medida para grandes volúmenes de gas natural.

Figura 39 - Exportaciones de GNL producidos en USA, entregados a otros países (acumulado desde febrero de 2016 hasta abril de 2020)

Country of Destination	Region	Number of Cargos	Volume (Bcf of Natural Gas)	Total U.S. LNG Exports (%)
1. South Korea*	East Asia and Pacific	221	766.7	16.2%
2. Mexico*	Latin America and the Caribbean	150	510.4	10.8%
3. Japan*	East Asia and Pacific	140	484.3	10.3%
4. Spain*	Europe and Central Asia	93	298.9	6.3%
5. China	East Asia and Pacific	75	256.8	5.4%
6. United Kingdom	Europe and Central Asia	77	254.9	5.4%
7. India*	South Asia	66	226.8	4.8%
8. Chile*	Latin America and the Caribbean	70	220.8	4.7%
9. France*	Europe and Central Asia	61	203.0	4.3%
10. Turkey*	Europe and Central Asia	50	164.9	3.5%
11. Brazil*	Latin America and the Caribbean	54	142.9	3.0%
12. Netherlands*	Europe and Central Asia	43	141.4	3.0%
13. Italy	Europe and Central Asia	41	131.8	2.8%
14. Jordan*	Middle East and North Africa	34	117.3	2.5%
15. Portugal*	Europe and Central Asia	33	106.0	2.2%
16. Argentina*	Latin America and the Caribbean	39	99.8	2.1%
17. Taiwan*	East Asia and Pacific	24	76.6	1.6%
18. Poland	Europe and Central Asia	18	61.8	1.3%
19. Pakistan	South Asia	16	53.1	1.1%
20. Kuwait	Middle East and North Africa	15	50.9	1.1%
21. Belgium	Europe and Central Asia	14	47.6	1.0%
22. Singapore*	East Asia and Pacific	14	45.7	1.0%
23. Greece	Europe and Central Asia	15	41.8	0.9%
24. United Arab Emirates	Middle East and North Africa	12	41.0	0.9%
25. Dominican Republic*	Latin America and the Caribbean	14	32.5	0.7%
26. Thailand	East Asia and Pacific	8	28.0	0.6%
27. Jamaica*	Latin America and the Caribbean	11	24.7	0.5%
28. Panama*	Latin America and the Caribbean	9	21.3	0.5%
29. Egypt	Middle East and North Africa	5	16.9	0.4%
30. Lithuania	Europe and Central Asia	4	13.2	0.3%
31. Colombia*	Latin America and the Caribbean	9	13.1	0.3%
32. Bangladesh	South Asia	2	7.1	0.1%
33. Malta*	Europe and Central Asia	6	6.9	0.1%
34. Israel	Middle East and North Africa	2	6.5	0.1%
35. Malaysia	East Asia and Pacific	1	3.7	0.1%
Total Exports by Vessel		1,448	4,718.2	
36. Barbados	Latin America and the Caribbean	203	0.8	0.0%
37. Bahamas	Latin America and the Caribbean	212	0.4	0.0%
38. Haiti	Latin America and the Caribbean	24	0.1	0.0%
Jamaica	Latin America and the Caribbean	1	0.0	0.0%
Total Exports by ISO		440	1.2	
Total Exports by Vessel		1,888	4,720.4	

Fuente: U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy, LNG Monthly June 2020.

Figura 40 - Suministro de GNL producido en USA, volumen (Bcf) y precio promedio ponderado (\$/MMBtu) por terminal de exportación por mes.



Fuente: U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy, LNG Monthly June 2020.

El gas natural no solo estaba disponible, sino que también era barato. El precio del gas en Henan era de 0,30 RMB/m³ (renminbi o yuan)²⁶, y en 1987 alrededor de 0,98 USD/MMBtu. Sin embargo, hubo desafíos al usar gas directamente, la densidad de energía volumétrica extremadamente baja restringió el kilometraje en un solo llenado; aproximadamente un 30% de pérdida de eficiencia con motores de combustible a nafta; sin mencionar los problemas de seguridad, y que su uso no estaba de moda en esa época (China – The ‘Move’ to LNG, Shell, 2019).

Luego, se comenzó a explorar una forma más condensada de gas como combustible de transporte, lo que actualmente se conoce como GNC y GNL. Los primeros vehículos a GNC comenzaron a operar en Beijing en 1999, y a finales de 2001 la capital china se convirtió en líder mundial en el número de autobuses que funcionan con gas natural (Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России; Mercado de GNC: experiencia mundial desarrollo y lecciones para Rusia, traducido al español).

Por otro lado, si bien la investigación técnica sobre vehículos de GNL en China se remonta al año 1961, no fue hasta el año 2008 cuando se recomendó y aceptó la utilización de GNL en el sector del transporte, con en el Programa Nacional de Investigación y Desarrollo de Alta Tecnología de China (Programa 863, 2008-2010) en el XI Plan Quinquenal, por la cual, los vehículos de GNL pudieron comercializarse completamente y luego entraron en la primera fase de desarrollo rápido. Los principales productores y proveedores de gas (las Compañías Petroleras Nacionales Chinas - NOC) desempeñaron un papel importante para reunir a los participantes de la industria e impulsar este proyecto (China – The ‘Move’ to LNG, Shell, 2019).

En 2013 China tenía una flota nacional de 18.000 autobuses y 45.000 camiones de GNL, alimentada por aproximadamente 1.000 estaciones de GNL.

Las ventas de camiones pesados de GNL aumentaron a casi 39.000 unidades en los primeros siete meses de 2017. Eso fue estimulado en parte por la prohibición en el año 2017 del uso de camiones diesel para transportar carbón en los puertos del norte en provincias como Hebei y Shandong, y en la ciudad de Tianjin.

El fuerte crecimiento de la producción de camiones de gas es parte de la continua batalla de China contra la contaminación del aire, al alentar el uso de vehículos que funcionan con energía limpia y reforzar el control sobre las emisiones contaminantes de los nuevos vehículos (Flavio Mariani, 2018).

En 2018 el parque vehicular a gas ha alcanzado los 6,1 millones de vehículos que funcionan con metano (4% de la flota total de vehículos) y 8 mil Estaciones de servicio de gas. La República Popular de China ocupa el primer lugar en el mundo en vehículos de gas natural vehicular (Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России).

²⁶ El renminbi es la moneda de curso legal de la República Popular China y es emitida por el Banco Popular de China. El yuan es la unidad básica del renminbi, nombre por el que también se conoce a la moneda.

Gráfico 16 - Dinámica del número de vehículos que funcionan con gas natural y gasolineras en China



Fuente: NGV Global.

Al final del 13° plan quinquenal en el año 2020, se estima que el número de vehículos de gas natural pueda llegar a ser de 10,5 millones de unidades, y 12 mil estaciones de servicio²⁷.

6.2. Regulaciones y normas chinas

El Centro de Tecnología e Investigación Automotriz de China (CATARC) ha elaborado un conjunto completo de normas de GNV, incluidos vehículos de GNC y GNL, estaciones de servicio, sistema de gas, entre otros.

- Las siguientes normas son aplicables a las Estaciones de GNL:

- NB/T 1001/2011 Norma técnica para estaciones de servicio de GNL: Abarca el alcance, referencias normativas, terminología, clasificación de estaciones de servicio y selección de sitios, diseño de estaciones, instalaciones de proceso, instalaciones de extinción de incendios, suministro de agua y drenaje, electricidad, edificios, calefacción y ventilación, ecologización, construcción y aceptación (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, Stations 2013).
- GB/T²⁸ 20368/2012 Producción, almacenamiento y manipulación de gas natural licuado: Esta Norma especifica los requisitos relevantes de protección y seguridad contra incendios para el emplazamiento, diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de la planta de GNL. Es aplicable a las instalaciones para almacenar, vaporizar, transferir y manipular GNL, la capacitación de todo el personal involucrado con GNL y el diseño, ubicación, construcción, mantenimiento y operación de todas las instalaciones de GNL.

²⁷ 13° Plan Quinquenal para el desarrollo del gas natural en China.

²⁸ Los estándares Guobiao o estándares GB son los estándares nacionales chinos emitidos por la Administración de Normalización de China (SAC), el Comité Nacional Chino de ISO e IEC. Los estándares obligatorios tienen el prefijo "GB". Los estándares recomendados tienen el prefijo "GB / T".

- Normas aplicables a Vehículos de gas natural:

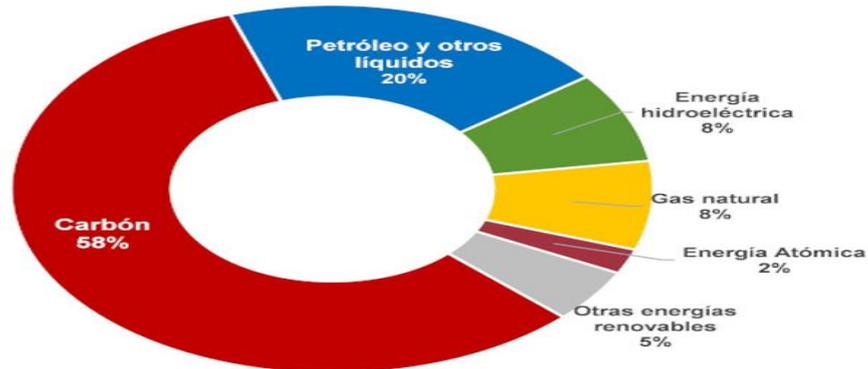
- GB/T 17676/1999 Marcas de identificación: Esta norma especifica la identificación de vehículos de gas natural comprimido, vehículos de gas natural licuado, y carros de adsorción de gas licuado de petróleo.
- GB 17691-2005: Límites de emisión y métodos de medición para gases de escape contaminantes de la ignición por compresión de vehículos, alimentados con gas.
- GB/T 23335/2009: Aprobación de ingeniería de vehículos de gas natural, así como los requisitos, contenido, métodos e informes de elementos de prueba.
- GB/T 26780/2011: Requisitos de seguridad del sistema de combustible para vehículos de gas natural comprimido en colisión (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, Stations 2013).

6.3. Emissiones de dióxido de carbono de la industria

El consumo de energía en china durante el año 2019, podemos apreciarlo en el siguiente gráfico:

Figura 42 - China 2019, consumo Total de Energía primaria por tipo

China 2019. Consumo Total de Energía primaria por tipo

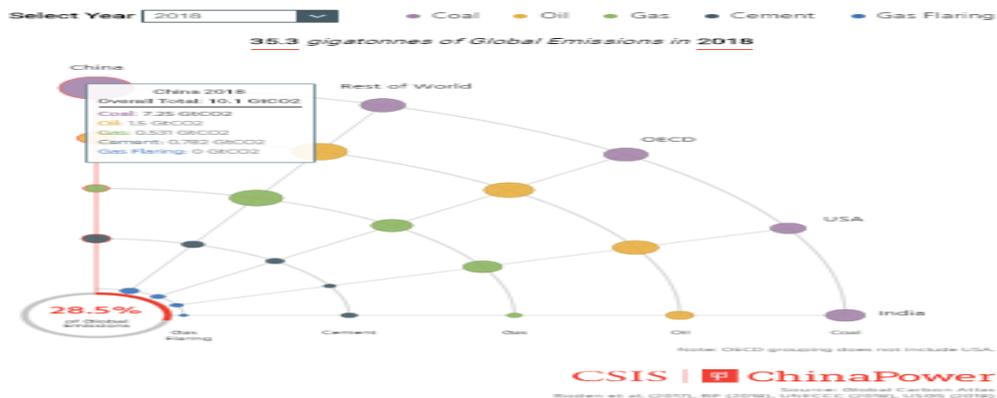


Fuente: EIA

El crecimiento económico de China ha sido impulsado principalmente por el carbón, que constituyó un promedio del 70% del consumo de energía del país entre 1985 y 2016. La combustión del carbón tiene un alto costo ambiental, ya que produce hasta el doble de la cantidad de CO₂ que otros combustibles fósiles. China ha tenido la mayor huella de carbono del mundo desde 2004 (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

Si bien el aumento del uso del carbón en todo el país se ha desacelerado desde 2008, China aun así, ha consumido más carbón que Estados Unidos e India juntos en 2018, según se ve reflejado en la siguiente imagen:

Figura 43 - Principales emisores de dióxido de carbono

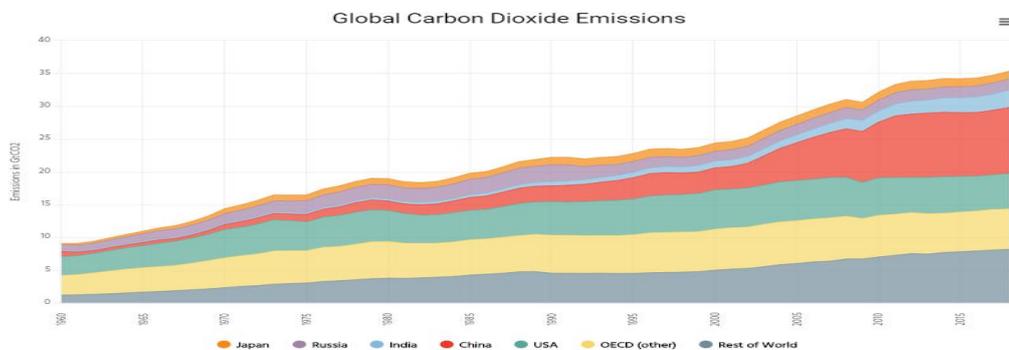


Fuente: (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

El total de CO2 emitido por China en 2018 fue de 10.1 GtCO2 (las emisiones se expresan en gigatoneladas de CO2, un gigatone es igual a mil millones de toneladas), de los cuales el gas está en el tercer puesto de emisiones, después del carbón y el oil que están en primer y segundo lugar respectivamente. En 2018 el carbón representaba el 59% del uso total de energía del país. El sector industrial es el principal consumidor de carbón de China (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

En comparación con el carbón, el gas natural emite entre un 50 a 60% menos de carbono durante el proceso de combustión.

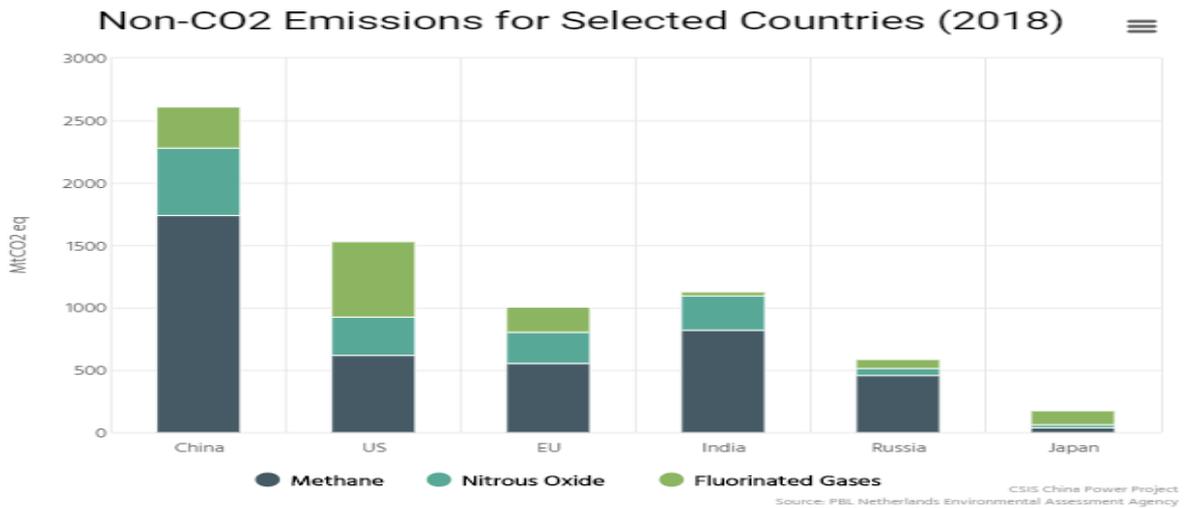
Figura 44 - Emisiones globales de dióxido de carbono



Fuente: (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

Como todos los países, las emisiones de gases de efecto invernadero de China no se limitan al dióxido de carbono. El metano (CH4), el óxido nítrico (N2O) y los gases fluorados en su conjunto representan el 17.5% de las emisiones totales del país en 2018.

Figura 45 - Emisiones no co2 para países seleccionados 2018

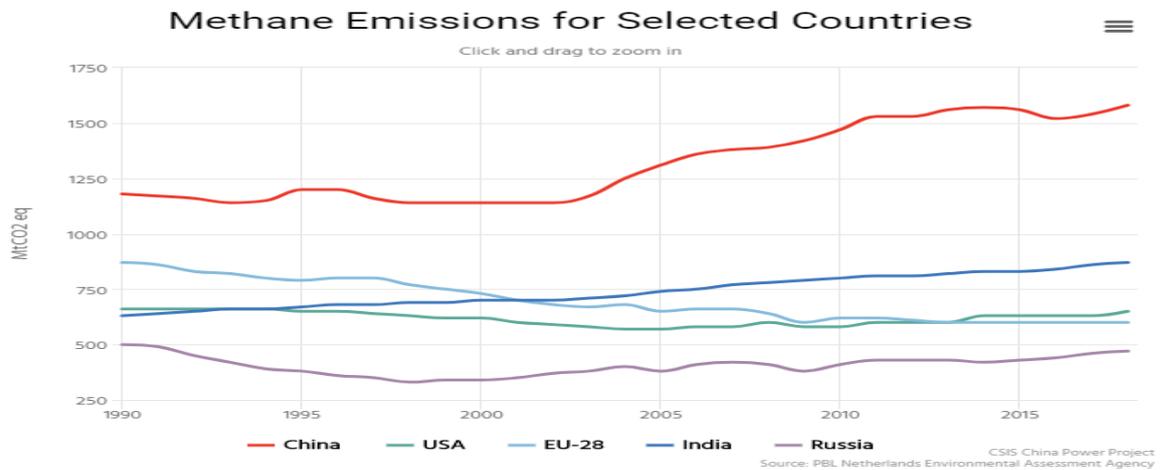


Fuente: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

El metano es capaz de atrapar 25 veces más calor en la atmósfera que el dióxido de carbono. Una libra de óxido nitroso tiene 300 veces el efecto de calentamiento de una libra de dióxido de carbono. En 2018, el 30% de las emisiones de metano de China provino de sus sectores de energía, como la minería del carbón y el transporte de gases. El restante 38% de actividades agrícolas.

Según la PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL NEAA), China emitió el 16,2% de las emisiones globales de metano (1,6 mil millones de toneladas) y del 14,5% de las emisiones de N2O (410 millones de toneladas) en 2018 (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

Figura 46 - Emisiones de metano para países seleccionados



Fuente: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

6.3.1. Objetivos Climáticos de China

Figura 47 – Promesas y objetivos de China.

Promesas y objetivos de China

Acuerdo	Objetivos	Fecha objetivo
Acuerdo de Copenhague	Reducción de la intensidad de carbono del 40% al 45% por debajo de los niveles de 2005	2020
	Aumentar la participación del combustible no fósil en el suministro de energía al 15%	
Acuerdo de París	Pico de emisiones de CO ₂	2030
	Reducción de la intensidad de carbono del 60% al 65% por debajo de los niveles de 2005	
	Aumentar la participación del combustible no fósil en el suministro de energía al 20%	

Fuente: The Climate Action Tracker

Fuente: The Climate Action Tracker

El gobierno chino anunció en marzo de 2018 que había alcanzado sus objetivos de reducción de emisiones de Copenhague para 2020. Según Beijing, este logro se debió en gran medida al éxito del sistema de comercio de emisiones de carbono que se formalizó en 2011²⁹. Aun así, el sistema de comercio de carbono de China continúa actualizándose periódicamente para cumplir con sus metas ambientales (China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022).

6.3.2. Huella de Carbono de China por la utilización de gas

Aproximadamente el 20–50% de las emisiones del ciclo de vida del gas natural son emisiones (upstream) desde el pozo hasta la puerta de la ciudad, incluida la extracción, el procesamiento y la transmisión por gasoducto y procesos adicionales de licuefacción, envío, almacenamiento y regasificación de GNL. El resto de emisiones son principalmente emisiones de combustión, que son relativamente constantes alrededor de (50–60 g de CO₂ eq MJ⁻¹)³⁰ (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

Teniendo en cuenta esto, los suministros se clasifican en cuatro tipos: gas convencional doméstico, gas no convencional doméstico, gasoducto internacional y GNL en el extranjero.

²⁹ Sistema de comercio de emisiones de carbono iniciado en 2011 por las autoridades en siete ciudades y provincias, como Pekín y Shanghái. Bajo el esquema implementado, las empresas que producen más de su cuota permitida de emisiones podrán comprar otras cuotas no utilizadas en el mercado de aquellas firmas que contaminen menos.

Según aseguran medios periodísticos, a finales de 2017 se habían completado transacciones por un total de 200 millones de toneladas de cuotas de emisiones de carbono a través de esta plataforma, con una facturación total de 4.700 millones de yuanes (748 millones de dólares). Fuente: <https://www.20minutos.es/noticia/3300193/0/china-2020-reduccion-emision-carbono-co2-contaminacion-acuerdo-de-paris/?autoref=true>

³⁰ Intensidad de emisión: gramos (g) de dióxido de carbono liberado por megajulio (MJ) de energía producido

6.3.2.1 Emisiones de Gas convencional doméstico

Tiene la menor intensidad de GEI promedio ponderada por energía de suministro de 15.5 g de CO₂ eq MJ⁻¹ pero la mayor heterogeneidad dentro de la categoría (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

6.3.2.2 Emisiones de Gas no convencional doméstico

En comparación con el gas convencional, las emisiones adicionales surgen del consumo de energía en la perforación horizontal y el fracking hidráulico para extraer gas de esquisto de formaciones rocosas con baja permeabilidad y emisiones fugitivas durante el período de retroceso más largo de la finalización del pozo y la reparación. Con todos los tipos de GEI (es decir CO₂, CH₄, N₂O) convertidos en GWP₁₀₀, las fugas de metano constituyen aproximadamente el 50-70% de las emisiones asociadas a la extracción de esquisto. Las emisiones de transmisión y procesamiento varían significativamente según las composiciones de gas crudo y las distancias de transmisión para cada campo (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

6.3.2.3 Emisiones de Gasoducto internacional

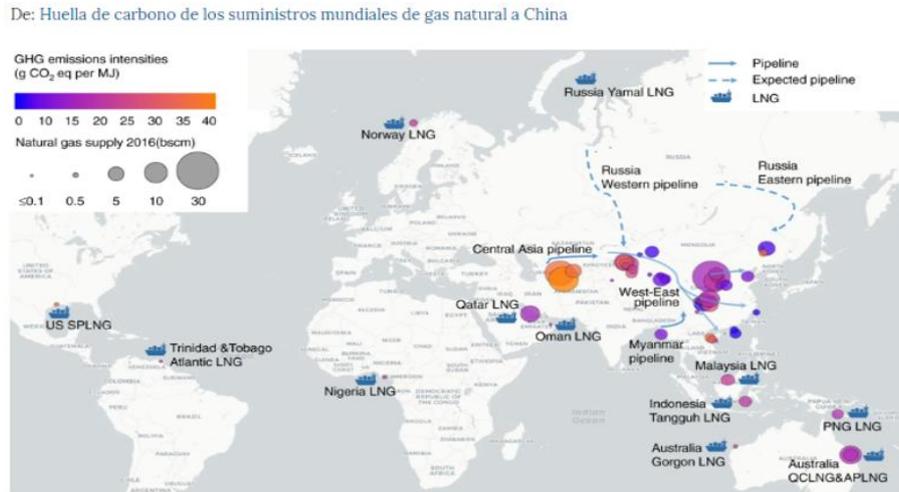
Las emisiones asociadas a la transmisión, aumentan las emisiones globales de gasoducto internacional debido a las distancias extremadamente largas. Las fugas de metano comprenden aproximadamente el 50% de las emisiones asociadas a la transmisión, y debido al mayor GWP₂₀ de metano que el GWP₁₀₀, se estima que el gas de tubería internacional tiene emisiones aún mayores asociadas a la transmisión si se calcula utilizando GWP₂₀ (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

6.3.2.4 Emisiones de Gas Natural Licuado

Las emisiones de GNL varían, y la temperatura ambiente es un factor clave que impulsa las diferencias. La emisión del envío de GNL está determinada por la distancia a China. El envío de GNL desde el Paso Sabine de EE.UU. a China (18,000 km de distancia) es uno de los viajes de GNL más largos del mundo, mientras que las cortas distancias de envío de GNL desde la región del Pacífico Asiático son muy favorables para reducir las emisiones (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

Curva de oferta de intensidad de GEI y mapa de oferta

Figura 48 – Ubicaciones de los suministros de gas natural de China y sus correspondientes intensidades de GEI de pozo a ciudad en 2016

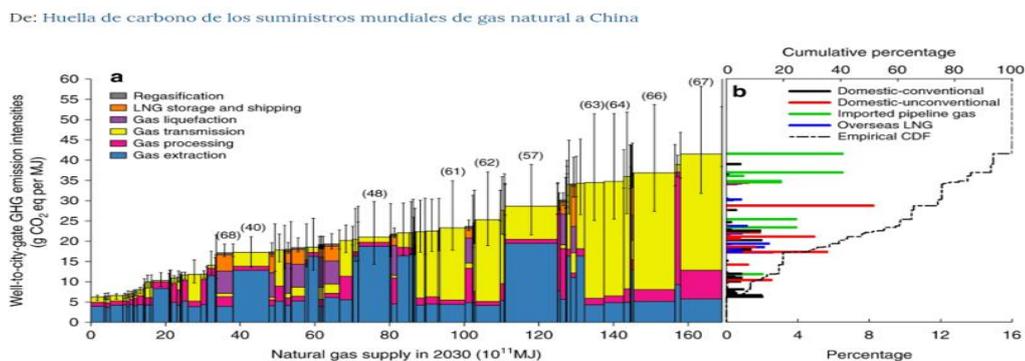


Fuente: Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020.

Los círculos en la figura muestran la ubicación de las fuentes de gas natural a China. Para el GNL en el extranjero, las ubicaciones que se muestran son de las terminales de GNL. El área del círculo representa el volumen de suministro de gas natural en 2016, y el color representa el nivel de intensidad de GEI. El suministro de gas natural con baja intensidad de GEI está coloreado en azul y el suministro de gas con alta intensidad de GEI está coloreado en naranja. Las intensidades de GEI en la figura se basan en GWP₁₀₀ (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

Suponiendo que el aumento del suministro de gas entre 2016–2030 reemplazaría al carbón para la generación de energía en China, con un nivel promedio de intensidad de GEI desde la puerta de entrada a la ciudad, los beneficios totales de reducción de emisiones de GEI son de 7.4 y 7.8 gigatonne de CO₂ eq en GWP₁₀₀ y GWP₂₀, respectivamente (Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020).

Figura 49 – Curva de suministro de intensidad de GEI de pozo a ciudad de gas natural para China en 2030.

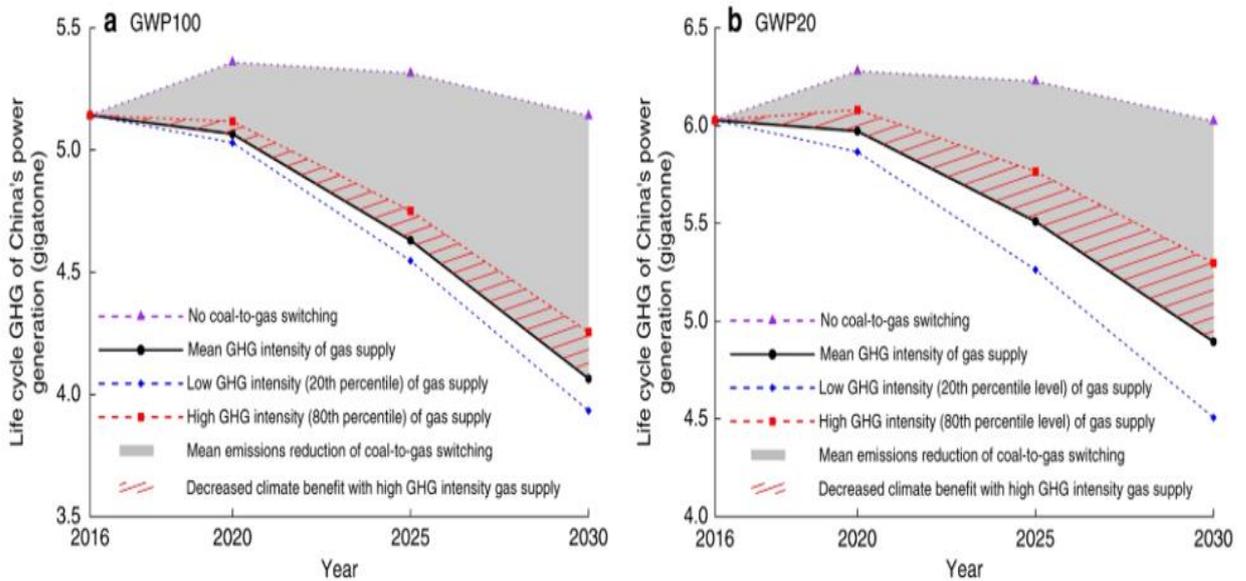


Fuente: Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020.

Cambio de carbón a gas en China hasta 2030 y su huella de carbono

Figura 50 – Estimación de beneficios de reducción de emisiones de GEI del cambio de carbón a gas de China hasta 2030

De: Huella de carbono de los suministros mundiales de gas natural a China



Fuente: Carbon footprint of global natural gas supplies to China, 2020.

6.4. Infraestructura de Gas

En comparación con otros países consumidores de gas, existen lagunas materiales en términos de cobertura y capacidad de la infraestructura de gas natural de China. A partir de 2018, las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas ascendieron a solo 11.7 bcm (miles de millones metros cúbicos), lo que representa menos del 5% del gas total consumido, y significativamente por debajo de la cifra del 20% para otras naciones de mayor consumo como los Estados Unidos y Rusia (LNG Terminals in China – Project Development, Third Party Access and Foreign Investment Issues, 2020).

Con el fin de abordar lo relacionado a infraestructura, el 13º Plan Quinquenal para el desarrollo de gas natural, planea objetivos para ampliar sustancialmente la infraestructura y la capacidad, por ejemplo, la duplicación de la red de gasoductos doméstica en 2020 y la ampliación de las instalaciones de almacenamiento de gas natural del país. Se construirán 40.000 kilómetros de red troncales de gas natural y tuberías de apoyo. El total anual alcanza los 104.000 kilómetros y la capacidad de transmisión de gas de la línea troncal supera los 400.000 millones de metros cúbicos por año. También se busca desarrollar aún más la cuenca de Sichuan, que contiene alrededor de una cuarta parte de las reservas chinas de gas convencionales y no convencionales (LNG Terminals in China – Project Development, Third Party Access and Foreign Investment Issues, 2020).

A su vez, el 13º Plan Quinquenal tiene como propósito que la producción de gas natural alcance los 6 Tcf (Trillones de pies cúbicos o sus siglas en inglés *Trillion Cubic Feet*, equivalente a un cuatrillón de BTU) para el gas convencional, 1,1 Tcf para el gas de esquisto y menos de 0,6 Tcf

para el metano de capas de carbón para 2020 (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

La producción de gas natural en alta mar de China de 2018 a 2019 aumentó un 10,5%, siendo de 335 Bcf (miles de millones de pies cúbicos), principalmente por el crecimiento en el Mar de China Meridional. CNOOC (China National Offshore Oil Corporation) el principal productor de alta mar de China, planea poner en marcha el segundo campo de gas natural de aguas profundas del país y el gran campo de gas natural y condensado recientemente explorado en la bahía de Bohai en el noreste de China para 2022 (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

6.5. Consumo de gas natural

El gobierno de China prevé aumentar la participación del gas natural como parte del consumo total de energía de un 8% en 2019 a un 14% para 2030, para aliviar los elevados niveles de contaminación que resultan del uso intensivo de carbón (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

China se ha convertido en el tercer mayor consumidor de gas natural del mundo detrás de Estados Unidos y Rusia. Aunque la mayor parte del consumo de gas natural proviene de los usuarios industriales, incluida la minería, y la extracción de petróleo y gas natural (que representa más del 40% en 2018), la participación del consumo de gas natural en la energía eléctrica y el sector de transporte han aumentado durante la última década (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

El gas natural es generalmente más caro que el carbón y continúa enfrentando restricciones de suministro debido a la insuficiencia de almacenamiento, terminales de importación y capacidad de tuberías. Se espera que la tasa de crecimiento de la demanda en los próximos años dependa de las políticas ambientales de China en el sector energético y de un mayor cambio de carbón a gas para los hogares y las industrias (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

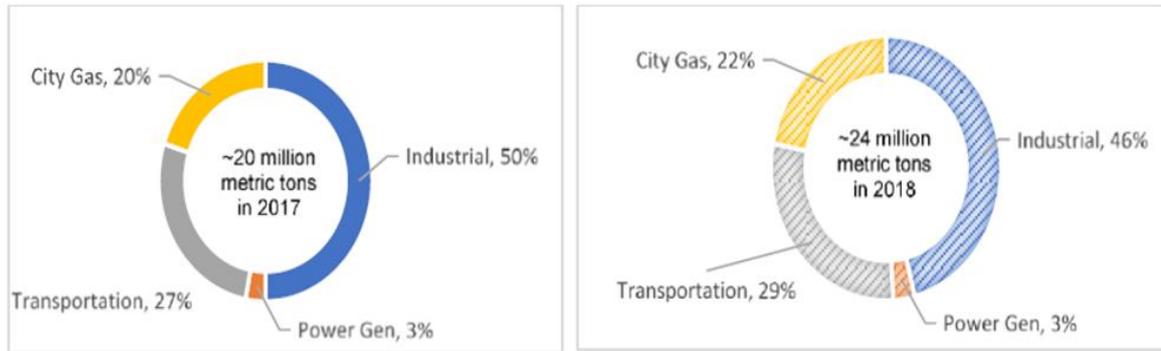
6.6. Vehículos a gas

En lo que respecta a vehículos de GNL, el impacto del incremento récord de ventas en 2017, fue impulsado principalmente por camiones de servicio pesado a GNL (HDT)³¹. A finales de 2018, había 343.933 vehículos a GNL en las carreteras de China, 236.265 fueron camiones HDT de GNL, abarcando dos tercios de la población total de vehículos de GNL. El tercio restante 107.668 son autobuses y autos a GNL (China – The ‘Move’ to LNG, Shell, 2019).

En el lado de la infraestructura de suministro, había 2.552 estaciones de servicio de GNL en todo el país al final de 2018.

³¹ HDT significa en inglés *Heavy Duty TruckVehicle*

Gráfico 17 - Consumo de GNL downstream de China por sector años 2017 y 2018



Fuente: Sublime China Information (SCI) (2018-2019).

6.7. Importaciones de gas

Para llenar la brecha cada vez mayor entre la producción y la demanda de gas natural nacional de China, la industria se ha basado en una cantidad cada vez mayor de importaciones por gasoductos y gas natural licuado. En 2019 China importó 4,6 Tcf por gasoducto, un 7% más que en 2018, y las importaciones de GNL aumentaron a 2,9 Tcf en 2019, un 13% más que en 2018 (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

A fines de 2019, China tenía 21 terminales de regasificación de GNL con una capacidad combinada de 3.5 Tcf, además China está construyendo rápidamente nuevas terminales a lo largo de toda su costa, con una capacidad de 1,9 Tcf que está programado para entrar en funcionamiento en 2023 (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

Las importaciones de GNL representan el 62% del total, y las importaciones por gasoductos, principalmente de Turkmenistán, representan el 38%. China ha diversificado sus proveedores de GNL durante los últimos años, y Australia es ahora el proveedor más grande, con un 46%. Las importaciones de GNL de Estados Unidos crecieron rápidamente en 2017 y 2018, alcanzando un promedio del 5% de las importaciones totales de GNL de China. Sin embargo, las importaciones estadounidenses se desaceleraron significativamente después de septiembre de 2018 cuando China impuso un arancel del 10% a los envíos de GNL de Estados Unidos como parte de la disputa comercial entre los dos países. Y en el año 2019 China elevó los aranceles de GNL a Estados Unidos al 25% (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

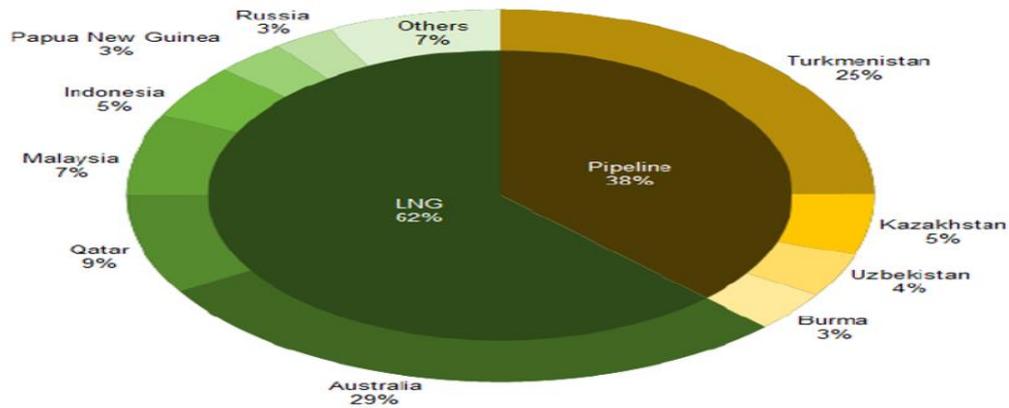
Los requisitos spot del país también están creciendo ya que la demanda aumenta rápidamente, lo que significa que los importadores chinos desempeñarán un papel cada vez más importante en lo referido a precios del mercado global de GNL.

Además de las importaciones de gasoductos de Asia Central, China comenzó a importar gas natural de Rusia a través del gasoducto Power of Siberia en diciembre de 2019. China y Rusia firmaron un acuerdo de gas natural en 2014 en el cual China importará un promedio de 1.3 Tcf por año de gas natural de los campos de Gazprom en Siberia Oriental durante un período de 30 años. Rusia espera aumentar los suministros durante los próximos años y enviar 530 millones de pies

cúbicos para 2022. Este nuevo suministro de gas natural de Rusia competirá con las importaciones de GNL en el norte de China y diversificará el suministro de gas natural en este país (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

Se estima que la demanda anual de gas en China será de casi el doble, pasando de 237 Bm³³² en 2017, a 450 Bm³ para 2030 (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019).

Gráfico 18 - Importaciones de gas natural de China por fuente, 2019



Fuente: Global Trade Tracker.

6.8. Reforma del mercado de gas de China

China ha estado experimentando una reforma de la liberalización del gas en los últimos años, y ha logrado un progreso significativo, incluida cierta desregulación de precios, acceso de terceros (*Third-party Access*, TPA sus siglas en inglés), y un enfoque continuo para desagregar la infraestructura. El objetivo central de la reforma del mercado del gas natural es aumentar la competencia entre los proveedores y consumidores de gas natural en el mercado, asegurando así que la asignación de recursos sea más eficiente. China también ha establecido centros piloto de intercambio de gas destinados a instituir un índice de precios de mercado (Gas Market Liberalisation Reform, China, 2019).

La creciente demanda de gas natural de China durante los últimos años ha abierto oportunidades para que las empresas de energía chinas independientes o que no pertenecen a la NOC operen en el sector del GNL. Desde finales de 2018 CNOOC ha firmado acuerdos de acceso de terceros de GNL con varias empresas independientes, y lanzó ofertas de acceso de terceros en la Bolsa de Petróleo y Gas de Shanghai a principios de 2019 (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

³² Bm³ hace referencia a, metros cúbicos a presión de funcionamiento (cubic metres at operating pressure, en sus siglas en inglés)

6.9. Incentivos al gas natural promovidos

Para promover el desarrollo interno del gas natural no convencional, China introdujo incentivos financieros para productores, al reducir el impuesto a los recursos sobre la producción de gas de esquisto del 6% al 4,2% a partir de abril de 2018 hasta marzo de 2021. Además, China extendió los subsidios a toda la producción no convencional hasta el año 2023 y, por primera vez, incluyó tight gas (gas natural de baja permeabilidad que se encuentra en las rocas del yacimiento) como una fuente de gas natural no convencional elegible para recibir subsidios. Las NOC de China aceleraron sus inversiones en desarrollos upstream de gas natural para responder al llamado del gobierno en 2018 para aliviar la escasez futura de gas natural y hacer que China sea más autosuficiente en recursos de gas natural (U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020).

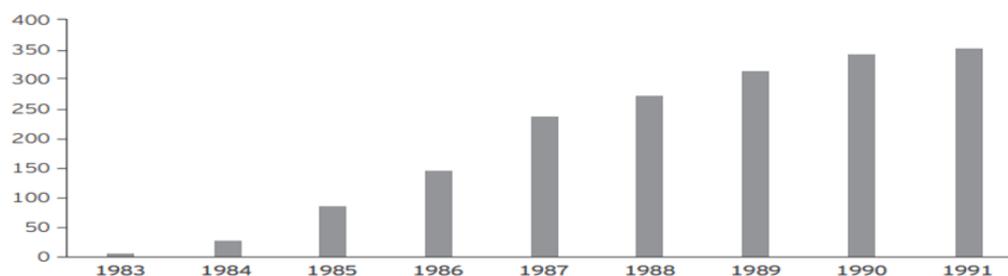
7. RUSIA

7.1. Inicios del GNV en Rusia

En una primera etapa, los intentos de aumentar el rol del GNV en el balance de combustible de Rusia se han realizado en repetidas ocasiones. En particular, en el contexto de rápida industrialización de la URSS durante el segundo plan quinquenal (1933-1937) y por la escasez de petróleo, es que el desarrollo del gas vehicular tuvo un especial valor. Sin embargo, en la década de los 60' después de abrir los depósitos de petróleo en Siberia occidental, el riesgo de escasez de combustible tradicional disminuyó significativamente (EY, Рынок КПП: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

Posteriormente en la década de 1980 se dieron discusiones sobre la necesidad de racionalizar el uso de hidrocarburos líquidos. Entre 1981-1985, se decidieron una serie de resoluciones del Consejo de Ministros sobre la conversión de consumidores de combustible a gas natural, entre ellas la resolución Del Consejo de Ministros de la URSS No. 1189/1983 "Sobre medidas para el uso del gas natural comprimido como combustible de motor". Como resultado, en el territorio de la URSS durante cinco años se construyeron más de 300 estaciones de gas para automóviles (EY, Рынок КПП: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

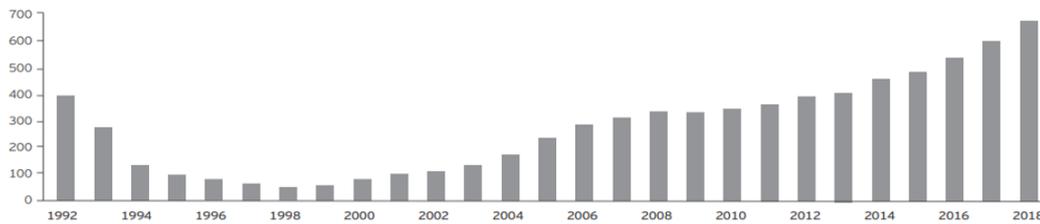
Gráfico 19 - Dinámica del número de estaciones de servicio de GNC durante los últimos años de la URSS



Fuente: Gazprom VNIIGAZ

Para el año 1990, el volumen de ventas de GNC en la Unión Soviética superó los 525 millones m³. En el año 2000 se suponía que en total se iban a construir alrededor de 1000 estaciones de servicio de GNC y aumentar el número de vehículos que funcionan con gas natural a un millón de unidades, sin embargo, en el contexto de importantes cambios económicos, políticos y sociales de los años 90, el uso del gas natural como combustible vehicular volvió a perder su relevancia. El volumen de ventas de GNC en Rusia en el año 1998 cayó hasta casi 60 millones de metros cúbicos (EY, Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

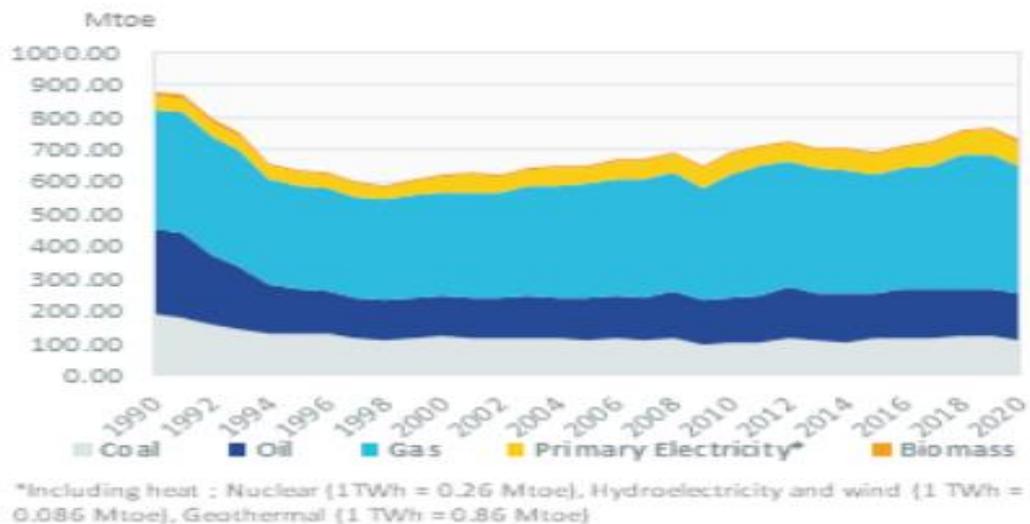
Gráfico 20 - Ventas de GNC en Rusia, millones de metros cúbicos



Fuentes: Gazprom VNIIGAZ, Gazprom Gazomotornoye Toplivo, Ministerio de Energía de la Federación de Rusia.

La segunda etapa de desarrollo del mercado de GNC comenzó a mediados de la década de 2000. En ese período, se desarrollaron varios programas, tanto federales como regionales, destinados a estimular el uso del gas natural y el petróleo en el transporte. En 2007 Gazprom adoptó una estrategia de desarrollo de red de llenado de gas, es por ello que, en el periodo 2007-2015 hubo un aumento en el número de estaciones de servicio de GNC que casi se duplicó debido a la construcción de 200 nuevas estaciones (en 2007 en Rusia había alrededor de 220 estaciones a gas, de las cuales Gazprom poseía alrededor de 190) (EY, Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

Gráfico 21: Tendencias de consumo por fuente de energía en Rusia (mtep)



Fuente: Enerdata, 2020.

7.2. Desarrollo del GNV en Rusia

Tomando en cuenta el trabajo realizado por Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018) *Energy Consumption of the Russian Road Transportation Sector: Prospects for Inter-Fuel Competition in Terms of Technological Innovation*. Establece que, la combinación de combustibles del país está dominada casi por completo por los productos derivados del petróleo. La diversificación de las fuentes de energía en el transporte puede influir positivamente en la seguridad energética y la estabilidad del mercado de combustibles domésticos; reduciendo la presión sobre la ecología, especialmente en las principales ciudades; al tiempo que aumenta el potencial de exportación de petróleo y productos derivados del petróleo de Rusia.

El análisis realizado por los autores, ha mostrado que el gas natural y, en menor medida, la electricidad tienen las mejores perspectivas como sustitutos de los productos derivados del petróleo a largo plazo. Su participación acumulada en el consumo total de energía del sector del transporte por carretera en Rusia, tiene el potencial de llegar al 26% para 2040. Sin embargo, el alcance de la sustitución depende en gran medida de las acciones gubernamentales para el desarrollo de infraestructura y los incentivos fiscales para los propietarios de vehículos alternativos.

7.2.1. Beneficios de usar gas natural vehicular en Rusia

Los automóviles a gas parecen ofrecer la alternativa más atractiva en todos los segmentos del mercado. Además de importantes ahorros en combustible (según cálculos de los autores del informe, estos coches son 2,5 veces más baratos de mantener que los que funcionan con petróleo, por 100 km), y una diferencia de precio moderada (en comparación con vehículos de clase similar en varios segmentos del mercado) (IEA, 2014).

Aun así, a partir de 2015, la participación del gas vehicular en Rusia era solo alrededor del 0,5% de la energía total del transporte por carretera. Una razón clave de esta baja tasa de gasificación en el sector transporte, es la falta de infraestructura adecuada. Alrededor de 280 estaciones de gas operan en total en Rusia (NGA, 2016), pero su tasa de utilización promedio es solo el 20% debido a la pequeña cantidad de vehículos a gas en el país: solo 110 mil en total, o alrededor del 2% de la flota total de vehículos. En comparación con las 24 mil estaciones de servicio convencionales de naftas. En efecto: “los consumidores no compran autos por falta de estaciones de servicio, y las empresas no invierten en construir estaciones de servicio debido a la baja demanda del consumidor” (Mitrova, Galkina, 2013).

Gráfico 22 - Uso recomendado de vehículos propulsados por GNC para el transporte público en las ciudades rusas

Population (thousand)	Share of CNG-powered vehicles (%)
1,000+	Up to 50
300+	Up to 30
100+	Up to 10
<i>Source: composed by the authors on the basis of the RF Government Regulation of 13.05.2013 № 767-r "On regulating use of gas motor fuel". Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146288/, accessed 24.10.2018.</i>	

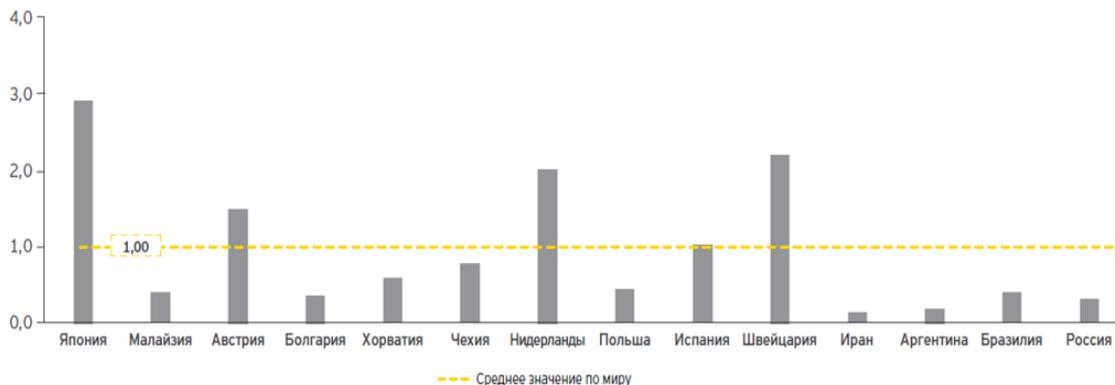
Fuente: Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)

Sin embargo, el gobierno está buscando la promoción del uso del gas como combustible, y el tratamiento de la situación adversa existente (relacionada a su infraestructura). Por ejemplo, la Estrategia energética rusa hasta 2030 (Ministerio de Energía, 2009), y el borrador de la Estrategia energética hasta 2035 (AC, 2014) mencionan un mayor uso de gas natural como combustible vehicular y el aumento de la proporción de vehículos que funcionan con gas al 7% del parque automotor total para 2035.

El precio máximo del gas (si el precio medio de la gasolina/diésel se mantiene en unos 40 rublos por litro) se estima en unos 19-20 rublos por m³. Al mismo tiempo, es importante tener en cuenta que también hay un precio mínimo, y vender combustible para vehículos a gas por debajo de este nivel deja de ser rentable para los propietarios de estaciones de servicio, el período de recuperación de costos para una estación de servicio de gas rusa, dada la tasa actual de precios mayoristas del gas y con plena utilización, sería de aproximadamente 2,5 años, similar que para gasolineras (Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018).

Para evaluar la viabilidad económica en un vehículo, se realiza un cálculo del plazo de retorno de la inversión, teniendo en cuenta el promedio de kilometraje y consumo de combustible. El costo de instalar un equipo de GNC de cuatro cilindros, se estima que es de 73 mil rublos, precio que se encuentra por debajo del promedio mundial. Si se realiza un kilometraje anual de aproximadamente 15-20 mil kilómetros, es posible recuperar la inversión en dos años (EY, Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

Gráfico 23 - Comparación del costo de conversión de automóviles a GNC por país.



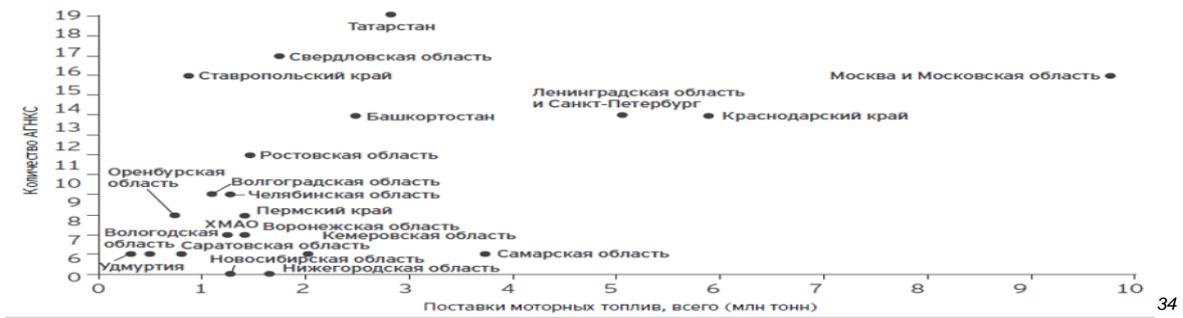
33

Fuente: EY Energy Center para Europa central, oriental, sudoriental y Asia central, fuentes abiertas.

Sin embargo, si se compara la situación de Rusia y países donde el GNC ha sido más extendido, se nivela por la significativa escasez de la red y su subóptimo en términos de ventas potenciales. Por ejemplo, en la región de Moscú, el mayor consumidor de combustible tiene unas 15 estaciones de servicio de GNC, consume alrededor de 9 a 10 millones de toneladas m³ por año. Por otro lado 40 regiones se caracterizan por solo presencia nominal de infraestructura, cada una tiene no más de 5 estaciones (EY, Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России, 2019).

³³ El costo total de convertir un vehículo puede variar significativamente según el tipo de equipo, la cantidad, el tipo y el volumen de cilindros, calidad de los componentes, etc.

Gráfico 24 - Distribución de las estaciones de servicio de GNC por región en Rusia



Fuente: Gazprom Gazomotornoye Toplivo, FSUE Mosavtogaz, InfoTEK, EY Energy Center para la región Europa central, oriental, sudoriental y Asia central.

Si bien vemos que el GNV está en expansión en el país, las tasas de crecimiento de la flota impulsada por metano son lentas. Para garantizar la utilización adecuada de la red de llenado de gas de Gazprom, se deben producir no menos de 25,000 a 30,000 unidades de vehículos a gas anualmente dentro de los próximos cinco años. Hasta ahora, su producción alcanza las 3.000 a 5.000 unidades por año de automóviles que se están convirtiendo a gas natural (Gazprom, *Om КПГ к EcoGas; de GNC a EcoGas, traducido al español*, 2017).

Por otro lado, de acuerdo a los escenarios que plantea el informe de Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018), no se espera que en Rusia, los combustibles sintéticos a base de carbón y biomasa lleguen a ser competitivos en el futuro, es decir que exista una producción a gran escala de tales tipos de combustible.

Gráfico 25 - Propiedades clave para el consumidor de los vehículos propulsados por varios tipos de combustibles alternativos en Rusia (datos de 2015)

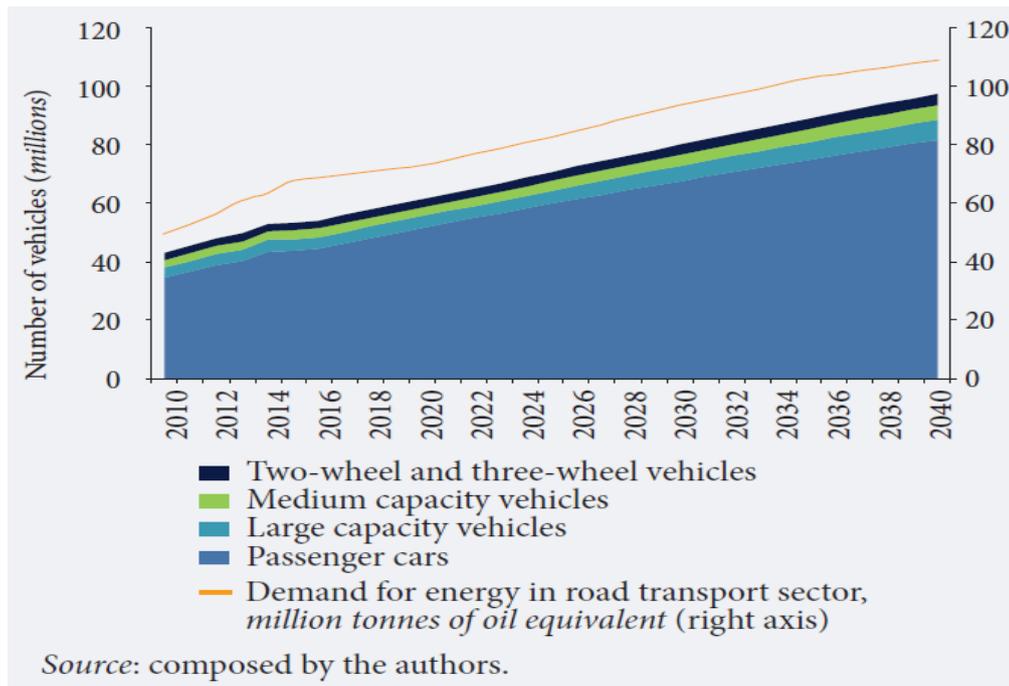
Parameter	Fuel type			
	Petroleum products	Gas motor fuel	Electricity	Biofuels
Fuel costs (roubles per 100 km)	300–400	130–160	70–150	800–1000
Price of a motor vehicle powered specific fuel type (% of the cheapest car in the main consumer class)	100	120	150–350	100
Availability of infrastructure	24000 petrol stations	250 gas filling stations	40 charging stations*	24000 petrol stations**
CO ₂ emissions in the atmosphere (g/km)	290–320	200–250	0***	95–114

Notes:
 * “Fast charger” public stations, without taking into account opportunities to charge cars at private homes or public parking lots
 ** Assuming each filling station has additional biofuel storage capacity, or that biofuel is mixed with petroleum products
 *** CO₂ emissions of electric cars do not take into account emissions made while electricity is generated
 The colour coding (from lighter to darker) indicates which fuel type is better than others in terms of the relevant parameter
 Source: composed by the authors.

Fuente: Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)

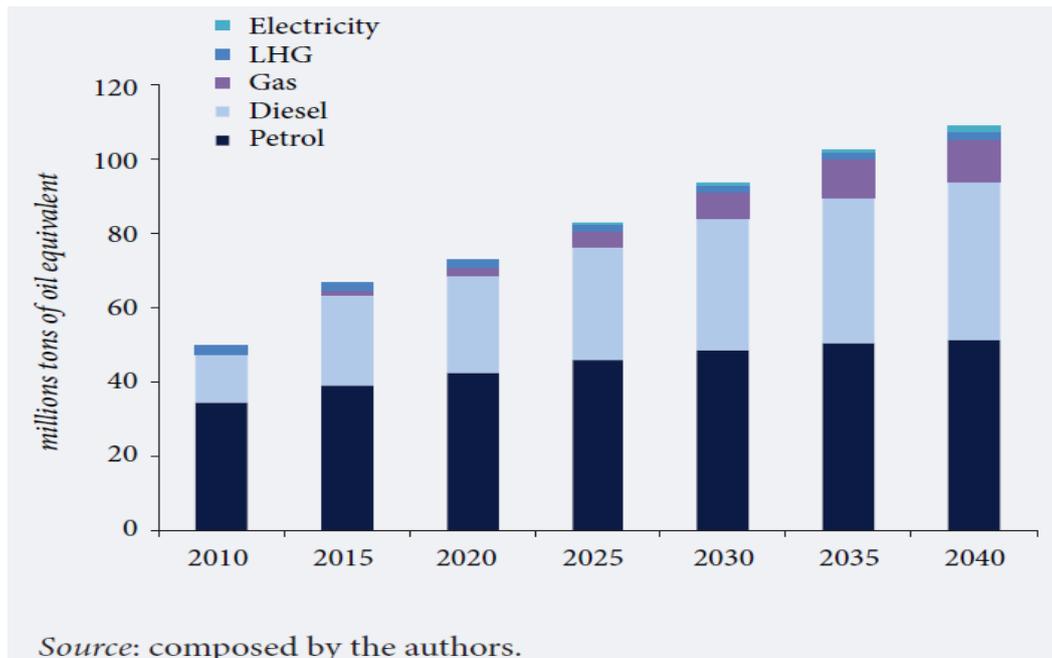
³⁴ En la columna figuran el número de estaciones de servicio de GNC. En la fila los suministros de combustible, total (millones de toneladas).

Gráfico 26 - Número de vehículos automotores por tipo, y el consumo total de energía en el sector del transporte



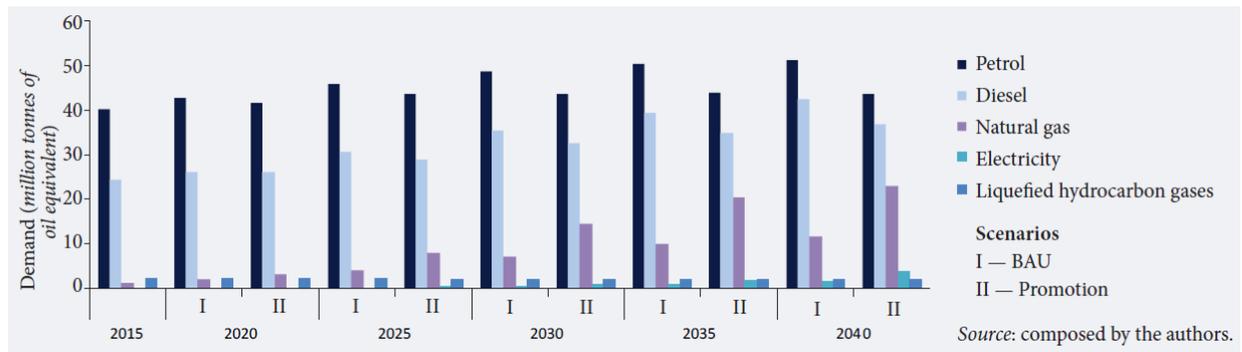
Fuente: Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)

Gráfico 27 - Demanda de energía por tipo de combustible bajo el escenario "Básico" (sin incentivos gubernamentales)



Fuente: Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)

Gráfico 28 - Demanda de energía por tipo de combustible en el sector del transporte de Rusia bajo los escenarios "Básico" (BAU) y Diversificación de la mezcla de combustibles con "Promoción"



Fuente: Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)

El análisis muestra que, el gas vehicular puede competir fuertemente con los combustibles a petróleo en el mercado ruso. Sin embargo, el grado de sustitución del petróleo dependería en gran medida de las perspectivas de regulación y promoción, en primer lugar con respecto a la fijación de precios del combustible a gas en vehículos, el desarrollo de infraestructura y el subsidio de conversión de vehículos convencionales para usar combustible a gas.

7.2.2. Vehículos eléctricos en Rusia

Rusia carece casi por completo de infraestructura de carga para automóviles eléctricos, lo que reduce significativamente su atractivo para el consumidor en comparación con los modelos que funcionan con petróleo. Dada la ausencia casi total de estaciones de carga públicas (unas 60 en todo el país), la única opción que tienen los consumidores es cargar sus autos en casa, lo cual es muy tarea incómoda para los residentes de grandes edificios de la ciudad sin estacionamiento (Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)).

El factor clave que limita el uso generalizado de los coches eléctricos en la etapa actual son sus altos precios: en promedio, un coche eléctrico cuesta entre un 25% y un 50% más que uno similar que funciona con gasolina o diésel (en todo el mundo). Lo mismo ocurre con el segmento de camiones (prácticamente no hay vehículos eléctricos de capacidad media disponibles).

En Rusia, hay un rango limitado de autos eléctricos disponibles, los cuales son vehículos súper compactos, relativamente impopulares entre los consumidores rusos, o bien son coches de lujo inasequibles para el comprador medio. Entre otras cosas, el análisis de escenarios indica que los automóviles eléctricos que están conquistando activamente los mercados de diferentes países, en particular en Europa, todavía tienen un potencial bastante limitado en Rusia, debido a sus precios básicos muy altos en comparación con otros tipos de automóviles.

En consecuencia, si el éxito del combustible vehicular a gas puede ser respaldado por medidas regulatorias, la promoción de los automóviles eléctricos requeriría un mayor desarrollo tecnológico para reducir sus costos de producción (Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018)).

A su vez a nivel general, la capacidad del mercado para el transporte eléctrico tiene limitaciones objetivas. Entre ellas, limitaciones en recursos del mercado de cobalto y litio, que es un factor limitante en el crecimiento de la producción de baterías y una limitación para reducir su costo. Los vehículos eléctricos tampoco son una solución óptima para vehículos pesados que necesiten realizar una extensa logística. La necesidad de una recarga constante reduce drásticamente el atractivo comercial del transporte eléctrico como transporte de carga a larga distancia. Solo podemos hablar de la competitividad de los vehículos eléctricos en ciertos segmentos del sector del transporte en los países desarrollados, que pueden permitirse una regulación ambiental estricta y subsidiar el consumo. El gas natural al contar con diversos yacimientos lo convierte en un combustible que se podrá utilizar durante muchos años, además que es útil en vehículos que necesiten realizar recorridos de larga distancia, como ser el GNL (Gazprom).

7.3. Regulación normativa del GNV

En relación con lo analizado anteriormente, podemos ver las diferentes medidas regulatorias que Rusia ha implementado para fomentar el uso del gas natural vehicular.

Un hecho importante en el desarrollo del GNC en Rusia se dio en el año 2013, cuando se formuló una lista de instrucciones del Presidente de la federación rusa No. Pr-1298/2013, basado en los resultados de reuniones para expandir el uso de gas natural como combustible, y se ha desarrollado un plan de acción integral aprobado por el Gobierno de Rusia No. 6819p-P9/2013 (Рынок КПП: мировой опыт развития и уроки для России), en la cual se establece que la mejora de la situación ecológica es un aspecto importante del desarrollo urbano sostenible, y que para ello es necesario desarrollar el gas natural como combustible. Para ampliar su uso, es necesaria una ubicación territorial racional y cuantitativa de la red de estaciones de servicio en el país (*Use of Natural Gas in Motor Transport as a Strategic Reference Point for Improving the Environmental Situation in Cities*).

Los documentos básicos adoptados y diseñados para expandir el uso de gas natural en el sector del transporte ruso son:

- Ley número 261-FZ/2009, modificada por la Ley Federal N° 339-FZ "sobre el ahorro de energía y la mejora de la eficiencia energética": Esta Ley Federal regula las relaciones en materia de ahorro energético y mejora de la eficiencia energética. La regulación legal del ahorro de energía y la mejora de la eficiencia energética se basará en los siguientes principios:

a) uso eficiente y racional de los recursos energéticos;

b) apoyo y estimulación del ahorro energético y mejora de la eficiencia energética, mediante la sustitución de la gasolina y el diesel, por gas natural, entre otros combustibles alternativos.

- También se formuló la norma SP 156.13130/2014 "Estaciones de servicio, requisitos de seguridad contra incendios y las distancias estándares de GNC hacia los objetos circundantes".

a) Este conjunto de reglas establece los requisitos de seguridad contra incendios para las estaciones de servicio destinadas a recibir, almacenar combustible de motor y alimentar vehículos terrestres.

b) Este conjunto de reglas se aplica al diseño, construcciones nuevas y reconstrucción de estaciones de servicio existentes (*Use of Natural Gas in Motor Transport as a Strategic Reference Point for Improving the Environmental Situation in Cities*).

- A mediano plazo, uno de los principales documentos que definen las direcciones y dinámicas del desarrollo del mercado de GNC en Rusia, es el subprograma de "Desarrollo del mercado de GNV". El propósito del subprograma es incrementar el consumo de gas natural como combustible, reduciendo el impacto negativo del transporte en el medio ambiente. Como parte de su implementación, se asumen las siguientes tareas:

a) estimular el desarrollo de la infraestructura de llenado de gas;

b) transición gradual de transportes medianos al consumo de gas natural como combustible vehicular.

Se espera que el conjunto de actividades planificadas incluya:

- implementación de medidas de apoyo para la creación de instalaciones de llenado de infraestructura de gas;
- crear preferencias para los productores y consumidores de combustible GNV;
- estimular la demanda de vehículos GNV;
- provisión de terrenos para colocación y construcción instalaciones de infraestructura de llenado de gas;
- desarrollo e implementación de un de plan actividades destinadas a promover el uso del gas.

Como indicadores objetivo del subprograma para 2024 se define:

- un consumo de gas natural como combustible de 3,76 mil millones de metros cúbicos;
- el número de vehículos que utilizan metano como combustible, sean más de 270 mil unidades;
- el número de estaciones de servicio de gas natural vehicular sean 1450.

- Entre otras normas importantes se encuentran, el Estándar Nacional de la Federación de Rusia, GOST 27577-2000 sobre Combustible de gas natural, comprendido para motores de combustión interna y sus condiciones técnicas: esta norma se aplica al GNC utilizado como combustible alternativo para motores de combustión interna de vehículos automóviles, transporte ferroviario, embarcaciones fluviales y maquinaria agrícola.
- El Estándar Nacional de la Federación de Rusia GOST R 57433-2017 - Uso de gas natural como combustible de motor de GNC y GNL: establece términos y definiciones de conceptos en el campo de la producción, almacenamiento, transporte, entrega,

consumo de gas natural comprimido y gas natural licuado utilizado como combustible de motor en motores de combustión interna de vehículos. Esta norma utiliza como referencia a la anterior normativa GOST 27577-2000, pero le agrega a sus definiciones lo relacionado a GNL sobre establecimientos, cilindros e infraestructura.

7.4. Subvenciones para equipos propulsados por gas

La mayoría de las regiones de la Federación de Rusia han aprobado y están aplicando con éxito programas regionales para mejorar sus flotas mediante la compra y/o conversión de vehículos para que utilicen gas natural como combustible. Una de las formas más importantes de apoyo estatal es proporcionar subsidios estatales.

- Resolución del Gobierno de la Federación de Rusia N° 669/2020 "Sobre la aprobación de las reglas para la concesión de subvenciones del presupuesto federal a los fabricantes de equipos que utilizan gas natural como combustible para motores": Los subsidios se envían a los fabricantes por el monto del descuento proporcionado al comprador sobre el precio del equipo, pero dentro de los límites establecidos, y sujeto al cumplimiento del equipo vendido con una serie de requisitos. En particular, debe cumplir con la clase medioambiental Euro-5 o superior. El acuerdo de subvención se concluye entre el fabricante y el Ministerio de Industria y Comercio por un período de un año en función de los resultados de la selección de la calificación.

Tabla 19 – Límite de subsidio por unidad de tecnología que utiliza gas natural

Límite de subsidio por unidad de tecnología que utiliza gas natural

(rublos)

Categorías de vehículos		Límite de subvención (sin IVA)	
		para vehículos que utilizan gas comprimido como combustible de motor ¹	para equipos que utilizan gas licuado como combustible de motor
I. Autobuses²			
uno.	Autobuses de la categoría M ₃ , cuya masa máxima técnicamente admisible no supere las 5 toneladas y que tengan más de 8 plazas.	105000	300.000
2.	Autobuses de la categoría M ₃ , cuya masa máxima técnicamente admisible supere las 5 toneladas y que tengan más de 8 plazas, de hasta 10 metros de longitud.	525000	1.500.000
3.	Autobuses de la categoría M ₃ , cuya masa máxima técnicamente admisible exceda de 5 toneladas y que tengan más de 8 asientos, con una longitud de más de 10 pero no más de 16 metros	980000	2.800.000
4.	Autobuses de la categoría M ₃ , cuya masa máxima técnicamente admisible supere las 5 toneladas y que tengan más de 8 plazas, con una longitud superior a 16 metros.	1.190.000	3400000
II. Vehículos de las categorías N 1, 2, 3, incluidos los vehículos todo terreno de la categoría G, así como los vehículos especializados de estas categorías			
cinco.	Vehículos con peso bruto total no superior a 3,5 toneladas	115000	300.000
6.	Vehículos con peso bruto de más de 3,5 toneladas, pero no más de 8 toneladas ³	225000	900000
7.	Vehículos con peso bruto de más de 8 toneladas, pero no más de 11 toneladas ⁴	450.000	1.800.000
ocho.	Vehículos con MMA superior a 11 toneladas ⁵	750.000	2.500.000
III. Carros			
nueve.	Categoría de vehículos M ₁ , incluida la categoría de terreno G y vehículos especiales y especializados de esta categoría	115000	280.000

Fuente: <https://docs.cntd.ru/document/564912899>

- Resolución del Gobierno de la Federación de Rusia No. 886/2020 "Sobre las enmiendas al Apéndice No. 29 del Programa Estatal de la Federación de Rusia" Desarrollo de la Energía": el gobierno ruso ha ajustado las condiciones para la asignación de subsidios para la conversión de equipos automotrices, incluidos el transporte público y los servicios públicos, para utilizar gas natural como combustible. Si los beneficiarios de la ayuda son PYME, deben proporcionar extractos del registro correspondiente. Para estas personas físicas o jurídicas, se ha establecido un procedimiento especial para calcular las subvenciones en 2020. Se reembolsará un máximo de 2/3 del costo del trabajo (Garant.ru).
- Resolución del Gobierno de la Federación de Rusia No. 1308/2020 "Sobre la aprobación de las Reglas para la provisión de subsidios del presupuesto federal a las personas jurídicas para reembolsar parte de los costos de ejecución de proyectos de inversión para la construcción de producción y reabastecimiento de combustible infraestructura de gas natural licuado": se han establecido reglas para reembolsar a las organizaciones parte de los costos de crear una infraestructura de producción y reabastecimiento de GNL.

Se indican los requisitos para las estaciones de servicio y los subsidios (de 45 a 62,5 mil rublos por estación). El plazo de puesta en servicio lo fija para cada proyecto una comisión interdepartamental creada por el Ministerio de Energía. No puede ser posterior al 1 de octubre de 2023.

7.5. Emisiones de gases de efecto invernadero

La sustitución del carbón por gas natural en la generación de energía puede reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero ("huella de carbono") y las emisiones de contaminantes ("huella tóxica"), los óxidos de nitrógeno (hasta en un 32%), dióxido de azufre (hasta en un 99%), monóxido de carbono (hasta en un 68%), cenizas y hollín (hasta en un 100%), dióxido de carbono (hasta en un 50%). La "huella tóxica" del GNV para toda la cadena de producción es tres veces menor que la de los automóviles con motor de gasolina y cinco veces menor que la de los vehículos diésel (Gazprom Export, Environmental Advantages of Natural Gas).

7.5.1. Emisiones de gases de efecto invernadero de gasoductos internacionales

Las emisiones de gases de efecto invernadero de los suministros de gas de Rusia a través de los gasoductos Nord Stream y Turkish Stream son tres veces menores en comparación con los suministros de GNL desde los Estados Unidos a Europa.

Según el informe ambiental de Gazprom del año 2019, la intensidad de carbono de Nord Stream es de 6.3 g de CO₂ eq/MJ. La de Turkish Stream 7.3, y la ruta de Ucrania 10.6 g de CO₂ eq/MJ. Al mismo tiempo, para el suministro de gas licuado estadounidense a Europa, esta cifra es de 22,3 g de CO₂ eq/MJ. Este es el indicador más alto de transporte de GNL, ya que para el gas licuado argelino el indicador es 16.3, y el qatarí 13.6 g de CO₂ eq/MJ³⁵. ("Газпром" доказал, что более экологичен, чем СПГ-заводы США,2020).

³⁵ <https://teknoblog.ru/2020/06/11/105969>

7.6. Desarrollo del Gas Natural Licuado ruso

Teniendo en cuenta el análisis realizado por Gazprom, el gasoducto es la columna vertebral del mercado mundial del gas y un garante de la seguridad energética. Mientras que el gas en forma de GNL desempeña un papel de equilibrio, garantizando flexibilidad en las rutas de suministro. En 2018, la proporción de gas suministrado en forma de GNL fue solo del 11%, y para 2030 crecerá al 16%. En la próxima década, las tuberías seguirán siendo la columna vertebral del suministro mundial de gas. Pero Gazprom está viendo al GNL como un vehículo para ingresar a nuevos mercados remotos (Перспективный газ, 2020).

Por su parte, el Ministerio de Energía de la Federación de Rusia, señala que la participación del gas natural en el balance energético mundial aumentará. En los últimos 10 años, la demanda de gas ha crecido un 40%, hasta los 1.500 millones de m³ de gas. El Ministerio de Energía ruso espera que para 2025 la participación del comercio de GNL crezca al 51%, y para 2040 al 70%. “*La proporción de petróleo y carbón disminuirá en aproximadamente un 10% en total*” (traducción al idioma español), cree Alexander Novak, quien fue ministro de Energía de la Federación de Rusia.

Las empresas en los Estados Unidos tienen la intención de producir al menos 90 millones de toneladas por año de gas licuado para 2030, Australia planea alcanzar el mismo nivel. Qatar el mayor exportador mundial de GNL, tiene la intención de aumentar su producción a 110 millones de toneladas por año. Rusia planea producir alrededor de 80 millones de toneladas para este momento. Con la excepción de Australia, estos países se distinguen por bajos costos de producción, peso geopolítico serio y disposición a correr riesgos para vender sus volúmenes. No se puede evitar una dura competencia en esta situación. En un futuro Rusia podría ocupar el 30-40% del mercado mundial de GNL (Иванов, Борис, 2020).

- Zona ártica

El futuro de Rusia en la competencia con los productores de GNL de otros países está asociado con el Ártico. En la zona ártica, existen reservas de recursos con un volumen total de 53,4 billones de metros cúbicos de gas, de los cuales 75-80% se encuentra en esta región, según el informe de Vladimir Galuz, Director del Departamento de Regulación de Recursos Naturales, Relaciones Forestales y Desarrollo del Okrug Autónomo Yamalo-Nenets.

Es necesario recordar que el volumen de producción de gas en la zona ártica de la Federación de Rusia en 2035, según la estrategia desarrollada para el territorio, puede representar el 90% de todo el gas ruso producido. El gas natural del Ártico se transporta a través de gasoductos a los países europeos.

El desarrollo de estas reservas, tienen lugar en el contexto de una reorientación de los mercados mundiales de gas natural de gasoducto, al gas licuado. Una solución obvia es aumentar la producción de GNL en el Ártico ruso con el transporte posterior por mar. Los cálculos confirman la existencia de una ventaja económica del transporte marítimo de gas natural del Ártico en forma de GNL a los mercados clave de gas, esto justifica la necesidad de una sustitución racional del gas de gasoducto por gas licuado en los mercados de los países europeos (especialmente del Sur, donde la competitividad del GNL es mayor). Esto aumentará significativamente la influencia del gas natural del Ártico en los mercados mundiales y regionales de gas natural (Иванов, Борис, 2020).

El mercado mundial de GNL consta de proyectos de GNL grandes (> 2 MTPA), medianos (1-2 MTPA) y de pequeña escala (<1 MTPA). Actualmente en Rusia, los proyectos de GNL a gran escala dominan el mercado y representan más del 90% de la capacidad de GNL planificada hasta 2030.

Gráfico 29 - Proyectos de GNL activos y planificados (hasta 2030) en Rusia con una capacidad de > 2 mpta

Active and planned (until 2030) LNG projects in Russia with a capacity of > 2 mpta



Fuente: Kingdom of the Netherlands: Liquefied Natural Gas in Russia.

En lo que se refiere a transporte vehicular, Rusia planea tener 1.500 estaciones de GNC para 2025 y 2.300 estaciones de GNC para 2030. Además, para 2030 debería haber 200 estaciones combinadas de GNL/GNC a lo largo de carreteras federales clave, lo que permitirá que los vehículos pesados alimentados con GNL viajen entre las principales ciudades rusas (Kingdom of the Netherlands: Liquefied Natural Gas in Russia). Entre las primeras carreteras en las que se prevé la construcción de la red de gasolineras Cryo se encuentran: A181 Escandinavia (frontera con Finlandia - San Petersburgo), M10 (San Petersburgo - Moscú), M7 (Moscú - Ufa - Ekaterimburgo - Novosibirsk), M1 (frontera con Bielorrusia - Moscú), M4 (Moscú - Novorossiysk); (Gazprom, carreteras de GNL).

8. BRASIL

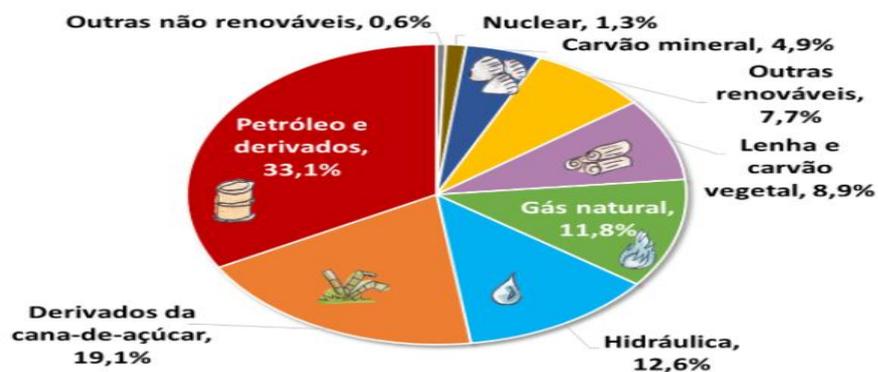
8.1. Inicios del GNV en Brasil

- De acuerdo al informe elaborado por Melissa Cristina Mathias y José Cesário Cecchi, denominado "Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro", el ingreso del gas natural en la matriz energética brasileña es un fenómeno relativamente reciente. Sin embargo, su participación ha presentado un importante crecimiento durante los últimos años. El uso tardío del gas natural en Brasil se explica por la abundancia de otras fuentes de energía primaria, utilizadas para la generación de electricidad, como ser los recursos hidráulicos. Durante el período de fuerte crecimiento económico del país, en la década de 1970, hubo muchas

inversiones en usinas hidroeléctricas, para generar electricidad no solo de uso doméstico, sino también para las actividades industriales (Mathias Melissa C. y Cecchi José C., "Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro").

En Brasil, la principal fuente de generación es la energía hidroeléctrica, que representa el 64% de la capacidad instalada del país, seguida de las energías termoeléctricas (gas natural, carbón mineral, combustibles fósiles, biomasa y combustible nuclear), con un 22 %. El resto proviene de las plantas de energía eólica y de la importación de energía de otros países. A pesar de que el consumo de energía proveniente de fuentes no renovables es superior al de fuentes renovables, Brasil utiliza más fuentes renovables que en el resto del mundo. Sumando leña y carbón vegetal, hidráulica, derivados de la caña de azúcar y otras renovables, suman el 48,3%, casi la mitad de la matriz energética:

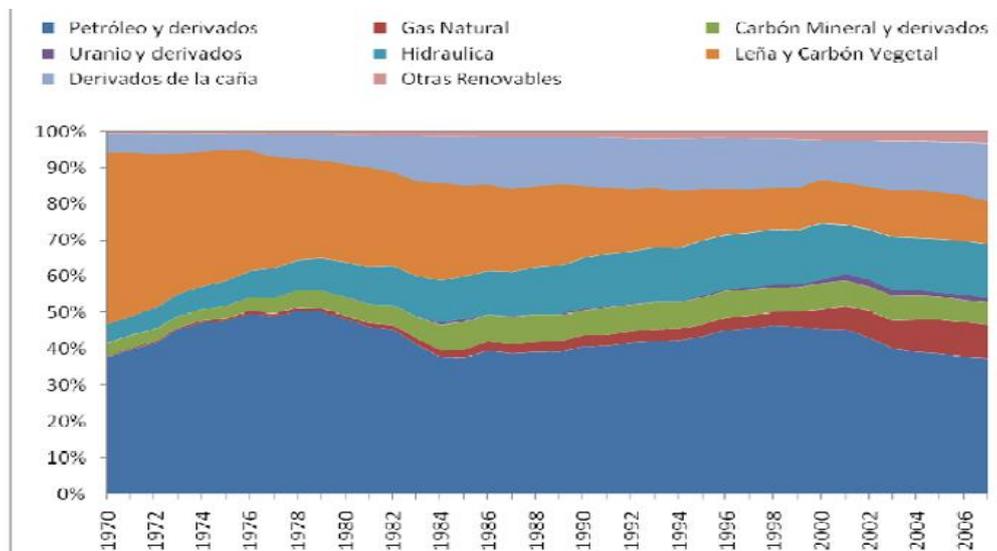
Figura 51 – Matriz Energética Brasileña, 2020



Fuente: BEN, 2021. <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>

En la siguiente figura, se muestra la evolución de la participación del gas natural en la oferta interna de energía del país.

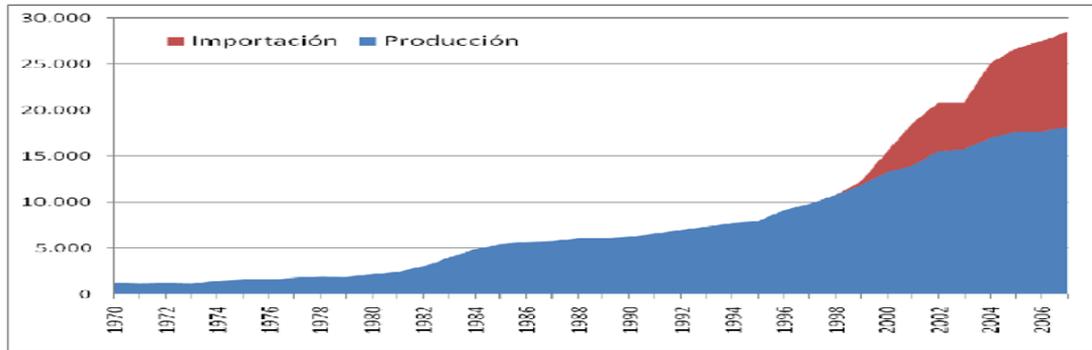
Figura 52 – Participación de las Fuentes de Energía en la Oferta Interna de Energía del País (1970-2007)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2008).

- Los últimos años han presentado un crecimiento tanto en la oferta nacional de gas natural, por el aumento de la producción de Petrobras, como de las importaciones del hidrocarburo, principalmente de Bolivia. La figura 62 presenta los datos de producción e importación de gas natural en Brasil (Mathias Melissa C. y Cecchi José C., “Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro”).

Figura 53 – Producción e Importación de Gas Natural en Brasil (1970-2007) (en millones de m3/día)

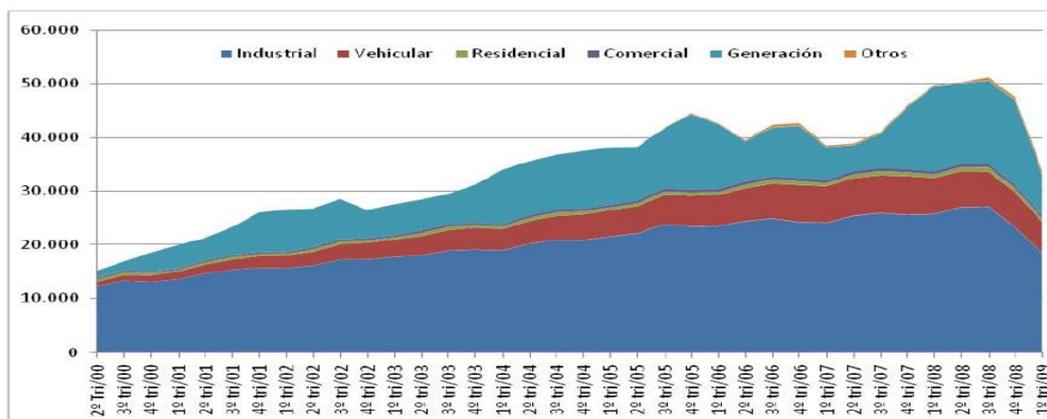


Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil (2008).

Sobre la producción nacional de gas natural dos periodos de crecimiento se destacan: la primera mitad de la década de 1980 y el final de la década de 1990. El primer periodo se refiere al incremento de la producción de gas natural en la Cuenca de Campos, una producción offshore en aguas profundas. El segundo representa el aumento de producción después de la apertura del mercado brasileño de hidrocarburos (Mathias Melissa C. y Cecchi José C., “Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro”).

La importación de gas natural en Brasil ha empezado en julio de 1999, cuando el Gasoducto Bolivia-Brasil entró en operación. Desde entonces, las importaciones han sido crecientes. El siguiente gráfico muestra el consumo de gas natural en el país entre los años 2000 y 2009 (Mathias Melissa C. y Cecchi José C., “Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro”).

Figura 54 – Evolución del Consumo de Gas Natural en Brasil (2000-2009)



Fuente: ABEGAS.

8.2. Regulación de Brasil sobre Gas Natural Vehicular

La Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), es el ente regulador de la industria de petróleo, gas natural y biocombustibles del país, es quien regula las actividades de producción, tratamiento, transporte, importación, exportación y calidad del gas natural, mientras los Estados, por medio de sus agencias reguladoras estatales, regulan la distribución de gas canalizado.

Encontramos las siguientes resoluciones, normas y ordenanzas sobre GNV:

- El Decreto N ° 1.787/1996, autorizó el uso de GNC para todo tipo de vehículos: flotas de buses urbanos e interurbanos, vehículos de carga y transporte, flotas de servicio público, flotas cautivas de empresas, taxis y vehículos particulares.

El Consejo Nacional de Tráfico (CONTRAN):

- Resolución No. 216/2006: Establece requisitos sobre las condiciones de seguridad y visibilidad de los conductores en los parabrisas de los vehículos de motor, con fines de circulación en la vía pública.
- Resolución No. 280/2008: Prevé la inspección periódica del sistema de Gas Natural originalmente instalado en fábrica, en un vehículo de motor.

Instituto Nacional de Metrología, Estandarización y Calidad Industrial (INMETRO):

- Ordenanza No. 32/2004: El vehículo que haya tenido un accidente o siniestro, se le realizará una inspección.
- Ordenanza No. 417/2007: Reglamento Técnico de Calidad de Componentes para Instalación del Sistema de Gas Natural para Vehículos.
- Ordenanza No. 49/2010: Inspección de seguridad de vehículos automotores de carretera con sistemas de gas natural vehicular.
- Ordenanza No. 308/2014: Aprobar la mejora de los requisitos de evaluación de la conformidad para la recalificación de cilindros destinados al almacenamiento de vehículos de gas natural.
- Ordenanza N ° 106/2016: Registro del Instalador de Sistemas de Gas Natural en Vehículos Automotores de Carretera.

Asociación Brasileira de Normas Técnicas (ABNT):

- NBR 11353-01-1994 y NBR 11353-00-1998: Instalación de gas metano vehicular, requisitos de seguridad.
- NBR 14040-01-1998: Inspección de seguridad del vehículo, pautas.
- NBR 14040-02-1998: Inspección de seguridad del vehículo, identificación.
- NBR 14040-03-1998: Inspección de seguridad del vehículo, equipos obligatorios y prohibidos.
- NBR 14040-04-1998: Inspección de seguridad del vehículo, señalización.
- NBR 14040-05-1998: Inspección de seguridad del vehículo, iluminación.
- NBR 14040-06-1998: Inspección de seguridad del vehículo, frenos.
- NBR 14040-07-1998: Inspección de seguridad del vehículo, dirección.

- NBR 14040-08-1998: Inspección de seguridad del vehículo, ejes y suspensión.
- NBR 14040-09-1998: Inspección de seguridad del vehículo, neumáticos y ruedas.
- NBR 14040-10-1998: Inspección de seguridad del vehículo, componentes complementarios.
- NBR 12176-01-2004: Cilindro para gases, identificación del contenido. Esta norma fija las condiciones exigibles para la identificación de los gases en cilindros (Associação das empresas de segurança veicular, *Regulamentação de veículos com GNV*).

Consejo Nacional de Medio Ambiente (CONAMA): Reglamento para el Control de Emisiones Contaminantes de Vehículos

- Resolución No. 007/1993: define lineamientos básicos y estándares de emisión para establecer el Programa de Fiscalización y delega su ejecución a los Estados y Municipios.
- Resolución No. 251/1999: establece los criterios, procedimientos y límites máximos de emisión para vehículos diesel.
- Resolución No. 252/1999: establece los criterios, procedimientos y límites máximos de emisión para vehículos automotores.
- Resolución No. 418/2009: establece criterios para la elaboración de Planes de Control de Contaminación Vehicular (PCPV), para la implementación de Programas de Inspección y Mantenimiento de Vehículos en Uso, por las agencias ambientales estatales y municipales (Associação das empresas de segurança veicular, *Regulamentação para controle de emissão de poluentes de veículos*).
- A su vez, en el año 2009 ha sido publicada la Ley 11.909/2009 conocida como “Ley del Gas”, la cual fue actualizada por la ley 14134/2021, que prevé las actividades relacionadas con el transporte de gas natural, y sobre las actividades de flujo, tratamiento, procesamiento, almacenamiento subterráneo, acondicionamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural.³⁶

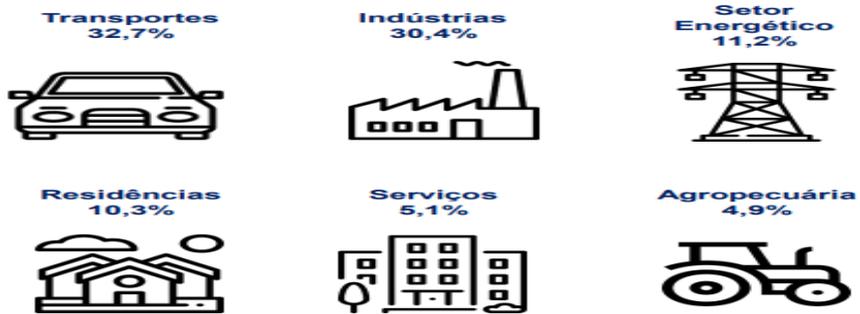
³⁶ Ley 14134/2021:

<https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=14134&ano=2021&data=08/04/2021&ato=f15ETUE5UMZpWT12a>

8.3. Brasil y la emisión de Gases de Efecto Invernadero

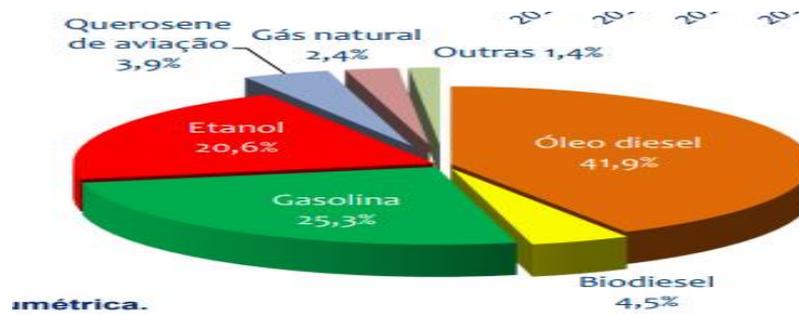
En lo que se refiere al consumo de energía y a las emisiones de Co2, el sector transporte es el que mayor energía consume y mayores emisiones produce en Brasil, como se puede apreciar en el siguiente gráfico (Balanço Energético Nacional 2020).

Figura 55 – Brasil, el transporte supera a la industria en consumo de energía



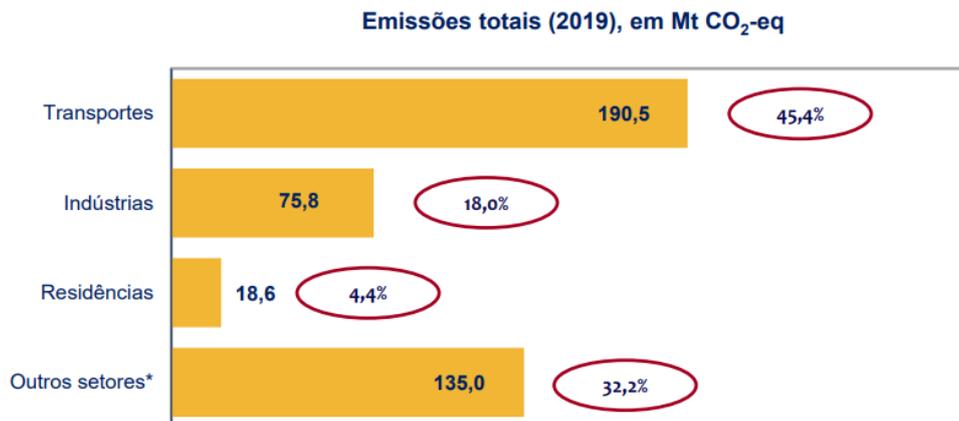
Fuente: Balanço Energético Nacional 2020

Figura 56 - Consumo de energía en transporte



Fuente: Balanço Energético Nacional 2020

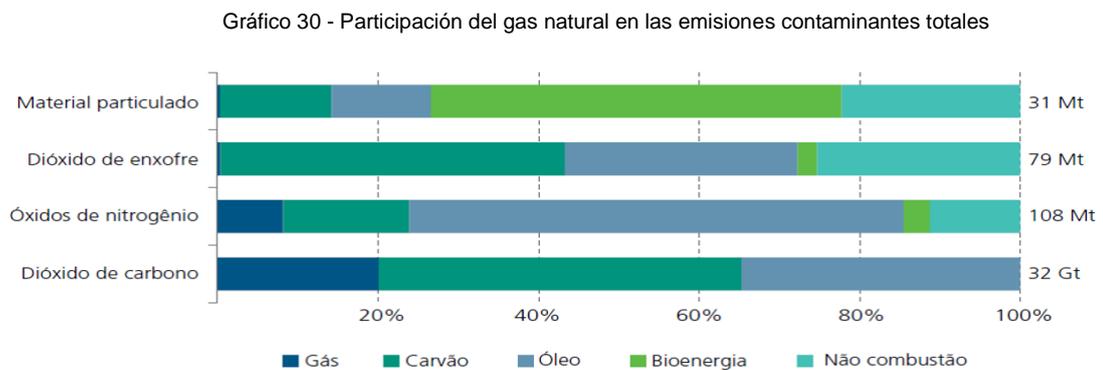
Figura 57 - Emisiones de Co2 en la matriz energética brasilera



Fuente: Balanço Energético Nacional 2020.

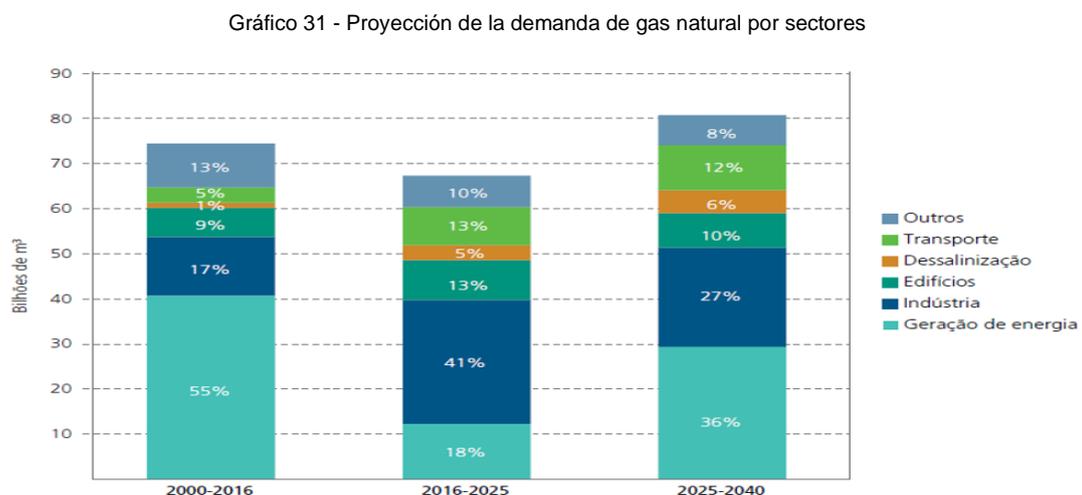
El gas es considerado una fuente de energía esencial para que los países cumplan con sus compromisos ambientales (según lo establecido en la COP 21³⁷) sin renunciar a su seguridad energética. La Agencia Internacional de Energía (AIE), en su informe World Energy Outlook 2018, revela que la participación del gas natural en la matriz energética global ha ido creciendo durante décadas. En el caso brasileño, su uso es poco extensivo, representa aproximadamente el 10% del suministro de energía primaria (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

En el siguiente gráfico, es posible comparar la emisión de algunos contaminantes resultantes de la quema de gas natural con la quema de otros combustibles (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).



Fuente: Adaptado de IEA - Agencia Internacional de Energía. World Energy Outlook 2017. París: OCDE/AIE, 2017.

Como se puede observar en el gráfico, comparativamente la quema de gas natural trae beneficios desde el punto de vista de las emisiones contaminantes.



Fuente: Adaptado de IEA - Agencia Internacional de Energía. World Energy Outlook 2017. París: OCDE / AIE, 2017.

³⁷ El 12 diciembre de 2015, en la COP21 de París, las Partes de la CMNUCC alcanzaron un acuerdo histórico para combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

³⁸ Nota: Mt = megatoneladas. Gt = gigatoneladas. Las emisiones que no son de combustión son emisiones de procesos industriales y fuera de los sistemas de escape del vehículo.

8.3.1. Eficiencia de vehículos y regulación de emisiones

Brasil ha controlado las emisiones de los vehículos pesados a través del Programa de Control de Aire para Vehículos de Motor (Proconve) desde finales de la década de 1980. En general, los estándares se implementan en Brasil con algunos desfases en relación a los estándares europeos (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Una primera versión del programa para vehículos pesados apareció en 1987 solo para autobuses urbanos, y se amplió hasta 1989. Inspirado en las normas europeas para los procedimientos de certificación y control de emisiones, Proconve se amplió durante las siguientes décadas y se implementaron estándares más exigentes. La norma actualmente en Brasil está vigente desde 2012 y se refiere a la fase 7 de Proconve. Fue establecido por Resolución del Consejo Nacional del Medio Ambiente de Brasil (Conama) 403, del 11 de noviembre de 2008, siendo equivalente según el estándar europeo Euro V.

Tabla 20 - Cronograma Proconve para vehículos pesados

Norma	Resolução	Equivalente europeia	Data de implementação
Proconve P-1	Conama 18/1986	-	<ul style="list-style-type: none"> • 1987 (ônibus urbanos) • 1989 (100%)
Proconve P-2	Conama 8/1993	Euro 0	<ul style="list-style-type: none"> • 1994 (80%) • 1996 (100%)
Proconve P-3		Euro I	<ul style="list-style-type: none"> • 1994 (ônibus urbanos) • 1996 (80%) • 2000 (100%)
Proconve P-4		Euro II	<ul style="list-style-type: none"> • 1998 (ônibus urbanos) • 2000 (80%) • 2002 (100%)
Proconve P-5	Conama 315/2002	Euro III	<ul style="list-style-type: none"> • 2004 (ônibus urbanos) • 2005 (micro-ônibus) • 2005 (40%) • 2006 (100%)

(Continua)

Norma	Resolução	Equivalente europeia	Data de implementação
Proconve P-6	Conama 315/2002	Euro IV	<ul style="list-style-type: none"> • Nunca implementada, pois o diesel com teor ultrabaixo de enxofre (ULSD) não estaria disponível. A P-5 permaneceu até 2011.
Proconve P-7	Conama 403/2008	Euro V	<ul style="list-style-type: none"> • 2012
Proconve P-8	Conama 490/2018	Euro VI	<ul style="list-style-type: none"> • 2022 (homologações) • 2023 (todas as vendas e registros)

Fuente: Adaptado de MILLER, J.; POSADA, F. Norma de Emisiones Proconve P-8 en Brasil. [S.l.]: El Consejo Internacional de Transporte limpio (ICCT), 2019.

8.3.2. Emisiones de Gases Efecto Invernadero en buques

Según la DNV-GL (Det Norske Veritas), empresa internacional de certificación de embarcaciones noruega, el uso de GNL ya es una solución probada y disponible comercialmente. Teniendo en cuenta que los buques que cruzan los océanos transportando GNL, ellos mismos funcionan con GNL. Sin embargo, la adopción de gas natural en otros tipos de buques solo comenzó a avanzar gracias a los precios competitivos del gas natural, junto con una legislación medioambiental cada vez más restrictiva (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

El transporte marítimo utiliza grandes cantidades de "bunker oil", un petróleo pesado que es un subproducto del refinado de petróleo y causa un gran impacto ambiental. Para un presupuesto del volumen de combustible involucrado, es necesario recordar que a velocidades normales, un barco consume entre 100 y 250 toneladas de combustible por día, dependiendo de su tamaño, y también que la flota mundial en la marina mercante es de más de 50.000 barcos.

Además del aspecto cuantitativo, también está la calidad de estas emisiones, que son altamente contaminantes debido al alto contenido de azufre. El límite actualmente aceptado por el reglamento marítimo internacional es del 3,5% (porcentaje de masa), mientras que el promedio mundial del búnker oil quemado contiene aproximadamente un 2,7%.

Según la Organización Marítima Internacional (OMI) de las Naciones Unidas, el reglamento para reducir las emisiones de óxidos de azufre (SOx) se inició en 2005, en virtud del Anexo VI de la Convención Internacional para la Prevención de Contaminación de buques (conocido como Convenio Marpol). Desde entonces, los límites del contaminante se han reducido progresivamente y, a partir de enero de 2020, el límite de emisión se reducirá al 0,5%. El nuevo límite es obligatorio e igual para los barcos de todos los estados partes que integran la ONU. Teniendo en cuenta que, en las llamadas Áreas de Control de Emisiones (ECA), el límite actual es 1% y pasará a 0,1% en enero de 2020. Dichas áreas se establecieron para mitigar el impacto de la contaminación de la navegación marítima en las poblaciones costeras.

Figura 58 – Áreas de Control de Emisiones (ECA)

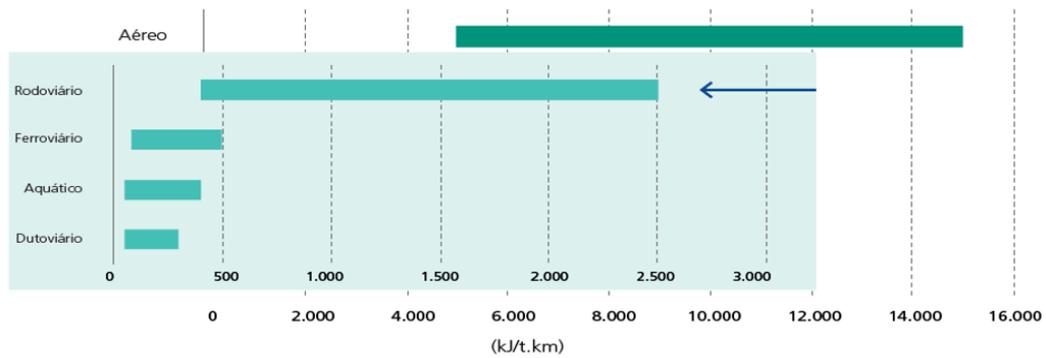


Fuente: DNV GL. DNV GL. *Preparing for low sulphur operation*. Technical update. Hamburg, Nov. 13, 2014.

En abril de 2018, la OMI adoptó una estrategia inicial para disminuir los gases de efecto invernadero y definió su "nivel de ambición" para reducir las emisiones en un 40% para 2030 y 50% para 2050, en comparación con 2008.

Aunque las estrategias para lograr este objetivo aún están en construcción, una medida concreta y jurídicamente vinculante fue la adopción de medidas de eficiencia energética. Por ejemplo, se establecieron referencias para el uso de combustibles para diferentes capacidades de carga.

Gráfico 32 – Uso de energía en transporte de carga.

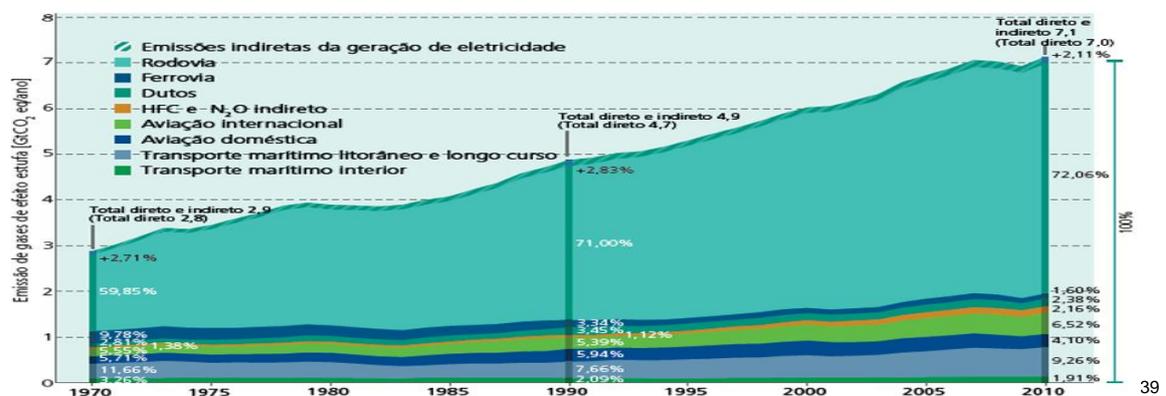


Fuente: Adaptado de D'AGOSTO, M. Presentación. La importancia de la eficiencia energética en el contexto de las ciudades.

Los barcos construidos en un futuro tienen que ser progresivamente más eficientes, de modo que para 2025, todos deberían ser un 30% más eficientes en el consumo de energía que los entregados en 2014.

Cabe resaltar que el transporte marítimo es muy eficiente cuando se compara la carga transportada con la energía utilizada. Además, sus emisiones de GEI son menores que el transporte por carretera. Sin embargo, el segundo informe del Parlamento Europeo, establece que si se mantienen las condiciones comerciales actuales (escenario como de costumbre), el transporte marítimo seguirá aumentando sus emisiones de CO₂, en términos absolutos y relativos, ya que el crecimiento de la demanda de transporte tiende a ser más fuerte que las ganancias de eficiencia. Con esto, la participación del transporte en las emisiones de CO₂ por actividad podrían pasar del 3% o 4% actual, a 17% en 2050.

Gráfico 33 - Emisiones de GEI por modo de transporte



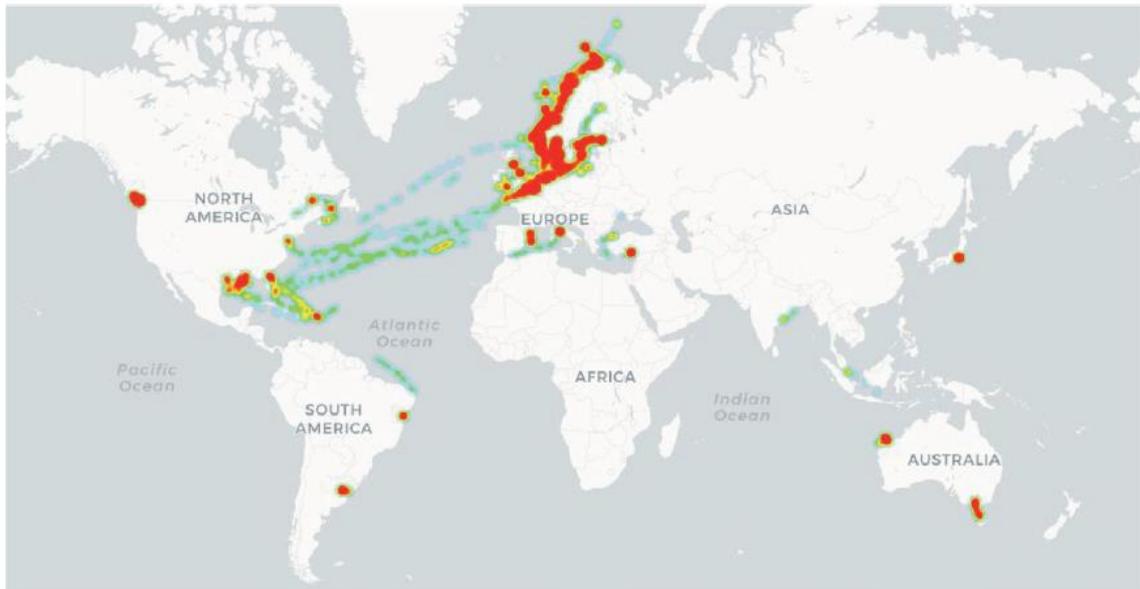
Fuente: Adaptado de SIMS, R. et al. *Transport*. In: EDENHOFER, O. et al. (eds.). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge/UK: Cambridge University Press, 2014.

³⁹ Nota: Emisiones indirectas de la producción de combustible, fabricación de vehículos, construcción de infraestructura, etc, no están incluidas.

La curva de adopción de los buques de GNL es clara al comparar su flota total en 2010 que fue de 21 buques, con la flota actual, que, según DNV-GL, totaliza 247 buques en operación o en pedido, además de otros 110 cuyo diseño los hace convertibles. Estos últimos están diseñados para una fácil conversión por medio de la cual puedan instalar los sistemas necesarios para operar con GNL. Además, el desarrollo tecnológico ha permitido su aplicación en varios tipos de embarcaciones, no solo los ligeros. Por ejemplo, en su informe, DNV-GL señala el uso en cruceros, portacontenedores, petroleros, PSV (buques de apoyo a plataformas petrolíferas), entre otros.

El siguiente gráfico presenta un mapa de calor, con las áreas donde actualmente operan los Buques a GNL.

Figura 59 - Mapa de calor de las áreas actualmente cubiertas por buques de GNL



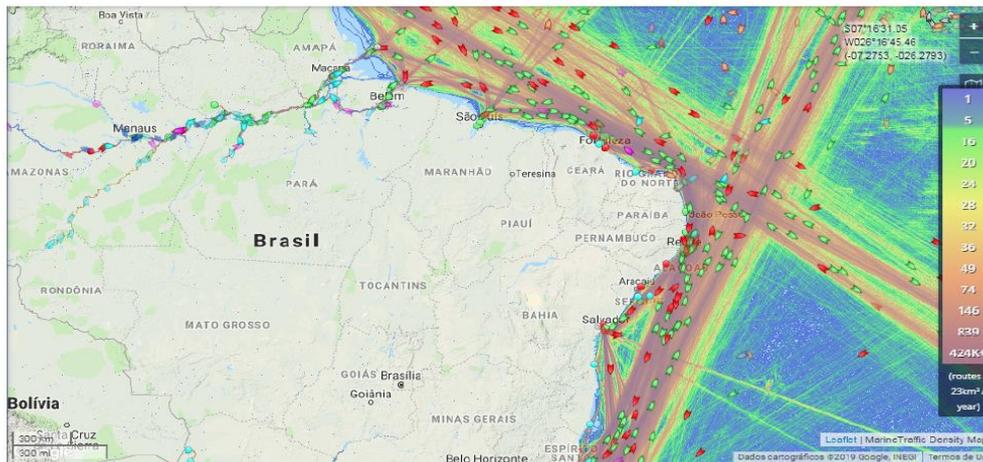
Fuente: DNV-GL. Maritime: LNG regulatory update. *In: BEST FUEL OF THE FUTURE, CONFERENCE & STUDY TOUR, 2018.*

8.3.2.1 Perspectivas sobre el uso de GNL en buques

Actualmente, no se esperan buques propulsados por GNL a corto plazo como apoyo marítimo, o para cabotaje, ya que no hay pronóstico de ECA en el país. Además, la flota nacional de embarcaciones de apoyo a plataformas es relativamente nueva, habiendo pasado por un reciente proceso de renovación con embarcaciones encargadas por Petrobras (Petrobras suministra el combustible a sus proveedores de servicios marítimos y pondrá a disposición el combustible búnker de bajo contenido de azufre que requerirá la legislación marítima) (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Para una perspectiva de GNL en el transporte de cabotaje en Brasil, habría una oportunidad para buques nuevos a largo plazo, dependiendo de la evolución de los precios del gas natural, ya que a corto plazo hay capacidad ociosa en el sector. La falta de una infraestructura para el suministro de GNL en los puertos del país podría retrasar su adopción, y el desarrollo de esta infraestructura no se justificaría para el cabotaje, que representa alrededor del 5% del movimiento portuario, pero sí de la navegación marítima de larga distancia.

Figura 60 - Tráfico marítimo de grandes buques, regiones norte y noreste



Fuente: MARINE TRAFFIC. Live map – density mapsgg

A su vez, el gasto de capital para un buque propulsado por GNL varía según el sistema aplicado, pero la estimación del mercado es que su costo es entre un 20% y un 30% más alto que el de un barco convencional del mismo tamaño. Por lo tanto, la evolución de los precios del fueloil para la navegación después de la entrada en vigor de la OMI-2020 ayudará a contribuir en el uso del GNL a largo plazo, ya que el costo del combustible puede representar del 60% al 80% de los costos operativos (Le Fevre, C., 2018).

8.4. Vehículos a gas natural

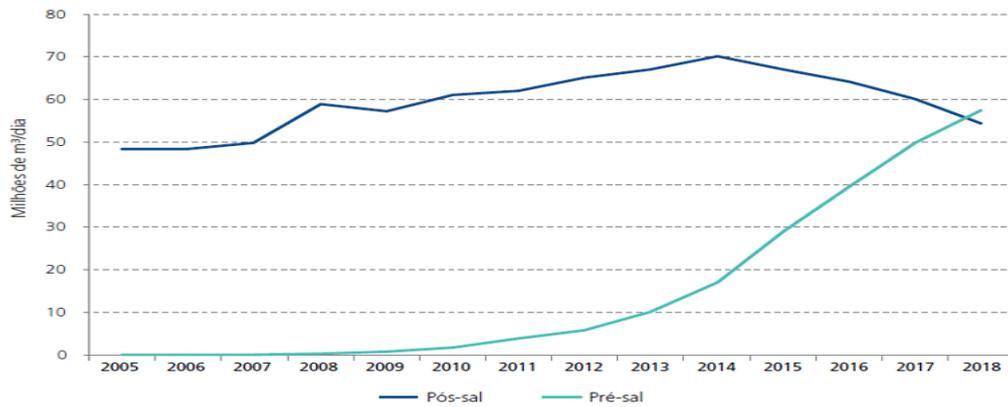
En Brasil, la cantidad total de vehículos a gas natural es de aproximadamente 1,9 millones. Los vehículos ligeros representan prácticamente la totalidad de esta cantidad, consumiendo alrededor de 5,4 millones de m³/día de gas natural vehicular (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

8.5. Desarrollo del gas natural e infraestructura en Brasil

La mayoría de las reservas de gas natural de Brasil, el (84%) se encuentran en alta mar y el 73% de las reservas marinas se concentran frente a las costas del estado de Río de Janeiro. De las reservas terrestres de gas natural del país, el 59% de las reservas se encuentran en el estado de Amazonas (Referencia de antecedentes: Brasil, 2019).

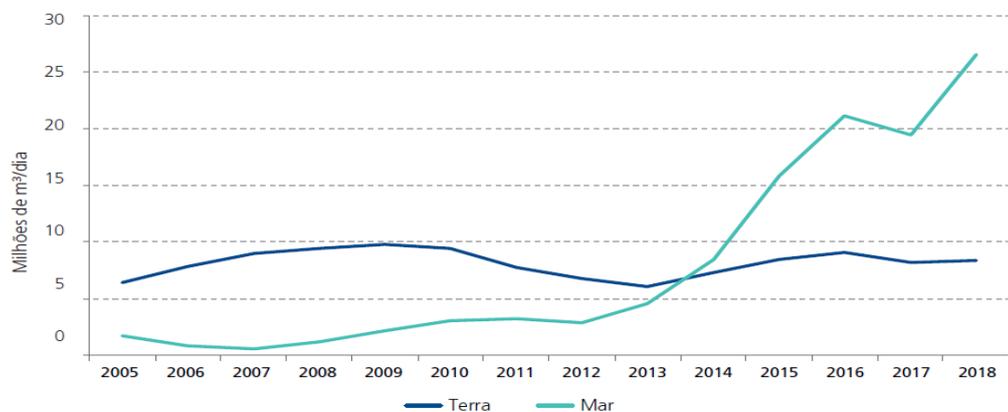
De 2008 a 2018, la producción de gas pre-sal en promedio se duplicó cada año y alcanzó en 2018, el volumen diario de 49,8 millones de m³.

Gráfico 34 - Producción de gas natural post-sal y pre-sal (entre 2005 y 2018).



Fuente: Elaboración propia, con base en las ediciones 2005 a 2018 del *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: ANP.

Gráfico 35 - Reinyección diaria de gas natural en tierra y mar (entre 2005 y 2018).



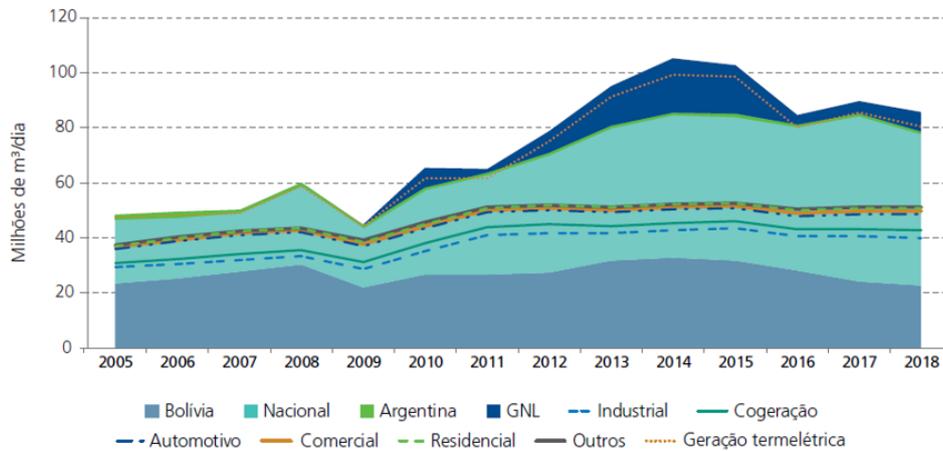
Fuente: Elaboración propia, con base en las ediciones 2005-2018 del *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro: ANP.

El suministro de gas natural proviene además de la producción nacional, de su importación de Bolivia, de terminales flotantes de regasificación y almacenamiento (FRSU) de GNL, y una cantidad menos significativa de Argentina, de donde el combustible se importa esporádicamente. Por el lado de la demanda, el gas natural tiene varias aplicaciones, las cuales se pueden destacar principalmente en el consumo industrial, termoeléctrica, en cogeneración, residencial y vehicular (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

La importación de GNL a Brasil, se lleva a cabo a través del mercado spot o mediante contratos de corto plazo. Aunque el GNL es un gas caro, esta fuente proporciona flexibilidad en el momento de su necesidad, solo se justifica consumirlo cuando realmente es necesario. En este contexto, sería más ventajoso para el país y para los consumidores demandar primero el gas producido en Brasil y el proveniente de Bolivia, e importar GNL como último recurso para equilibrar la oferta con la demanda (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

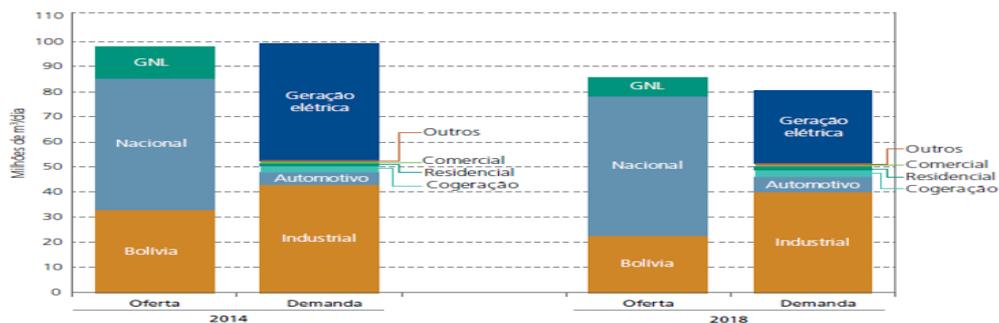
Desde mi perspectiva, también podría ser ventajoso para Argentina y la producción de Vaca Muerta a largo plazo, el exportar gas a Brasil en la medida en que sea viable y continúe creciendo el mercado del GNV en Brasil.

Gráfico 36 - Balance de oferta y demanda de gas natural en Brasil.



Fuente: Elaboración propia, con base en las ediciones de 2005 a 2018 del *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME).

Gráfico 37 - Oferta y demanda de gas natural (promedios diarios 2014 y 2018)



40

Fuente: Elaboración, en base al *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), n. 141, 2018. 38p.

La oferta diaria de producción nacional en 2018 puesta en el mercado fue de 55,3 millones de m³ y correspondió al 65% de la oferta total del país. La importación diaria de gas boliviano totalizó unos 22,9 millones de m³, correspondientes al 27% del suministro de gas natural en el país. Las importaciones de GNL representaron el 8,8% del suministro de gas natural del país. La oferta total, por tanto, en 2018 alcanzó un volumen medio diario de 85 millones de m³ (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Las estimaciones apuntan a una posible duplicación del suministro de gas natural en los próximos diez años en Brasil, originarios principalmente de la producción de gas presalino. En

⁴⁰ Nota: La demanda industrial incluye el consumo en refinerías.

Energy Outlook 2018, la AIE estima se espera que la producción brasileña de gas natural crezca, en promedio 4.9% por año, requiriendo inversiones del orden de 35.000 millones de dólares hasta el año 2040 (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

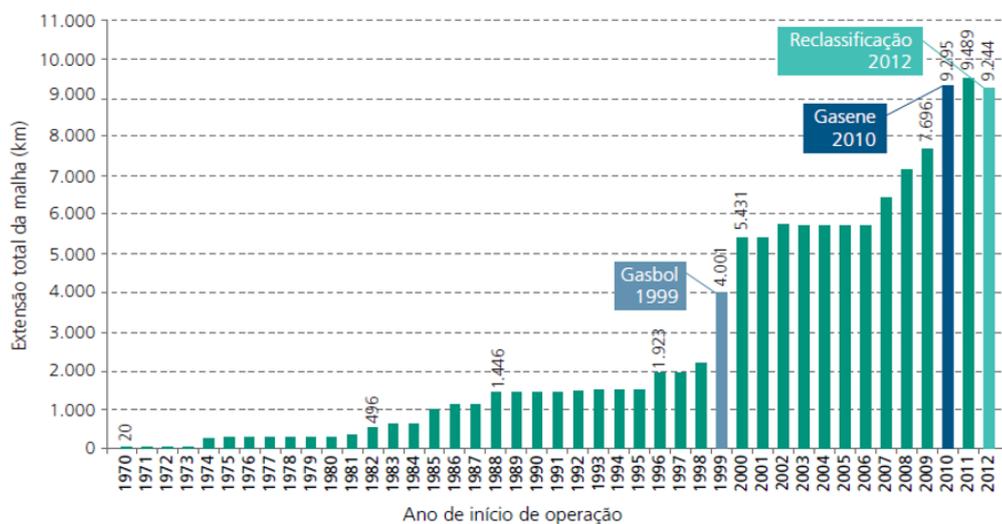
Aunque Brasil aún no tiene un mercado de gas natural consolidado como en otros países desarrollados, hubo un gran crecimiento en el consumo a partir de la década de 2000 en adelante, principalmente con la implementación del Gasoducto Bolivia-Brasil, así como por la normativa, que contribuyó al aumento del suministro nacional de gas (por ejemplo, Programa Queima zero, de gas natural en extracción)⁴¹.

Sin embargo, las dificultades para desarrollar el mercado del gas natural no se limitan a la producción de combustible, predominantemente en el mar. Uno de los principales cuellos de botella para que el producto esté disponible en el mercado se encuentra en su infraestructura, transporte y distribución, además de los desafíos de desarrollar nuevos consumidores en la industria, en la generación termoeléctrica, en el comercio y en el uso vehicular, en particular camiones y autobuses (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

8.5.1. Infraestructura y transporte de gas natural

La red de gasoductos de transporte en Brasil tiene una longitud aproximada de 9.000 km en una superficie de 8,5 millones de km² y una población de casi 210 millones de habitantes. La mayor parte de esta red en Brasil comenzó a operar entre 1999 y 2012, período en los que se construyeron más de 7.000 km de gasoductos (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Gráfico 38 - Evolución de la red de oleoductos de transporte en Brasil

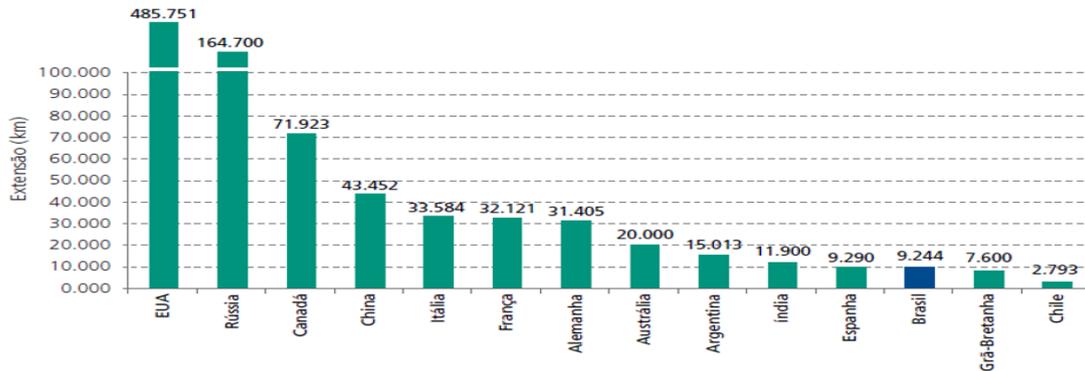


Fuente: Adaptado de BRASIL. Ministerio de Minas y Energía. Empresa de Investigación Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014.

⁴¹ La iniciativa alienta a las empresas petroleras a buscar soluciones económicamente viables para poner fin a la quema de gas tan pronto como sea posible y a más tardar en 2030, y a garantizar que cuando desarrollen nuevos yacimientos petrolíferos, sus planes contemplen soluciones para la utilización del gas que no supongan la quema regular ni el venteo.

La red de gasoductos de transporte brasileño puede considerarse modesta en comparación con otros países. Por ejemplo, EE. UU. Tiene unos 500.000 km, Alemania 31.4 mil km, Argentina 15.000 km y España 9.200 km, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

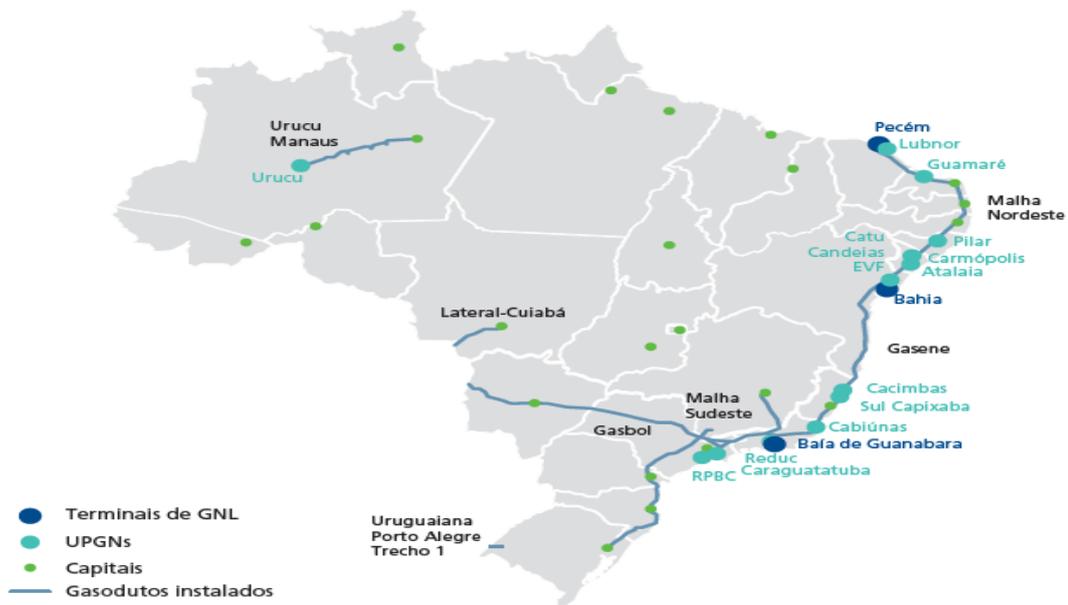
Gráfico 39 - Infraestructura de gasoductos de transporte en países seleccionados



Fuente: Adaptado de BRASIL. Ministerio de Minas y Energía. Empresa de Investigación Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014.

La red brasileña de gasoductos interconectados asciende aproximadamente a 8.500 km, conecta Rio Grande do Sul con Ceará, además de los estados de Mato Grosso do Sur y São Paulo, Río de Janeiro y Minas Gerais. La red interconectada ha transportado más 90 millones de m³/día⁴².

Figura 61 - Red de gasoductos en Brasil



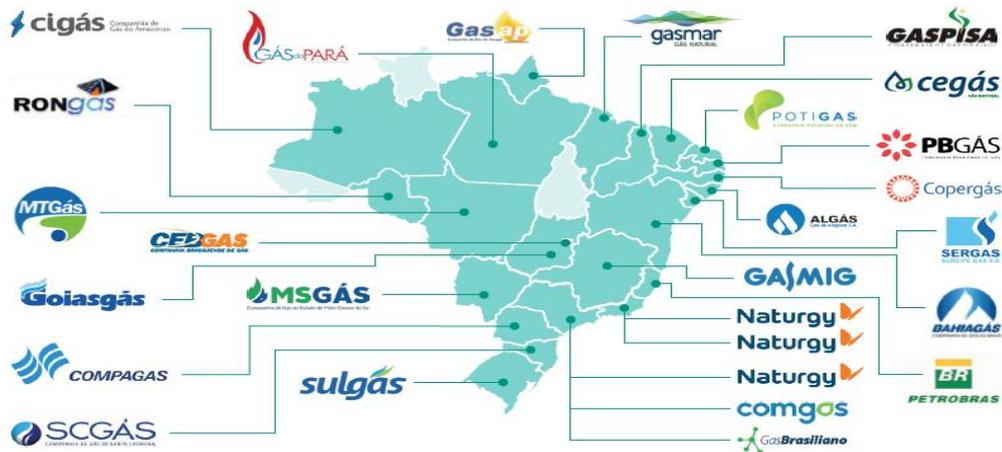
Fuente: Adaptado de BRASIL. Ministerio de Minas y Energía. Empresa de Investigación Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – Pemat 2022*. Brasília, 2014.

⁴² La red de ductos interconectados se divide en cuatro partes principales: (i) Red Sudeste: gasoductos en la región Sudeste; (ii) Red Noreste - gasoductos en la región Noreste; (iii) Gasoducto Gasbol - Bolivia-Brasil, que pasa por Mato Grosso do Sul y se dirige a Rio Grande Del sur; y (iv) Gasene - gasoducto que conecta el Sureste con la Región Nordeste.

8.5.2. Distribución de gas natural

Brasil actualmente cuenta con 27 distribuidores de gas natural, repartidos en 23 estados y el Distrito Federal, como se muestra en el mapa de la siguiente imagen. Con la excepción de São Paulo - con tres distribuidores - y Río de Janeiro - con dos distribuidores -, todos los estados brasileños conceden el monopolio de la distribución en toda su extensión geográfica a una sola empresa (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

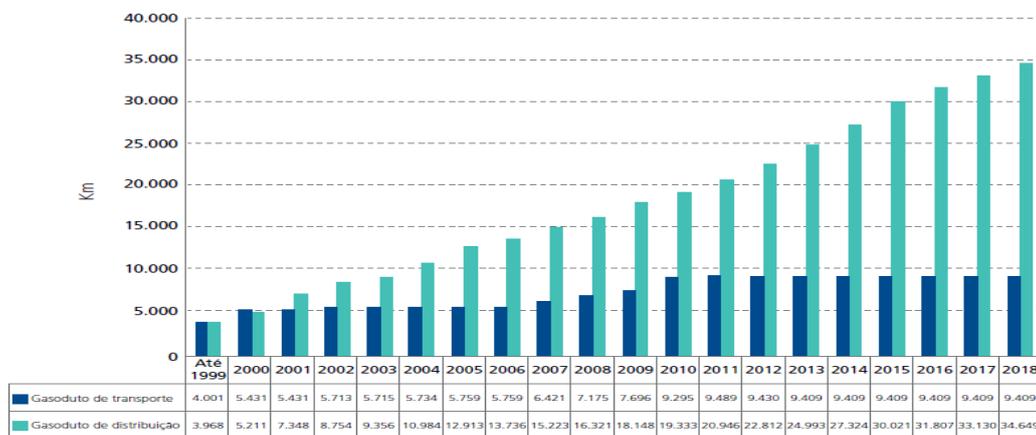
Figura 62 - Distribuidores de gas canalizado en Brasil



Fuente: Adaptado de ABEGÁS - ASOCIACIÓN BRASILEÑA DE DISTRIBUIDORES CANALIZADOS DE GAS. Presentación. En: SEMINARIO NUEVA INTEGRACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN LA MATRIZ ENERGÉTICA, Brasilia, 29 de abril. 2019.

Cabe destacar que hay estados que, a pesar de no contar con una oferta firme de gas, tienen incorporada una empresa distribuidora. El siguiente gráfico muestra la evolución de la infraestructura midstream y downstream en Brasil.

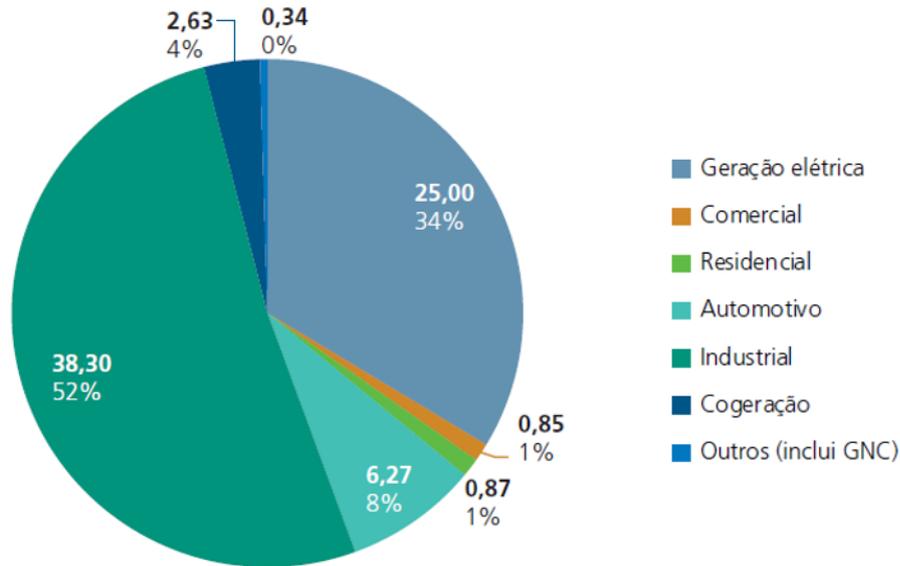
Gráfico 40 - Evolución de la infraestructura en Brasil



Fuente: Adaptado de MME - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Brasília, n. 144, fev. 2019. 38p.

Actualmente, el 93% del gas natural distribuido en Brasil es consumido por clientes industriales, para generación de energía o como combustible para vehículos (GNV). El gráfico elaborado por el Ministerio Minas y Energía de Brasil, muestra el consumo por segmento en 2018.

Gráfico 41 - Perfil de la demanda de gas natural en Brasil en 2018 (millones de m3 / día)



Fuente: Adaptado de MME - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Brasília, n. 144, fev. 2019. 38p.

8.5.3. Infraestructura de estaciones de GNV

La infraestructura de suministro de GNC en Brasil está compuesta por 1.755 estaciones de servicio, de las cuales 530 (30,2%) están ubicadas en el estado de Río de Janeiro, y 469 (26,7%) en el estado de São Paulo. En la figura 63 se aprecian las estaciones de GNV en Brasil (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Figura 63 - Estaciones de GNC, ductos de transporte y campos de producción



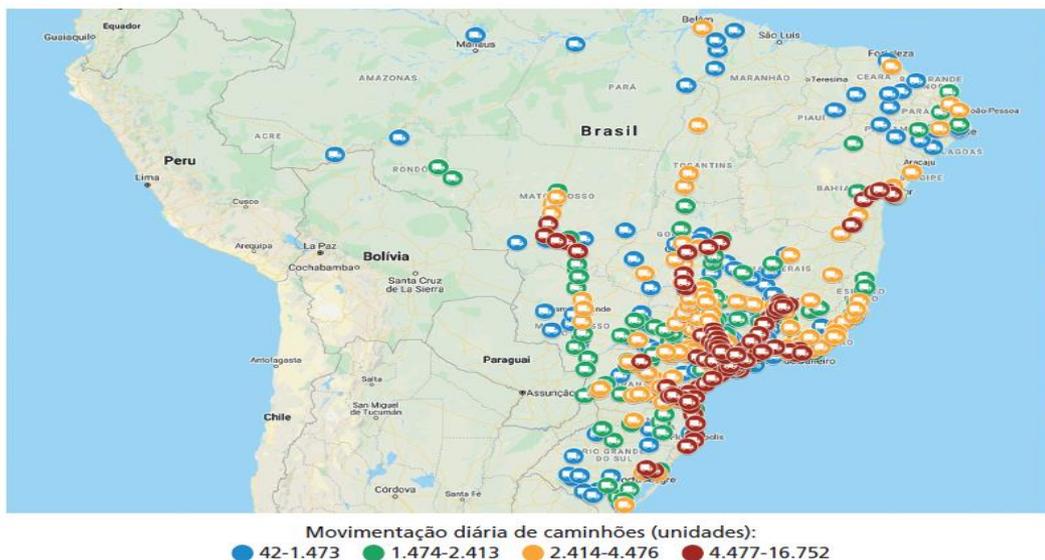
Fuente: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020 .

La red de estaciones de GNV se concentra principalmente en regiones que disponen de suministro de gas natural canalizado, adyacente a grandes gasoductos de transporte. Algunas regiones no abastecidas por las ramas de los distribuidores de gas son atendidas por medio de GNC que es transportado en camiones dentro de un radio de hasta 300 km de la base de compresión de gas. Dependiendo del crecimiento del consumo en estos lugares, sería posible, en el futuro, conectarlos a la red de distribución (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

En lo referido al GNL, como se mencionó anteriormente, este combustible proporciona ganancias de escala, ya que permite el transporte de gas en volúmenes muy superiores a los logrados con el GNC. Con esto, es posible satisfacer la demanda en regiones no atendidas por la red, como ser distancias de hasta 600 km desde la base de licuefacción. El GNL requiere de una estructura de regasificación de gas natural, o una estructura para almacenarlo en estado líquido.

La red de estaciones de GNV están ubicadas cerca de las principales carreteras del país, donde se observa el mayor tráfico de camiones, que se extiende desde el sur de Rio Grande do Sul al norte de Ceará, así como de Río de Janeiro a Belo Horizonte, y de São Paulo a Campo Grande. La mayor densidad de tráfico de camiones se registra en los estados de São Paulo, Río de Janeiro, Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul y Bahía (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Figura 64 - Movimiento diario de camiones

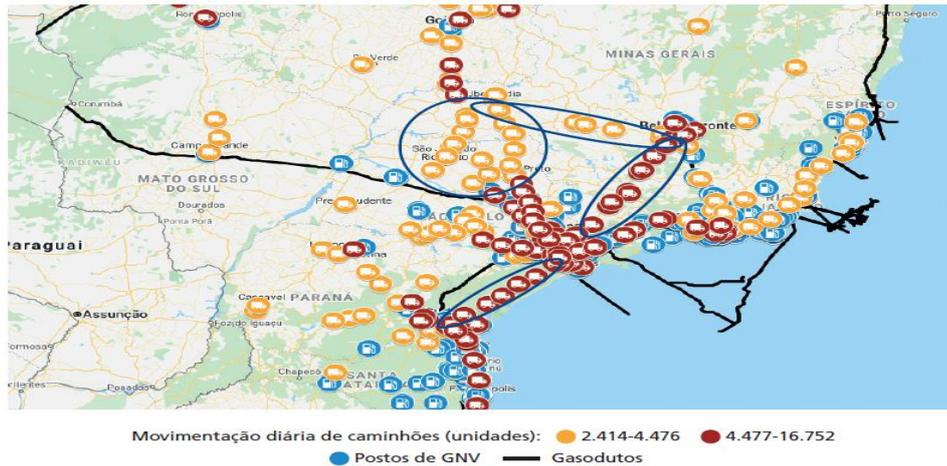


Fuente: Elaboración, en base a datos disponibles en el portal DNIT - Plan Nacional de Conteo de Tráfico.

Los principales tramos de carreteras con alto movimiento diario de camiones y que no tienen estaciones de servicio de GNV, como se muestra en la Figura 9, son: (i) São Paulo- Belo Horizonte; y (ii) São Paulo-Curitiba.

Tramos de carreteras con movimiento medio diarias de camiones y sin estación de servicio de GNV son: (i) Uberlândia-Ribeirão Negro; (ii) Uberlândia-São José do Rio Preto; y (iii) Uberlândia-Belo Horizonte (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

Figura 65 - Movimiento diario de camiones y estaciones de GNC



Fuente: Datos puestos a disposición en los portales: (i) Dnit - Plan Nacional de Conteo de Tráfico. Disponible en: <http://servicos.dnit.gov.br/dadospnt/ContagemContinua>. (ii) Gasnet.

Es de destacar que, actualmente la infraestructura instalada en Brasil está dada para el suministro de GNC en vehículos ligeros, y su aplicación en vehículos pesados implicaría un largo tiempo de suministro.

La infraestructura instalada en Brasil no está preparada para el suministro de GNL en vehículos. Para realizar este tipo de actividad, habría necesidad de inversiones aún mayores para adaptar las estaciones de gas natural vehicular (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2020).

8.5.4. Limitaciones de los fabricantes de automóviles a Gas en Brasil

La ausencia de una infraestructura adecuada en el país es el aspecto más enfatizado. Otra limitación muy destacada es el costo del gas natural. En opinión de los entrevistados en este artículo por el (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES), el precio del combustible sigue siendo relativamente alto (en algunos casos también se citó la falta de una política que brinde previsibilidad al precio del gas), siendo un desincentivo al reemplazo de diésel, y la mayoría de las empresas han estimado que los vehículos a gas son aproximadamente 40% a 50% más caros que los vehículos diésel.

Además, la demanda actualmente es baja en el país y, por lo tanto, hay poco estímulo para la fabricación de vehículos. Si bien hay consultas para pruebas y demostraciones, todavía no existe la suficiente demanda firme.

8.6. Consideraciones finales y propuesta de actuación del BNDES

Se considera como esencial la necesidad de inversiones en proyectos previos orientados a ampliar la capacidad de distribución, con la ampliación de gasoductos e internalización del suministro al resto del país.

9. ARGENTINA

9.1. Historia del GNV en Argentina

El GNC comenzó a utilizarse en Argentina como combustible alternativo desde mediados de 1984, cuenta con más de 35 años de experiencia industrial y de servicios en la conversión de vehículos a GNC y en su utilización por parte de los consumidores. La industria del GNC se compone de un conjunto de pymes nacionales que diseñan y fabrican una gran variedad de partes y módulos, como cilindros, válvulas, reguladores de presión, cañerías de alta presión, medidores de caudal, controladores electrónicos, tableros eléctricos, y también productos finales como kits de conversión, compresores, surtidores y estaciones de servicio llave en mano. Algunas de estas empresas incluso participan en el expendio del combustible a los consumidores finales con su propia red de estaciones. Según Graso y Kosacoff (2016) los fabricantes de equipos son, aproximadamente, unas 110 empresas que generan más de 6.000 puestos de trabajo directos. A estas se agregan más de 2.000 estaciones de servicio, las cuales abastecen a 20 provincias incluida CABA, y a más de 500 localidades, y más de 1.100 talleres de montaje que emplean en total a unas 20.000 personas.

Actualmente, el parque automotor convertido a GNC está entre los más altos a nivel internacional. Es de alrededor 1,7 millones de vehículos, lo que representa el 13% del parque automotor total. No ajeno a los altibajos de la economía nacional, el consumo de GNC representó en los últimos años el 7% del consumo total de gas. Es decir, entre 6,6 y 7 millones de metros cúbicos de GNC por día, que equivalen entre 7,4 y 7,9 millones de litros diarios de naftas (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019).

Figura 66 – Estaciones de carga en Argentina



Fuente: ENARGAS

El Marco Regulatorio del Gas natural establecido mediante la Ley 24.076, y su Decreto Reglamentario 1738/1992, fija los siguientes objetivos para la regulación del transporte y distribución del gas natural. Los mismos serán ejecutados y controlados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) que se crea por el artículo 50 de la presente ley:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;

- c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;
- d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente ley;
- e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;
- f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
- g) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones (ENARGAS, *Normas técnicas*).

Por ende, el ENARGAS es la autoridad de control del parque automotor impulsado por GNV. El marco normativo aplicable se compone de diversas normas de carácter técnico, jurídico y contable que regulan la actividad e interacción de todos los sujetos del sistema de GNV. Las normas técnicas son de cumplimiento obligatorio, tienen una nomenclatura unificada bajo la sigla NAG (Norma Argentina Gas) y compete al ENARGAS actualizarlas conforme a las observaciones que remitan los sujetos de la industria del gas.

En particular la Gerencia de Gas Natural Vehicular del ENARGAS está a cargo de velar por la seguridad pública; atender las consultas y reclamos de los particulares relacionados con el uso del GNV; elaborar proyectos de normas técnicas relacionadas con el uso del fluido a fin de asegurar la calidad y seguridad del sistema; y efectuar el control del cumplimiento de la normativa vigente por parte de los sujetos del sistema de GNV, en lo relacionado con talleres de montaje certificados, productores de equipo completo, fabricantes e importadores, y estaciones de carga. Por la presión utilizada y los riesgos propios del uso del gas, el ENARGAS impone a los usuarios ciertas medidas de seguridad, como ser, se destacan la obligación de bajarse del vehículo para la carga de gas y la revisión anual de los vehículos para autorizar su abastecimiento de GNC (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019).

9.2. Regulación Argentina sobre GNV

Entre las normas y resoluciones dictadas por el ENARGAS relacionadas al GNV se encuentran las siguientes:

- NAG-415 (1984): Reglamentaciones. Definiciones y terminología. Especificaciones y procedimientos. Documentación técnica a complementar por todas las categorías inscriptas en los registros de fabricantes e importadores.

Define el rol a cumplir por cada uno de los sujetos del sistema. Todas las definiciones y terminologías empleadas. La enumeración de las especificaciones autorizadas para ser utilizadas en la fabricación de cilindros, válvulas y accesorios, tanto para la actividad local como para la extranjera.

- NAG-416 (1984): Normas y especificaciones mínimas, técnicas y de seguridad, para el montaje de equipos completos para GNC en automotores y sus ensayos de verificación.

Define los requisitos a cumplir en el armado y montaje; los ensayos y verificaciones a realizar sobre el sistema y sobre el automotor y la característica que permita identificar a los vehículos implementados con equipos para utilizar GNC; a su vez, incluye los requisitos mínimos para la conversión del autotransporte público de pasajeros⁴³.

- NAG-417 (1984): Norma para componentes diseñados para operar con GNC en sistemas de carburación para automotores, y requisitos de funcionamiento.

Se aplica a la construcción y al comportamiento de los componentes del sistema para GNC, provistos para producir la potencia motriz a vehículos nuevos o usados, que utilizan motor de combustión interna.

- NAG-419 (1984): Estacionamiento y garages. Inconvenientes y accidentes. Carga de tanque con GNC.

Establece las características y requisitos a cumplir por los garages para la guarda de automotores equipados con GNC; establece las reglas para el estacionamiento; se indican las etapas y procedimiento a seguir para la carga de GNC en las estaciones, y se dan las recomendaciones para casos de inconvenientes y accidentes.

- NAG-441 (1990): Equipos de compresión para estaciones de carga de GNC.

Reglamenta los equipos de compresión y los surtidores a instalarse en las estaciones de carga para GNC.

- NAG-444 (1991): Revisión periódica de cilindros de acero sin costura para GNC; basada en la norma IRAM 2529.

Especifica los requisitos para la revisión periódica obligatoria programada con sus ensayos a realizar a cada cilindro, verificando los requerimientos necesarios para lograr un nivel de confiabilidad aceptable⁴⁴.

- NAG-418 (1992): Reglamentación para estaciones de carga para GNC.

Especifica las características y ubicación de las estaciones de carga, a utilizar en plantas de compresión y almacenamiento; la instalación de compresores, la instalación de surtidores de despacho, cañerías, accesorios y demás elementos complementarios. Además, reglamenta la distribución y dimensiones de la isla de surtidores, fija las pautas para el movimiento vehicular en la playa de maniobras y especifica la metodología de repueba y su periodicidad, a que se han de someter las estaciones de carga de GNC una vez habilitadas y puestas en funcionamiento⁴⁵.

- NAG-E 401 (1997): Dispositivos de sujeción de cilindro/s para GNC.

⁴³ Nota: La Resolución ENARGAS N° 3690/07 incorpora a esta norma, el carácter de uso obligatorio del empleo de válvulas de bloqueo para cilindros contenedores de GNC en automotores, con dispositivo de seguridad consistente en: disco de estallido, tapón fusible, exceso de flujo y que estén operadas eléctricamente siendo de tipo normal cerrada.

⁴⁴ Nota: La Resolución ENARGAS N° 3682/07, modifica lo dispuesto en el punto 10), Tabla II de la norma NAG-444, estableciendo nuevos valores.

⁴⁵ Nota: La Resolución ENARGAS N° I/0281/08 amplía en su Anexo nuevos Requisitos y Consideraciones que sustituyen diversos puntos de dicha Norma.

Requisitos de diseño, fabricación, ensayos, y fijación, de los dispositivos para sujeción al vehículo.

- NAG-E 402 (1998): Vehículos para transporte de GNC.

Requisitos de proyecto, construcción, pruebas, habilitación y revisiones periódicas, para los recipientes, sus vehículos de transporte, y el montaje de aquéllos en éstos.

- NAG-E 403 (1999): Equipos paquetizados y encasetados para compresión y almacenamiento de GNC que no requieren muro perimetral.

Requisitos de diseño, fabricación, instalación y certificación, para la eficiencia y seguridad de equipos compactos de compresión y almacenamiento a instalar en estaciones de carga.

- NAG-E 405 (2001): Instalación, utilización y controles de cilindros compuestos para GNC con fibra de carbono.

Requisitos para los cilindros, de aplicación por todos los sujetos del sistema de GNC determinados en la Resolución ENARGAS N° 139.

- NAG-E 406 (2001): Sistemas para transporte de módulos contenedores para GNC.

Rige el proyecto, construcción, pruebas, habilitación, revisiones, itinerario y personal habilitado, para los sistemas compuestos por módulos de cilindros contenedores y su vehículo de transporte.

- NAG-E 404 (2002): Certificación, instalación y controles de equipos integrados para compresión y despacho de GNC.

Requisitos de eficiencia y seguridad para los sistemas compactos de compresor y surtidor más su conjunto motriz.

- NAG-E 408 (2005): Especificación Técnica para la Certificación de la aptitud técnica de Talleres de Montaje para GNC.

Establecer las pautas mínimas que debe cumplir un Taller de Montaje para GNC, a los efectos de ser reconocido como técnicamente apto para realizar las operaciones de instalación, revisión, modificación, desmontaje o baja del equipo completo para GNC, de acuerdo con las normas vigentes.

- NAG-E 409 (2005): Mangueras para surtidores de GNC Instructivo para su instalación, utilización y control.

Proveer lineamientos para la recepción, almacenamiento, instalación, utilización, mantenimiento y control de mangueras para surtidores de gas natural comprimido

- NAG-E 412 (2006): Adaptadores para carga de GNC, en vehículos provenientes de otro Estado Parte del MERCOSUR.

Reglamenta los requisitos para la aprobación, utilización, mantenimiento y control del adaptador utilizado para la carga de gas natural como combustible en territorio argentino, de vehículos automotores provenientes de otro Estado Parte del Mercosur, cuya válvula de carga difiera de la utilizada en nuestro país.

- NAG-443 (2009): Norma Argentina para el proyecto, construcción, operación y mantenimiento de Plantas de Carga y Descarga de GNC y GNP a granel.

Tiene por objeto la fijación de las pautas mínimas a observar en el proyecto, construcción, pruebas y habilitación de las instalaciones pertenecientes a Plantas de Carga y Descarga de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural a Presión (GNP) a granel abastecido por vía terrestre.

- NAG-451 (2019): Procedimiento para la habilitación de vehículos importados, propulsados mediante el uso de gas natural.

Normativa destinada a cubrir el tratamiento específico que requiere la habilitación para el uso del gas natural (GNC o GNL) como combustible en vehículos importados producidos fuera del Territorio Nacional aplicado al transporte público de pasajeros y al transporte pesado de carga. La Resolución RESFC-2019-42-APN-DIRECTORIO#ENARGAS que aprueba la norma NAG-451, agrega un ANEXO referido a Requisitos de Seguros para la habilitación de los nuevos sujetos en el Registro de Matrículas Habilitantes del ENARGAS (RMH). Además, se pretende reducir el arancel para la importación de este tipo de vehículos, que actualmente es del 35% si son de origen fuera del Mercosur.

- NAG-501 (2018): referida a la Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de GNL en tierra.

Establece los requisitos mínimos de seguridad relacionados con el diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de plantas de almacenamiento de GNL en tierra, incluyendo los procesos de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL. Quedan fuera del alcance de la presente norma las actividades relacionadas con el transporte marítimo o fluvial de GNL, la interfaz entre los buques metaneros y las instalaciones de GNL, y el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de instalaciones marítimas o fluviales destinadas a operaciones de recepción y regasificación de GNL.

- NAG-452 (2021): Normativa referida al marco específico que requiere la habilitación de la producción nacional de vehículos destinados al servicio de transporte terrestre de pasajeros o de carga, propulsado mediante el uso de GNC o GNL.
- Proyecto en elaboración sobre Estaciones de Carga de alto caudal para Transporte Pesado, modificación de la norma NAG 418 y otras relativas a Estaciones de Carga de metano.
- Resolución ENARGAS N° 93/94: Aprueba los mecanismos de fiscalización de calidad y seguridad para la habilitación y aplicación de sanciones en Estaciones de Carga para GNC por parte de las Compañías de Distribución. Reemplazada por la Resolución ENARGAS N° 2629/02⁴⁶.
- Resolución ENARGAS N° 138/95: Establece el marco normativo para la creación de un registro de Organismos de Certificación y las pautas que éstos deben cumplir para la aprobación de los elementos y artefactos para la industria del gas⁴⁷.

⁴⁶ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁴⁷ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

- Resolución ENARGAS N° 139/95: Establece las reglas para la protección de los derechos de los usuarios, y las pautas a las que los sujetos del sistema de GNC deben ajustarse para garantizar la calidad, eficiencia y seguridad del servicio. Para ello se creó un Centro Informático que permite registrar y actualizar los datos de los sujetos del sistema⁴⁸.
- Resolución ENARGAS N° 591/98: Establece las pautas mínimas obligatorias para los sujetos del sistema de GNC para la contratación de un seguro de responsabilidad civil⁴⁹.
- Resolución ENARGAS N° 2592/02: Ampliación de lo dispuesto en el Anexo II de la Resolución ENARGAS N° 139/95⁵⁰.
- Resolución ENARGAS N° 2603/02: Sustituye el "Procedimiento para la conversión, revisión anual, modificación o baja de equipos para GNC" del Anexo I de la Resolución ENARGAS N° 139/95 por el "Procedimiento para la conversión, revisión anual, modificación, desmontaje, baja, o reinstalación de equipos completos para Gas Natural Comprimido (GNC) en automotores" que figura como Anexo I. Establece las pautas para la confección del "Manual de Instrucción para el Uso del Equipo para GNC" y de las "Recomendaciones de Seguridad para el uso de Vehículos propulsados con GNC". Se habilita un sitio en la página de Internet del ENARGAS que posibilita la apertura desagregada del Sistema Informático Centralizado del GNC a los Usuarios, Talleres de Montaje, Productores de Equipos Completos para GNC, Centros de Revisión Periódica de Cilindros para GNC, y otros Organismos Oficiales⁵¹.
- Resolución ENARGAS N° 2629/02: Deroga las Resoluciones ENARGAS N° 41/93, 93/94 y 197/95. Aprueba los mecanismos de fiscalización de calidad y seguridad para la habilitación de Estaciones de Carga para GNC. Régimen general. Régimen especial para Estaciones de Carga. Registro informático centralizado. Pautas mínimas del seguro de caución obligatorio para las mencionadas estaciones⁵².
- Resolución ENARGAS N° 2760/02: Implementa la habilitación por lotes de los componentes del equipo completo para GNC. Permite discriminar los elementos nuevos de los usados, dificultando la duplicación de sus números de serie y mejorando la individualización de los elementos ya instalados⁵³.
- Resolución ENARGAS N° 2767/02: Determina las pautas para la aprobación, utilización, y controles de las mangueras para GNC instaladas en surtidores de las estaciones de carga, y fija un plazo para que sus fabricantes e importadores generen un proyecto de Especificación Técnica para la aprobación de esas mangueras. Ver también: Resolución ENARGAS N° 3393/05⁵⁴.

⁴⁸ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁴⁹ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁰ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵¹ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵² Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵³ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁴ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

- Resolución ENARGAS N° 2768/02: Trata sobre la reubicación de la oblea de habilitación para la carga de GNC en vehículos, en vigencia hasta diciembre de 2002, para su adecuación a los estándares mundiales en la materia, y como transición a la implementación de un sistema inteligente de control. La oblea se desdobra, una para habilitar la carga y se la fijará en el lado interno del capó o en el parante lateral izquierdo (lado conductor). Otra, que identifica al vehículo como propulsado con GNC, tiene al mismo tiempo el objeto de cumplir con normativas de seguridad nacionales e internacionales en cuanto a prevenir a bomberos, defensa civil, etc., en caso de siniestro⁵⁵.
- Resolución ENARGAS N° 2793/03: Dispone la creación de una "Comisión Técnica de Estudio de Tecnologías de Sistemas Inteligentes", que permita desarrollar una mejora integral del control del parque automotor propulsado con gas natural. Ordena el estudio de factibilidad y posterior implementación de un relevamiento obligatorio de la totalidad de los cilindros para GNC instalados en el parque automotor⁵⁶.
- Resolución ENARGAS N° 3035/04: Aprueba los modelos de contratos Venta Firme e Interrumpible⁵⁷.
- Resolución ENARGAS N° 3196/05: Establece las pautas mínimas que debe cumplir un Taller de Montaje para GNC, a los efectos de ser reconocido como técnicamente apto para realizar las operaciones de instalación, revisión, modificación, desmontaje o baja del equipo completo para GNC, de acuerdo con las normas vigentes⁵⁸.
- Resolución ENARGAS N° 3393/05: Aprueba la Especificación Técnica NAG-E 409 "Mangueras para surtidores de GNC - Instructivo para su instalación, utilización y control". Modifica, en su articulado y Anexo, la Resolución ENARGAS N° 2767/02⁵⁹.
- Resolución RESFC-2019-56-APN-DIRECTORIO#ENARGAS: Requisitos para la inscripción de Organismos de Certificación (OC) en el Registro de Organismos de Certificación (ROC) del ENARGAS, a fin de obtener la acreditación por parte del Ente, así como establecer los requisitos para la evaluación de conformidad y certificación de productos y servicios para la industria del gas con las normas de aplicación. Modifica y actualiza los Anexos aprobados por la Resolución ENARGAS N.º 138 de 1995⁶⁰.
- ENARGAS prestó colaboración para la elaboración de la Resolución SE número 61/2020, emitida por la Secretaría de Energía, relativa a la adopción de la Norma ISO 16.924, relacionada con las Estaciones de GNL para el repostaje de vehículos⁶¹.

⁵⁵ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁶ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁷ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁸ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁵⁹ Nota: Este documento no está incluido en el clasificador de normas técnicas NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas y de consulta frecuente.

⁶⁰ Nota: Este documento no está incluido en el código NAG, pero resuelve especificaciones técnicas significativas, de alcance a los Grupos 1, 2, 3, 4 y 5 de dicho código normativo. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=4>

⁶¹ Informe de Gestión - Gerencia de Gas Natural Vehicular ENARGAS, MARZO - DICIEMBRE 2020.

9.2.1. Consejos para el uso de GNC recomendados por el ENARGAS

- Tener en cuenta estos requisitos para la carga de GNC en tu vehículo:
 - Tener vigente y adherida al parabrisas la oblea de habilitación. La falta o deterioro de la misma te imposibilita la carga de GNC.
 - Detener el motor y apagar las luces del auto.
 - Descender y hacer descender del vehículo a todos los ocupantes.
 - Respetar las indicaciones de Prohibido Fumar.

- En caso de impacto de tu vehículo a GNC, no lo uses hasta tanto hagas verificar el equipo de GNC en un Taller de Montaje habilitado.

- En caso de incendio de tu vehículo a GNC:
 - Detené la marcha y luego el motor del vehículo.
 - Descendé y hacé descender a todos los ocupantes del vehículo.
 - Informá los hechos a las autoridades competentes (policía, bomberos, etc.). Advertí que se trata de un vehículo con GNC.
 - Mantené alejada del vehículo a toda persona que se encuentre en las inmediaciones y recordá que no deben ubicarse detrás del vehículo.
 - Luego del incidente, no uses el vehículo con gas hasta que personal especializado de un Taller de Montaje habilitado efectúe la revisión de la unidad.

- Si percibís olor a gas en tu vehículo a GNC:
 - No enciendas el motor.
 - De encontrarte en un ambiente cerrado, ventilá el lugar.
 - No operes interruptores eléctricos hasta tanto te asegures de que no haya presencia de gas en el ambiente.
 - Si el vehículo está en marcha, detenéte y apagá el motor. Descendé y hacé descender a todos los ocupantes del vehículo.
 - No fumes.

- Hacé revisar anualmente el Equipo Completo de GNC de tu vehículo en un Taller de Montaje habilitado. Tené en cuenta que la revisión periódica del cilindro debe realizarse cada 5 años.
- Si perdiste la documentación del Equipo Completo de GNC de tu vehículo:
 - En primer lugar, realizá la denuncia de extravío ante la autoridad competente.
 - Concurrí al Taller de Montaje habilitado o al Productor de Equipos Completos que realizó la última operación de revisión técnica. Ingresá tu dominio.
- Si se rompe el parabrisas de tu vehículo y necesitas cambiarlo, tené en cuenta que la oblea de habilitación de GNC pierde automáticamente su vigencia y debés realizar una nueva revisión técnica del equipo de GNC⁶².

9.2.2. Obleas vigentes 2021

Figura 67 – Obleas Vigentes.

Obleas vigentes

Automotores



A partir del 1° de enero de 2021, se encuentra vigente la Oblea de Habilitación para Equipos Completos de GNC cuyo vencimiento operará durante 2022. El color de la oblea es azul especial y su numeración comprende desde el **N° 39.407.501** en adelante.

Motos y autoelevadores



A partir del 1° de enero de 2021, se encuentra vigente la Oblea de Habilitación para Equipos Completos de GNC para uso exclusivo en motos y autoelevadores cuyo vencimiento operará durante 2022. El color de la oblea es azul especial y su numeración comprende desde el **N° 5.351** en adelante.

Camiones y transporte de pasajeros



A partir del 1° de enero de 2021, se encuentra vigente la Oblea de Habilitación para el abastecimiento de Gas Natural al sistema de propulsión instalado en los VPGN cuyo vencimiento operará durante 2022. El color de la oblea es azul especial y su numeración comprende desde el **N° 501** en adelante.

Fuente: ENARGAS

⁶² <https://www.enargas.gov.ar/secciones/gas-natural-comprimido/consejos-uso-gnc.php>

Figura 68 – App Oblea y GNV

Aplicación móvil OBLEA & GNV

El Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) pone a disposición la aplicación móvil Oblea & GNV tendiente a garantizar el uso seguro del gas natural vehicular y a modernizar los mecanismos de control para acceder de manera ágil, sencilla y en tiempo real a los datos asociados a la oblea de GNV adherida al parabrisas y conocer así el estado del vehículo.

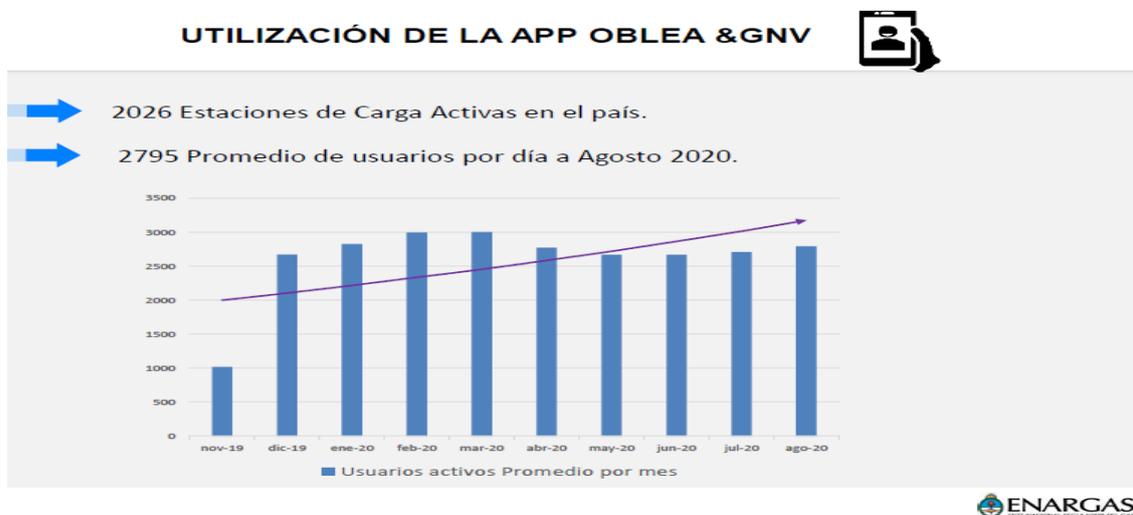
La App Oblea & GNV está destinada al usuario del vehículo, al playero de las estaciones de carga, las estaciones de carga, los agentes públicos y al público en general.

- La APP Oblea & GNV permite efectuar la consulta de la Oblea en cuestión, mediante la lectura del código QR identificatorio. También se puede acceder a través del ingreso manual con su número y así conocer el estado del vehículo.
- Al ser utilizada, la APP indicará en color “verde” los casos SIN OBSERVACIONES, en los que la oblea se encuentra vigente y en condiciones óptimas para la carga de GNV del vehículo, garantizando así una circulación segura. Cuando se indique un color “rojo”, con la leyenda CON OBSERVACIONES, se señalarán las situaciones en las que la oblea se encuentra vencida, o en donde se verifique una anomalía y fuese necesario revisar el equipo instalado.



Fuente: ENARGAS

Figura 69 – Utilización de la App Oblea y GNV.



Fuente: ENARGAS

9.3. Impactos en la emisión de Gases de Efecto Invernadero

El cambio climático se debe principalmente al aumento de la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero (GEI) por encima de los niveles naturales. La generación de energía con quema de combustibles fósiles, la generación de residuos urbanos, la agricultura, la ganadería y la deforestación, entre otras actividades antropogénicas, contribuyen a la proliferación de los GEI, incrementando así el efecto invernadero y causando el cambio climático. El efecto invernadero es un proceso natural por el cual los gases que están presentes en la atmósfera, "atrapan" la radiación que la Tierra emite al espacio. Esta emisión de la Tierra es producto del calentamiento de su superficie por la incidencia de la radiación solar (Inventario Nacional GEI Argentina, 2019).

Para combatir y prevenir esta situación, a nivel internacional se creó la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC) la cual se adopta en 1992, Argentina ratifica la Convención en el año 1993, y esta entra en vigor en 1994. La CMNUCC es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.

El Protocolo de Kyoto adoptado en 1997 y ratificado por Argentina en 2001, entra en vigor en el año 2005, y pone en funcionamiento la CMNUCC comprometiendo a los países industrializados a limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con las metas individuales acordadas. Vincula a los países desarrollados y les impone una carga más pesada en virtud del principio de "responsabilidad común pero diferenciada y capacidades respectivas", porque reconoce que son los principales responsables de los actuales altos niveles de emisiones de GEI en la atmósfera (United Nation Climate Change). En el protocolo se acordó una reducción de al menos un 5 %, de las emisiones de estos gases en 2008-2012 en comparación con las emisiones de 1990. No obstante, el período de compromiso del Protocolo se amplió hasta el 2020 (Wikipedia, *Protocolo de Kioto*).

La República Argentina, también ha asumido compromisos ante la comunidad internacional que se han ratificado con la firma del Acuerdo de París en el año 2016. Dichos compromisos significan un aporte significativo en la agenda de cambio climático (Informe país: la situación del Cambio Climático en Argentina). El cual establece el objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, manteniendo el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, para reducir considerablemente los riesgos e impactos del cambio climático (Inventario Nacional GEI Argentina, 2019).

En 2016, el gobierno argentino lanzó un programa de inversiones de US\$ 5,7 miles de millones para incentivar las energías renovables. También recibió financiamiento del Fondo Verde del Clima a través del Banco Mundial (Inventario Nacional GEI Argentina, 2019).

En el mismo año Argentina implementó un impuesto al carbono mediante la Ley 27.430 (aunque no incluye las emisiones de gas natural). Y adoptó importantes políticas climáticas, como la Ley 27.424 de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública, y la Ley 27.191 Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

A su vez, las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) son las acciones que todos los países que forman parte de la Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (CMNUCC) deben llevar a cabo para intensificar sus acciones contra el cambio climático, ya sea para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero —

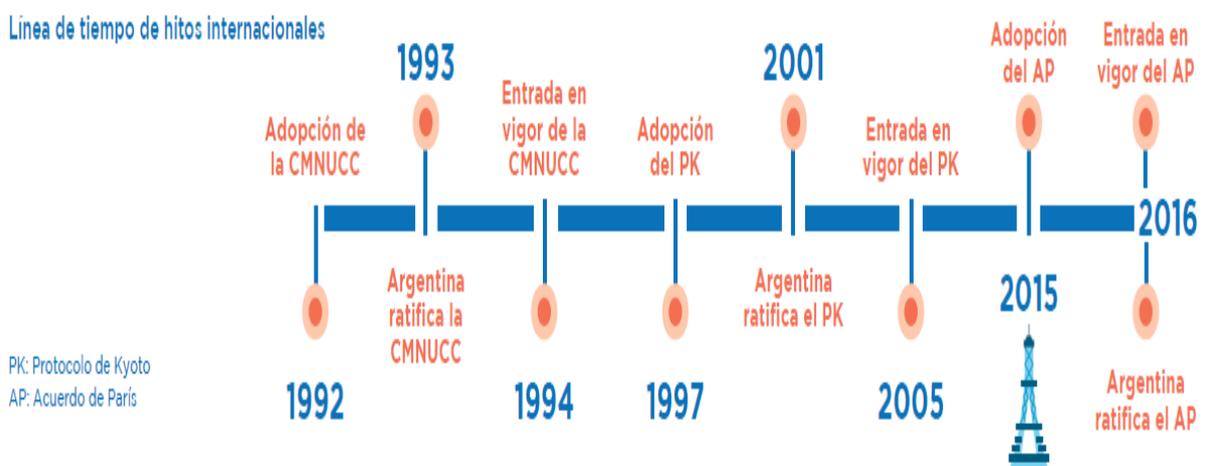
acciones de mitigación— o para adaptarse a los impactos producidos por ese fenómeno —acciones de adaptación—. Argentina ha llevado adelante un proceso de revisión de sus Contribuciones que ha sido coordinado interministerialmente a través del Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC), con una estrategia participativa de los distintos sectores de la comunidad en el ámbito del Gabinete ampliado, e interjurisdiccional, a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA). El Objetivo de Desarrollo Sostenible 13 de Acción por el Clima llama a adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos (Inventario Nacional GEI Argentina, 2019).

El Inventario Nacional de GEI contabiliza los gases emitidos y absorbidos de la atmósfera durante un año calendario para el territorio argentino. Permite ver el estado de situación para poder mejorar el comportamiento y planificar nuevos compromisos de mitigación bajo un marco de transparencia, a fin de contribuir y reforzar la respuesta mundial para mantener los parámetros de temperatura establecidos en el Acuerdo de París.

Las Comunicaciones Nacionales son parte de las obligaciones asumidas con la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y teniendo en cuenta las responsabilidades comunes pero diferenciadas, el gobierno de la República Argentina debe elaborar, actualizar, publicar y facilitar a la Conferencia de las Partes, inventarios nacionales de las emisiones antropogénicas por las fuentes y de la absorción por los sumideros de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal (OZONO). Asimismo, en el marco de las Comunicaciones Nacionales, además del Inventario de Gases, se elaboraron distintos estudios sobre la vulnerabilidad al cambio climático en diferentes regiones del país y estudios sobre la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero en distintos sectores emisores (Inventario Nacional GEI Argentina, 2019).

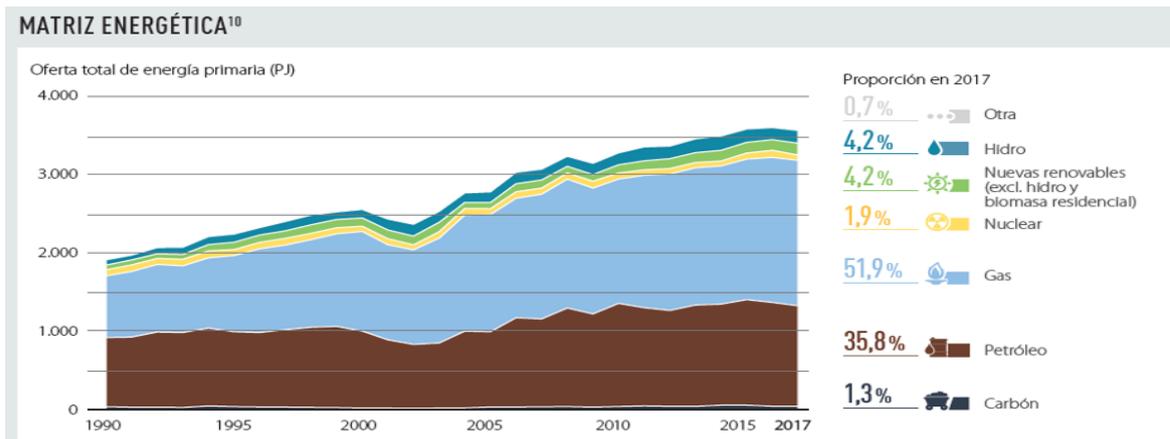
Este relevamiento y la generación de herramientas resultan vitales para poder generar mejores decisiones tanto en el ámbito público, como en el privado (Informe país: la situación del Cambio Climático en Argentina).

Gráfico 49 – Línea de tiempo de hitos internacionales



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina 2019

Gráfico 50 – Matriz energética Argentina 2018



Fuente: Enerdata 2018.

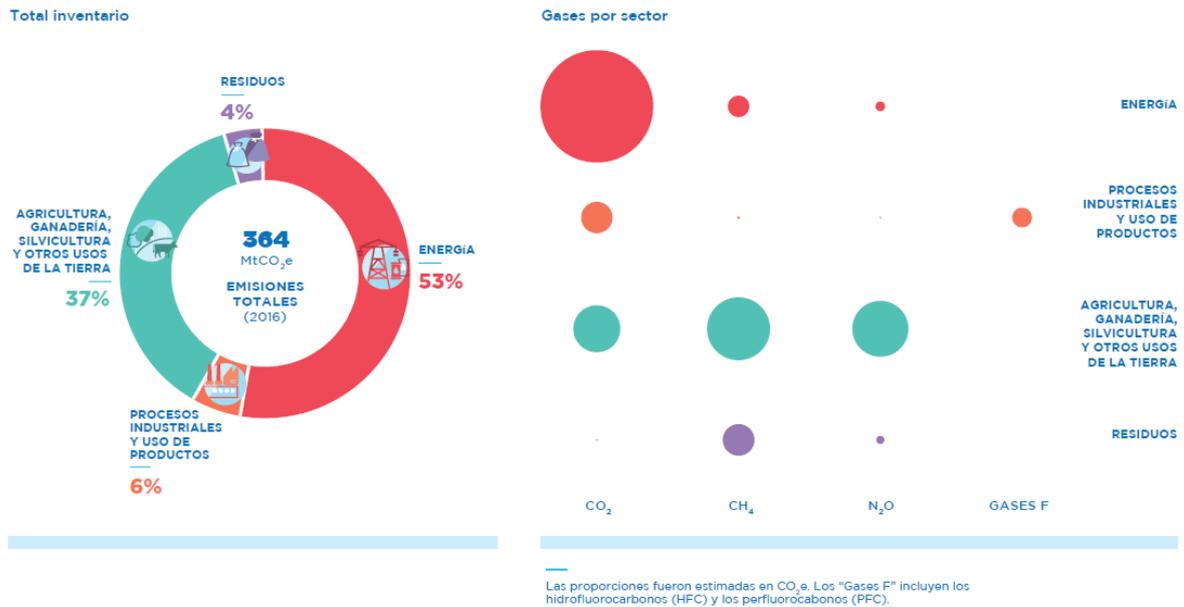
Gráfico 51 – Emisiones de CO₂ de los países del G20

País	Mt CO ₂	T CO ₂ / habitante	% Emisiones Totales
China	9.086,96	6.66	36.32
Estados Unidos	5.176,20	16.22	20.69
India	2.019,67	1.56	8.07
Rusia	1.467,55	10.20	5.87
Japón	1.188,63	9.35	4.75
Alemania	723,27	8.93	2.89
Corea del Sur	567,81	11.26	2.27
Canadá	554,80	15.61	2.22
Arabia Saudita	506,59	16.40	2.02
Brasil	476,02	2.31	1.90
Sudáfrica	437,37	8.10	1.75
Indonesia	436,53	1.72	1.74
México	430,92	3.60	1.72
Reino Unido	407,84	6.31	1.63
Australia	373,78	15.81	1.49
Italia	319,71	5.26	1.28
Turquía	307,11	4.01	1.23
Francia	285,68	4.32	1.14
Argentina	192,41	4.48	0.77
Austria	60,78	7.11	0.24

Fuente: OCDE 2015

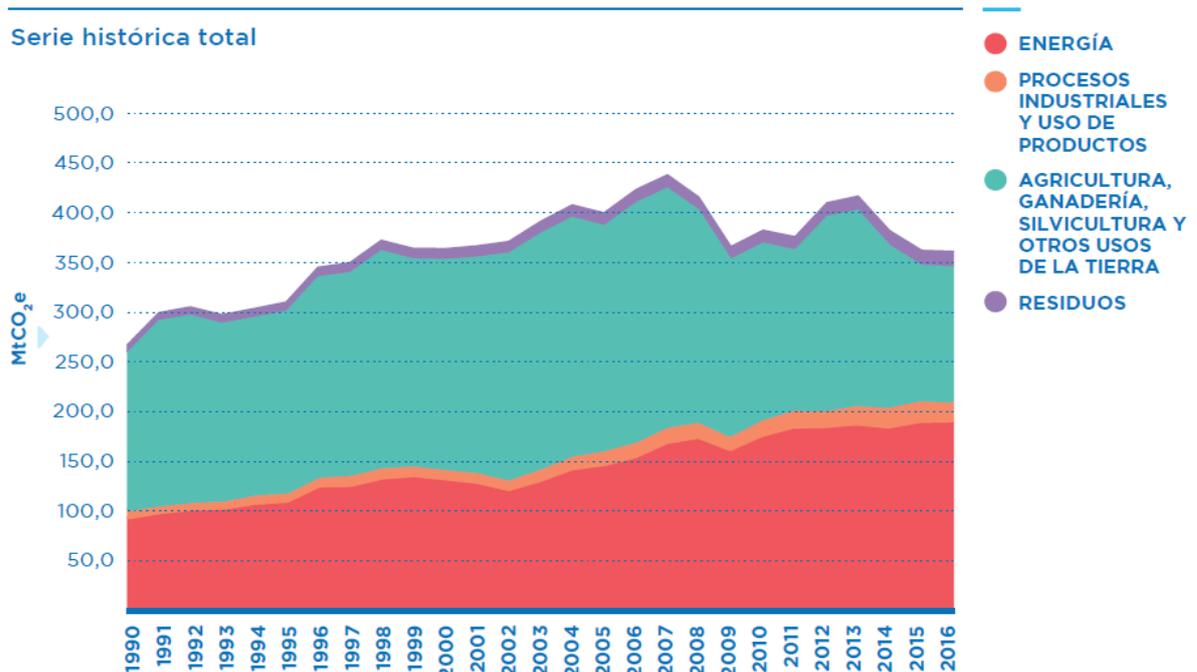
En el sector energía, se incluye todas las emisiones de GEI que emanan de la combustión y las fugas de combustibles.

Gráfico 52 – Total inventario emisiones



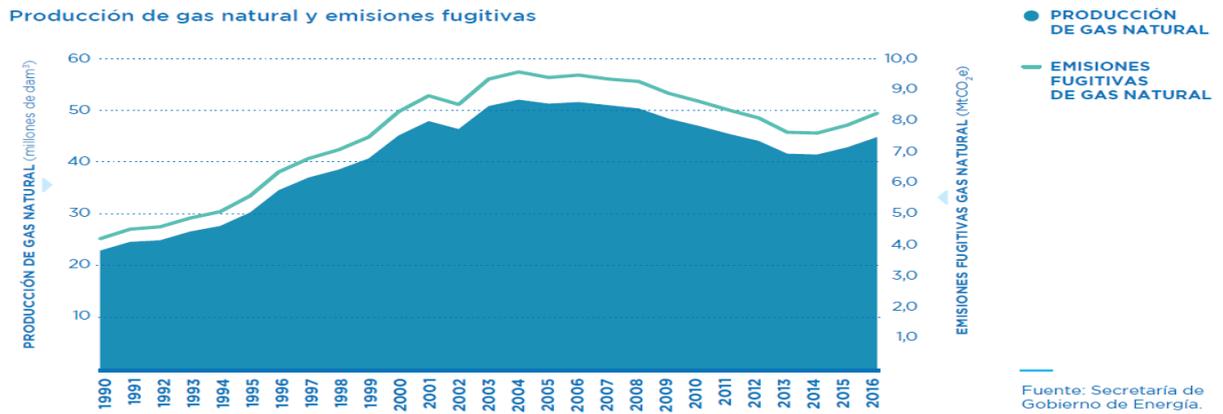
Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina 2019.

Gráfico 53 – Serie histórica total de emisiones en Argentina



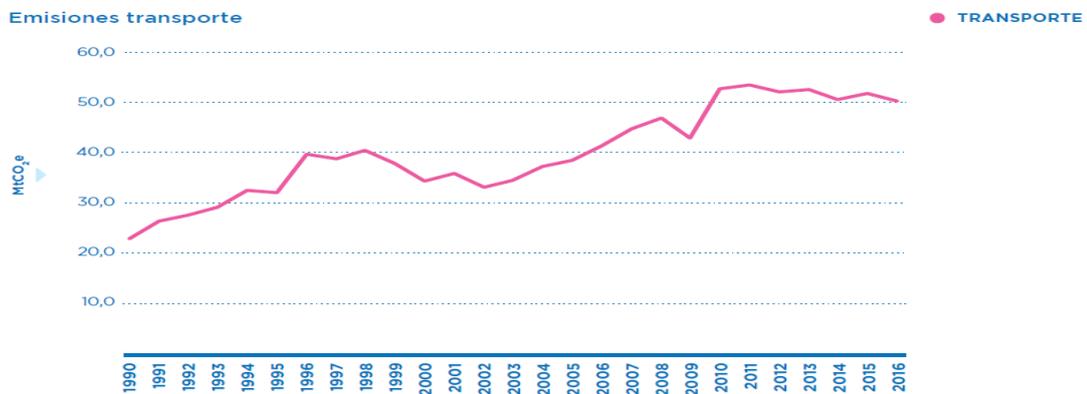
Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina 2019.

Gráfico 54 – Producción de gas natural y emisiones fugitivas



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación Argentina.

Gráfico 55 – Emisiones transporte



Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina 2019

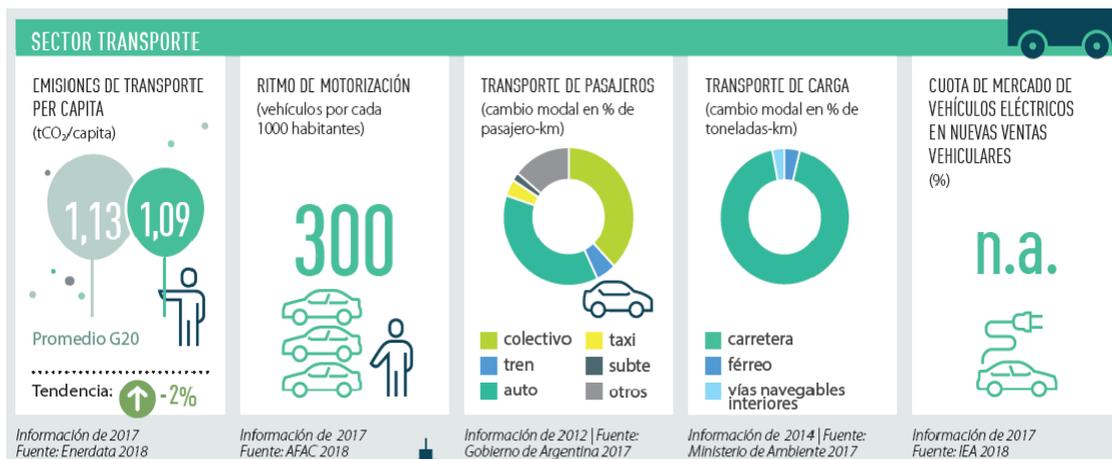
Figura 70 – Emisiones GEI por subsector

Emisiones GEI por subsector

Subsector	Total MtCO ₂ e	%	Subsector	Total MtCO ₂ e	%
GANADERÍA	78,63	21,6%	PROCESOS INDUSTRIALES	20,05	5,5%
TRANSPORTE	50,22	13,8%	FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLES	16,79	4,6%
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	47,83	13,1%	EMISIONES FUGITIVAS	10,52	2,9%
CAMBIO DE USO DE SUELOS Y SILVICULTURA	35,77	9,8%	RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS	9,12	2,5%
COMBUSTIBLES INDUSTRIAS	33,26	9,2%	COMBUSTIBLES OTROS SECTORES	7,79	2,1%
COMBUSTIBLES RESIDENCIAL	27,01	7,4%	AGUAS RESIDUALES	6,32	1,7%
AGRICULTURA	21,12	5,8%			

Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina 2019.

Figura 71 – Emisiones sector transporte Argentina.



Fuente: La transición del G20 a una economía baja en carbono, 2018

9.4. Desarrollo del gas natural en Argentina

El presente trabajo es elaborado siguiendo determinados informes, entrevistas y estudios realizados por organismos, instituciones y fuentes calificadas, que han buscado proyectar como será el desarrollo del gas natural en Argentina, teniendo en cuenta el consumo, oferta, infraestructura, exportaciones, entre otros parámetros. De acuerdo a estos datos, se busca realizar un análisis propio, sobre el desarrollo del gas natural en nuestro país.

9.4.1. Reservas de gas y petróleo de la República Argentina

En el año 2018, la matriz energética de Argentina estaba conformada principalmente por gas en un porcentaje superior al 58% y un componente de energías renovables del orden del 11%, habiéndose reducido la incidencia del petróleo al orden del 28% (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

La exploración, la implementación de proyectos piloto, el desarrollo y la optimización operativa de los recursos no convencionales, principalmente aquellos de la formación geológica Vaca Muerta⁶³, han llevado a un sustancial incremento de la producción de gas y petróleo, redefiniendo el perfil de la matriz energética de nuestro país permitiendo así reorientar la política energética. El aprovechamiento de estos recursos le ha permitido al país transformarse, de un importador neto de energía - principalmente en forma de GNL- a un exportador de energía, tanto de gas -principalmente a la República de Chile- como de petróleo liviano, proveniente de los yacimientos no convencionales y de la explotación de los yacimientos de la Cuenca Austral (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

⁶³ Vaca Muerta, formación de petróleo y gas no convencional (shale oil y shale gas respectivamente), representa para Argentina el equivalente a 410 años de consumo de gas y 123 años de consumo de petróleo (Jensen et.al., 2019).

Figura 72 – Localización del yacimiento Vaca Muerta, Argentina



Fuente: IEEFA (2019)

9.4.1.1 Producción de Gas Natural

La producción de gas en Argentina en el año 2018 alcanzó un valor de 47.021 millones de m³, continuando con la tendencia creciente en la misma del período 2014-2018, lo que representa una producción promedio de 128,825 MMm³/d (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

En el período 2014-2018, la cuenca Neuquina tuvo un incremento del 22,3% en la producción de gas, como resultado de la implementación de los diferentes programas de incentivo (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018), como ser la Resolución 46/2017⁶⁴, que creó el “Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales”, destinada a impulsar la explotación del fluido en la Cuenca Neuquina y en especial en los yacimientos del área de Vaca Muerta, permitiendo disminuir considerablemente los costos de desarrollo y optimizar las operaciones en Vaca Muerta. Dicha cuenca representa el 60% de la producción nacional de gas.

Actualmente, se lleva a cabo el Plan Gas IV (Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2021-2024), remunera la producción de las petroleras destinadas a la demanda prioritaria -usuarios residenciales abastecidos por distribuidoras- y la generación eléctrica -centrales térmicas a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Cammesa-. Son 67,42 millones de metros cúbicos diarios todos los días del año, a un promedio anual de u\$s 3,50 por millón de BTU. El Estado cubre la diferencia

⁶⁴ La Resolución 46/2017 buscaba incentivar la producción incremental en nuevos campos, estableciendo un precio de u\$s 7,50 por millón de BTU para 2018, con un sendero descendente cada año de 0,50 dólares. En 2021, último año de vigencia del programa, se ha pagado u\$s 6 por millón de BTU.

entre ese costo y lo que abonan los hogares -un promedio de u\$s 2,20- y las usinas -cerca de u\$s 2,70 (Spaltro, S., 2021).

La tabla 21 presenta los valores de producción por cuenca durante el período 2014-2018 y la variación porcentual en dichos años:

Tabla 21 – Producción de gas por cuenca 2014-2018.

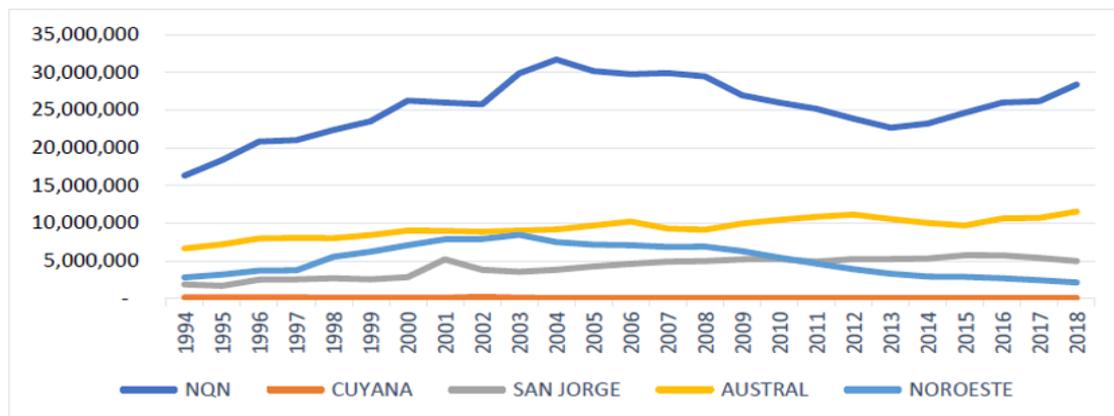
Gas miles m ³ cuenca	2014	2015	2016	2017	2018	Var% 2014/2018	Var% 2017/2018
AUSTRAL	10,015,263	9,653,502	10,591,925	10,681,723	11,521,125	15.0	7.9
CUYANA	56,391	54,040	51,298	48,414	48,964	-13.2	1.1
GOLFOSANJORGE	5,301,877	5,715,245	5,703,558	5,348,235	4,948,074	-6.7	-7.5
NEUQUINA	23,217,219	24,630,343	25,969,804	26,177,450	28,394,026	22.3	8.5
NOROESTE	2,893,276	2,852,403	2,671,244	2,400,836	2,108,993	-27.1	-12.2
Grand Total	41,484,025	42,905,533	44,987,829	44,656,659	47,021,182	13.3	5.3

Fuente: Consolidación de reservas de gas y petróleo de la República Argentina, Reporte anual – 2018 Dirección Nacional de Exploración y Producción, 2019.

En las cuencas Neuquina y Austral, se produjo el 85% del gas a nivel nacional, experimentando estas dos cuencas un incremento en su producción del 8,5% y 7,9% respectivamente en el año 2018 (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

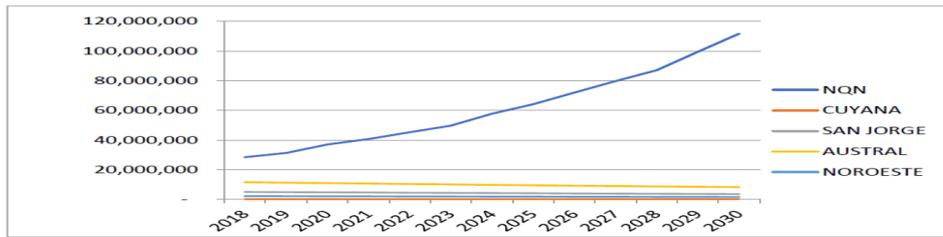
En las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste, en cambio, la producción de gas durante 2018 se redujo 7,5% y 12,2%, respectivamente (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

Gráfico 56 – Producción de gas natural por año por cuenca (Mm3), Argentina 1994-2018



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía.

Gráfico 57 – Proyección de la Producción de gas natural en Mm3 por cuenca, Argentina 2018-2030



Fuente: Elaboración en base a ex Ministerio de Energía y Academia Nacional de Ingeniería.

Como se puede observar en el siguiente gráfico, la producción nacional de gas presenta una tendencia ascendente en el período 2014-2018, con un incremento en la pendiente en 2018, y que en el total de la serie representa un aumento del 13,3%. La misma se incrementó de 41,5 miles de millones de m3 en 2014, a 47,0 miles de millones m3 en 2018 (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

Gráfico 58 – Producción de gas por tipo de reservorio 2014-2018



Fuente: Consolidación de reservas de gas y petróleo de la República Argentina, Reporte anual – 2018 Dirección Nacional de Exploración y Producción, 2019.

En la siguiente tabla se puede observar la producción durante 2014-2018, discriminando entre yacimientos convencionales y no convencionales. Se observa una marcada disminución en la producción de gas proveniente de yacimientos convencionales del orden del 17% entre 2014 y 2018, causada principalmente por la reorientación de recursos hacia la explotación de yacimientos no convencionales, cuya producción creció 235% en el mismo lapso de tiempo, y cuya proporción respecto de la producción total de gas se incrementó del 12% al 35% (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

Tabla 22 – Producción de gas por tipo de reservorio 2014-2018

Gas miles m ³ cuenca	2014	2015	2016	2017	2018	Var % 2014/2018	Var % 2017/2018
CONVENCIONAL	36.501.138	35.468.487	34.735.534	32.679.818	30.341.648	-16,9	-7,2
NO CONVENCIONAL	4.982.887	7.437.045	10.252.295	11.976.841	16.679.534	234,7	39,3
SHALE	532.811	1.163.075	1.592.440	2.290.469	6.753.392	1.167,5	194,8
TIGHT	4.450.076	6.273.970	8.659.856	9.686.372	9.926.142	123,1	2,5

Fuente: Consolidación de reservas de gas y petróleo de la República Argentina, Reporte anual – 2018 Dirección Nacional de Exploración y Producción, 2019.

En la tabla 23 se muestra la distribución de reservas, para cada categoría, para el total del país, en comparación con el año anterior, al fin de la vida útil.

Tabla 23 – Distribución de reservas por categoría entre los años 2017-2018

	PETRÓLEO <i>Mm³</i>	GAS <i>MMm³</i>
31 Diciembre 2017		
<i>Comprobadas</i>	319.189	352.759
<i>Probables</i>	116.012	189.565
<i>Posibles</i>	79.533	147.893
31 Diciembre 2018		
<i>Comprobadas</i>	379.796	371.566
<i>Probables</i>	163.257	188.607
<i>Posibles</i>	86.849	171.042
Variación en %		
<i>Comprobadas</i>	19	5
<i>Probables</i>	41	-1
<i>Posibles</i>	9	16

Fuente: Consolidación de reservas de gas y petróleo de la República Argentina, Reporte anual – 2018 Dirección Nacional de Exploración y Producción, 2019.

9.4.2. Características de la industria del GNV

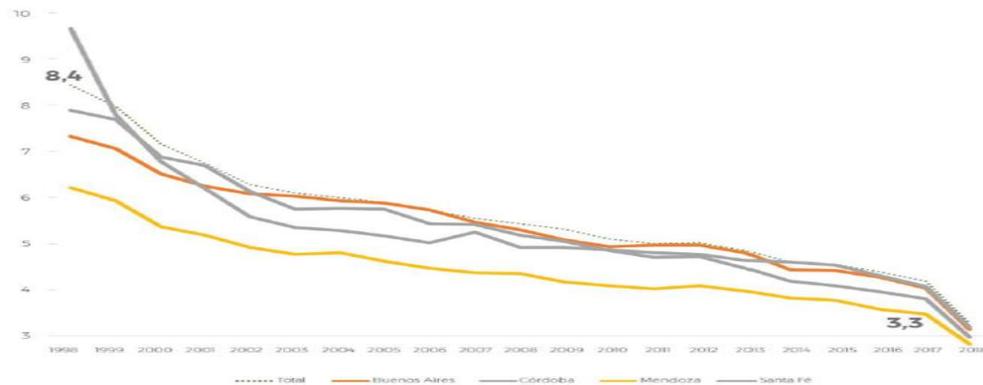
Según el estudio realizado por (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019), a partir de 2009, la introducción en el mercado argentino de nuevos modelos de autos con motores permitió alcanzar nuevos niveles de reducción en el consumo de combustible y estimuló a que aparecieran los kits de conversión a GNC de “5ª generación”. Estos equipos de conversión incluyen componentes electrónicos y programas (software) específicos de mezcla gas/aire para cada motor, y su instalación requiere de un instrumental determinado, conocimientos tecnológicos de mayor complejidad, y mano de obra especializada. Los componentes principales del kit de conversión son el regulador de presión, la unidad de inyección y la Unidad Electrónica de Control. El gas fluye desde el cilindro de GNC al reductor de presión y luego es enviado a presión constante a la rampa de inyectores de gas. Esta es comandada por la Unidad Electrónica de Control, que calcula el tiempo correcto de inyección de gas en función del tiempo de inyección de nafta y de diversos parámetros del sistema.

La actual tecnología de conversión permite que los vehículos con GNC recorran un 13% más de distancia, ya que se aprovecha la mayor cantidad de kilocalorías del metro cúbico de gas respecto de la nafta. Es decir, 9.300 kc/m³ en comparación con 8600 kc/litro. Pese a sus ventajas, la autonomía del vehículo impulsado por GNC es menor que la del vehículo tradicional propulsado por naftas.

Los cilindros de almacenamiento de combustible usados en los vehículos a GNC tienen un peso y tamaño considerables y son mucho más resistentes que los tanques de combustible de los vehículos comunes. Se los somete a una serie de ensayos de resistencia y tracción exigidos por las normativas de seguridad: variaciones de temperatura y presión extremas, resistencia al impacto de armas de fuego, colisiones y fuego, entre otras. Asimismo, estos cilindros son sellados para impedir derrames o pérdidas por evaporación.

El consumo diario promedio de GNC por vehículo convertido se fue reduciendo históricamente debido a la introducción de innovaciones tecnológicas en los motores y combustibles. Como muestra el gráfico siguiente, entre los años 2009-2018, mientras el parque convertido creció un 22%, el consumo de GNC se redujo un 9% y el consumo diario promedio de GNC por vehículo convertido casi un 40%, de 5.3 a 3.3 m³ (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Gráfico 59 – Consumo diario promedio de GNC por vehículo convertido (en m³), 1998-2018



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS, 2019.

Por otra parte, el parque convertido a GNC dispone de una red de carga de muy alta densidad. El gráfico 60 muestra que el Índice de Densidad de Disponibilidad de Carga, que relaciona los vehículos convertidos (en miles) con las estaciones de servicio, se encuentra muy cerca del valor 1 evaluado como ideal a nivel internacional (esto es, hay 1000 vehículos por estación). De acuerdo a datos del ENARGAS, en nuestro país hay más de 2000 estaciones de servicio de GNC activas. El 84% se concentra en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y Mendoza, y en la Ciudad de Buenos Aires (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Gráfico 60 – Índice de Disponibilidad de Recarga (miles de vehículos convertidos/estaciones), 1998-2018



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

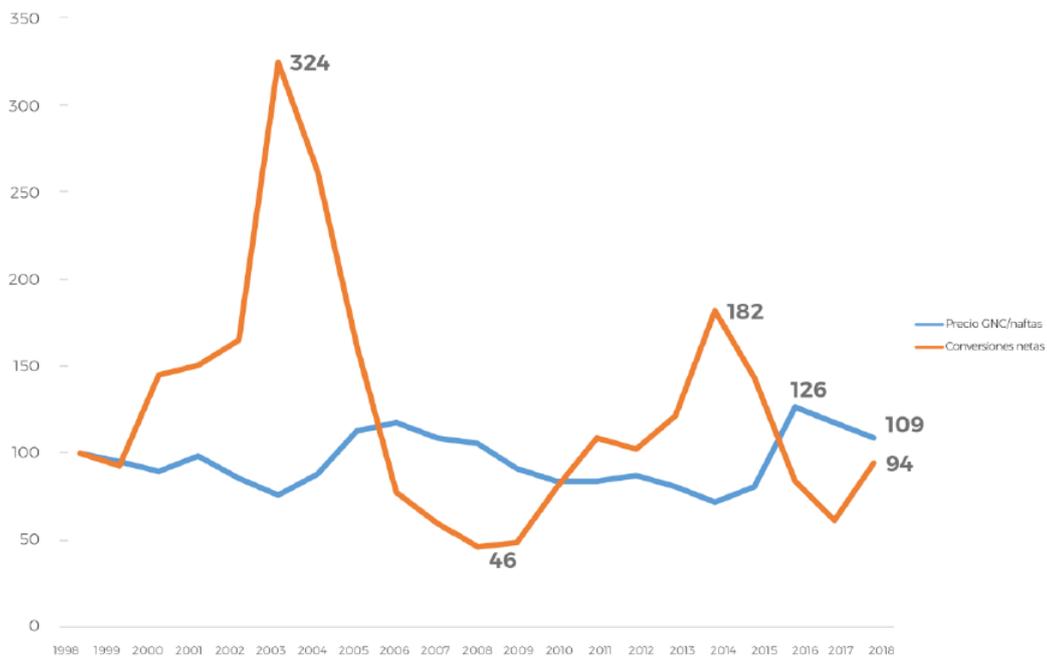
Tabla 24 – Stock de vehículos convertidos a GNC (al 31/12)

AÑO	BUENOS AIRES	CABA	CÓRDOBA	SANTA FE	MENDOZA	RESTO PAÍS	TOTAL
1998	245.774	56.049	56.006	31.505	36.122	33.337	458.793
2018	758.803	58.368	278.833	142.466	119.592	294.877	1.652.939

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS, 2019.

En 2018 aumentaron las conversiones netas de vehículos un 52% respecto de 2017 (conversiones menos desmontajes), debido principalmente a la muy amplia diferencia de precio a favor del GNC con comparación con las naftas. Si se toma como referencia marzo de 2019, cuando el precio de GNC y naftas Premium eran de \$19 por metro cúbico y \$39 por litro, respectivamente⁶⁵, y el costo de la conversión pagando al contado era de \$40.000⁶⁶ (US\$ 1.000), y se considera que un automóvil particular promedio recorre 15.000 km anualmente con consumos específicos de 0,083 m3 de GNC o 0,10 litros de nafta, el costo de la conversión del vehículo a GNC se recupera en 16 meses o al cabo de los 20.000 km. Si se tratara de un taxi o remis promedio, que recorre 60.000 km al año pero tiene el mismo consumo específico que un automóvil particular, le tomaría cuatro meses o 20.000 km (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Gráfico 61 – Precios relativos GNC/naftas y conversiones netas (Base 1998 = 100), 1998-2018.



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva ,sobre la base de ENARGAS, 2019.

⁶⁵ A mediados del año 2021 el precio del GNC ronda los \$45 pesos, y el de la Nafta Premium los \$110 pesos.

⁶⁶ Se estima que a mediados del año 2021 la conversión a GNC es de más de \$100.000 pesos aproximadamente.

9.4.2.1 Estimación del parque automotor en su composición y cantidad

Para realizar esta estimación, se analizarán dos escenarios posibles, Escenario Base (tendencial) y Escenario Alto (con implementación de políticas públicas), para los años 2017 y 2030 (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

El parque automotor total para el año 2017 se estimó siguiendo el criterio utilizado por la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC). En Argentina existe un registro nacional de altas (centralizado en la Dirección Nacional de los Registros Nacionales de la Propiedad del Automotor y de Créditos Prendarios, DNRPA) pero no de bajas, por lo que es necesaria su estimación. AFAC estima las bajas en función de la cuantía de venta de repuestos que declaran sus asociados, muchos de los cuales se relacionan directamente con los modelos de los vehículos.

Se dividió a los vehículos en 7 categorías: automóviles particulares, taxis y remises, utilitarios, buses urbanos, buses interurbanos, camiones livianos, y camiones pesados. A continuación, se detalla la metodología para cada categoría:

- **Automóviles particulares:** Resulta de aplicar al parque total de AFAC la proporción de ventas de automóviles en el lapso 2005 a 2017, que según datos de la Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina (ACARA) fue del 79%, menos los automóviles dedicados a servicios de alquiler de autos con Chofer (según la denominación de Cuentas Nacionales: taxis y remises).
- **Taxis y remises:** (vehículos de alquiler con chofer). La fuente original de la estimación del parque fue el trabajo de Albrieu y Sánchez (2008), que estableció para 2007 una tasa de taxis y remises de 4,7 unidades por cada 1.000 habitantes. Esa tasa se mantuvo constante y fue aplicada a la cifra de población de 2017 estimada por el INDEC.
- **Utilitarios:** Al igual que con los autos particulares, al parque total de los utilitarios según AFAC se le aplicó la proporción de sus ventas del período 2005-2017, que según ACARA fue del 18%.
- **Buses urbanos e interurbanos:** Son los registrados en el Ministerio de Transporte (MT), que por la existencia de subsidios a todos los servicios públicos de las diferentes jurisdicciones, tiene los datos de todos los vehículos que realizan ese tipo de servicios. En el caso de los urbanos los especialistas concuerdan en que es el 90% del parque total, y que el resto corresponde a servicios no regulares (escolares, turismo receptivo, etc.). En el caso de los servicios interurbanos se asume que existe un 20% de unidades dedicadas a servicios no regulares en las provincias, especialmente unidades usadas en servicios vinculados al turismo (estudiantil, contingentes de jubilados, religioso, deportivo, etc). El Ministerio de Transporte, a través de la Comisión Nacional de Regulación del Transporte (CNRT), cuenta con el registro de las unidades que hacen servicios no regulares nacionales.
- **Camiones livianos, tractores y camiones pesados:** El método aplicado fue el mismo que en el caso de los buses: datos del Registro Único de Transporte Automotor (RUTA) y de la Revisión Técnica Obligatoria (RTO) del Ministerio de Transporte, a los que se aplicó un incremento del 10%. Este porcentaje fue obtenido de las entrevistas con especialistas y del documento de Cortés y Sánchez (2007), que estableció que la flota no captada por los registros nacionales, esto es, las unidades que realizan únicamente tráficos locales, es del orden del 10% del total.

Para la estimación del parque automotor al año 2030 se utilizaron los siguientes criterios por tipo de vehículo:

- Automóviles particulares. Se proyectó el crecimiento del parque 2017 según la evolución del PBI per cápita y la tasa de motorización (Gardner, 2012), a la que se dedujo el parque de taxis y remises.
- Taxis y remises. Se mantuvo la tasa de 4,7 unidades por cada 1.000 habitantes (Albrieu y Sánchez, 2008) y se la aplicó a la población 2030 estimada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC).
- Utilitarios, camiones livianos, tractores y camiones pesados. Se proyectó el crecimiento según la tasa de crecimiento del PBI.
- Buses urbanos. Se estimó un aumento del 1,1% respecto de 2017 dado que cae 8% la flota de jurisdicción nacional por políticas de racionalización de oferta. Mientras que en el resto de las jurisdicciones aumenta un 5% por crecimiento de flota en algunas ciudades en las que se estima que comenzarán a operar nuevos servicios públicos de transporte.
- Buses interurbanos. Se proyectó un 5% de alza y una proporción, con la que coinciden los especialistas, en virtud del crecimiento de la población y del posible rol complementario con el sistema aéreo.

A partir de estos supuestos, hacia 2030 se alteraría la composición del parque. Como muestra la tabla 25, con el crecimiento de los automóviles particulares, que llegarían al 80% del parque total, todas las demás categorías pierden participación.

Tabla 25 – Parque total 2017 y 2030

TIPO DE VEHÍCULO	PARQUE TOTAL		% PARQUE TOTAL	
	2017	2030	2017	2030
Autos particulares	10.391.895	15.575.630	77,40%	80,20%
Taxis y remises	207.011	232.214	1,50%	1,20%
Utilitarios	2.397.035	3.085.594	17,90%	15,90%
Ómnibus Urbanos	32.782	33.146	0,20%	0,20%
Ómnibus interurbanos	8.200	8.610	0,10%	0,00%
Camiones livianos	88.995	114.559	0,70%	0,60%
Tractores y camiones pesados	292.786	376.890	2,20%	1,90%
Flota total	13.418.704	19.426.643	100	100

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base en estadísticas públicas y privadas, 2019.

Luego de la estimación del parque total se procedió a estimar la composición del parque automotor convertido a GNV y su consumo.

9.4.2.2 Estimación del parque automotor convertido a GNV

El Parque automotor convertido total corresponde al número que figura en el registro del ENARGAS. Para llevar a cabo las estimaciones al año 2030, los automóviles particulares convertidos resultan de la diferencia entre el parque total convertido y la estimación de las flotas convertidas de taxis y remises, y de utilitarios. A la flota total de taxis y remises se le aplicó la proporción de unidades convertidas en operación en los taxis de CABA, que es del 81,2% según datos de la Secretaría de Transporte del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. En los utilitarios se consideró para el cálculo de 2017 una estimación del parque automotor a 2006 realizada por la Secretaría de Energía (2011), en la que la proporción de utilitarios convertidos a GNC era del 5,2% de la flota total de su clase (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

- En el Escenario Base: se definieron porcentajes de los vehículos impulsados por GNC/GNL en cada segmento. En el caso de camiones pesados, actualmente existen pocas unidades de estas características operativas.

Según proyecciones realizadas por los autores del informe que se tomó en cuenta en entrevistas (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019), el consumo de GNL para 2030 sería del orden de 10 Mm³/día, lo que implicaría necesariamente que el 40% del parque de camiones pesados, alrededor de 151.000 unidades, sea reemplazado por vehículos a GNL. Por otro lado, se estima que más de la mitad del sector de empresas de camiones hoy no está en condiciones de hacer inversiones de sustitución de parque. Por esta razón se consideró prudente estimar un 5% de sustitución a GNL del parque de camiones pesados de aquí hasta 2030.

Tabla 26: Proporción parque convertido/dedicado a GNC/GNL (%), Escenario Base

AÑOS	ESCENARIO BASE. PARQUE CONVERTIDO/DEDICADO A GNC/GNL (%)					
	AUTOS	TAXIS Y REMISES	UTILITARIOS	BUSES URBANOS	CAMIONES LIVIANOS	CAMIONES PESADOS (GNL)
2017	13,3%	81,2%	5,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2030	15,0%	93,0%	9,0%	12,5%	20,0%	5,0%

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, en base a estadísticas públicas y privadas, 2019.

Según el Escenario Base, el stock total de vehículos convertidos a GNC/GNL crecerá de casi 1,7 millones a más de 2,9 millones para 2030. Como se observa en la tabla 27, este fuerte crecimiento promedio del 74% respecto del año 2017 se explicaría por el aumento del 121% en utilitarios, seguido por el 75% en autos particulares, y el 28% en taxis y remises.

Asimismo, en 2030 estarían en servicio 4.143 unidades de buses urbanos junto con 22.912 camiones livianos impulsados a GNC y otros 18.845 camiones pesados a GNL.

Tabla 27 - Evolución estimada del stock total de vehículos convertidos/dedicados a GNC/GNL para el año 2030 – Escenario Base.

TIPO DE VEHÍCULO	PARQUE TOTAL GNC/GNL		VARIACIÓN
	2017	2030 E BASE	PORCENTUAL
Autos particulares	1.377.007	2.414.223	75
Taxis y remises	168.093	215.959	28
Utilitarios	125.741	277.703	121
Ómnibus Urbanos	-	4.143	
Total	1.670.841	2.907.885	74

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS y estadísticas públicas y privadas, 2019.

- En el Escenario Alto el stock total de vehículos convertidos y dedicados a GNC/GNL para el año 2030 crecerá de casi 1,7 millones, a cerca de 3,6 millones de unidades. Como se observa en la tabla 28 la proporción de vehículos convertidos y dedicados aumenta en todas las categorías como resultado de la aplicación de políticas públicas específicas. La reconversión industrial, la aplicación de restricciones ambientales, subsidios fiscales y/o exenciones impositivas, la creación de líneas exclusivas de acceso al crédito, y la difusión de información y comunicación dirigidas a influir en las preferencias de los consumidores darán inicio a la fabricación local a suficiente escala de vehículos híbridos y dedicados a GNC y, a la vez, estimulará la demanda de conversiones y favorecerá el ingreso de importados dedicados a GNC y GNL.

Tabla 28 – Proporción parque convertido y dedicado a GNC/GNL (%) – Escenario Alto

AÑOS	ESCENARIO ALTO. PARQUE CONVERTIDO A GNC/GNL (%)					
	AUTOS	TAXIS Y REMISES	UTILITARIOS	BUSES URBANOS	CAMIONES LIVIANOS	CAMIONES PESADOS (GNL)
2017	13,3%	81,2%	5,2%	0,0%	0,0%	0,0%
2030	18,0%	95,0%	15,0%	15,0%	25,0%	10,0%

Fuente Secretaría de la Transformación Productiva, con base en estadísticas públicas y privadas, 2019.

En este escenario de estímulo a la conversión, el crecimiento del parque total propulsado a GNC/GNL sería del 113% respecto del año 2017. Como muestra la tabla 29, este aumento se explicaría por el del 268% en utilitarios, seguido por el 104% en autos particulares, y el 31% en taxis y remises. Asimismo, en 2030 estarían en servicio casi 5.000 unidades de buses urbanos junto con 28.640 camiones livianos impulsados a GNC y otros 37.689 camiones pesados movidos a GNL (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Tabla 29 – Evolución estimada del stock total de vehículos convertidos y dedicados a GNC/GNL para el año 2030 – Escenario Alto.

TIPO DE VEHÍCULO	PARQUE TOTAL GNC/GNL		VARIACIÓN
	2017	2030 E ALTO	
Autos particulares	1.377.007	2.803.613	104
Taxis y remises	168.093	220.603	31
Utilitarios	125.741	462.839	268
Ómnibus Urbanos	-	4.972	
Ómnibus interurbanos	-	-	
Camiones livianos	-	28.64	
Camiones pesados (GNL)	-	37.689	
Flota total	1.670.840	3.558.356	113

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS, estadísticas públicas y privadas, 2019.

9.4.2.3 Consumo de GNV en ambos escenarios para el año 2030

Dadas las estimaciones de consumos específicos, kilómetros producidos y cantidades de parque convertido y dedicado, se calcularon los consumos de GNC y GNL para el año 2030 para ambos escenarios (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

- En el Escenario Base el consumo total de GNC aumentará un 103% entre 2017 y 2030 al pasar de casi 7 a 14,2 mm³/día.
- En el Escenario Alto el consumo total de GNC aumentará un 170% entre 2017 y 2030 al pasar de casi 7 a 18,9 mm³/día.

La siguiente tabla muestra los resultados tanto del Escenario Base como del Escenario Alto.

Tabla 30: Estimación del consumo GNC/GNL para el año 2030 – Escenario Base y Alto.

TIPO DE VEHÍCULOS	CONSUMO DE GNC (MMM3/DÍA)			% CONSUMO GNC		
	2017	2030 E BASE	2030 E ALTO	2017	2030 E BASE	2030 E ALTO
Autos particulares	3,99	7,00	8,33	59,80%	49,30%	44,1%
Taxis y remises	1,95	2,50	2,57	29,20%	17,60%	13,6%
Utilitarios	0,73	1,62	2,88	11%	11,40%	15,3%
Ómnibus urbanos	-	0,34	0,41	0,0%	2,40%	2,2%
Ómnibus interurbanos	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%
Camiones livianos	-	1,04	1,29	0,0%	7,30%	6,9%
Camiones pesados (GNL)	-	1,69	3,38	0,0%	11,90%	17,9%
Flota total	6,99	14,19	18,87	100	100	100

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS, estadísticas públicas y privadas, 2019.

En Argentina están dadas todas las condiciones para que el transporte automotor funcione a GNC. Se puede concluir que, hasta 2030 en el mercado de GNC seguirán predominando las conversiones, aunque lentamente empezarán a ingresar los vehículos dedicados en utilitarios, camiones livianos, camiones pesados y buses. Hasta que empiecen a fabricarse localmente vehículos dedicados a GNC o sean traídos del exterior en cantidades crecientes, es esperable (de mantenerse la relación actual de precios entre GNC y naftas) que las conversiones sigan creciendo y se expandan a nuevos segmentos del transporte. Si bien hay poco margen de expansión en el grupo de taxis y remises (por el alto porcentaje de vehículos convertidos en esa clase) hay mucho en el segmento de autos particulares y de utilitarios (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

En relación con el desarrollo de GNL en Argentina es imprescindible desarrollar una infraestructura de puntos de carga para que haya una real migración del transporte de larga distancia en GNC y GNL.

9.4.2.4 Ventajas del uso del GNV con respecto a otros combustibles fósiles

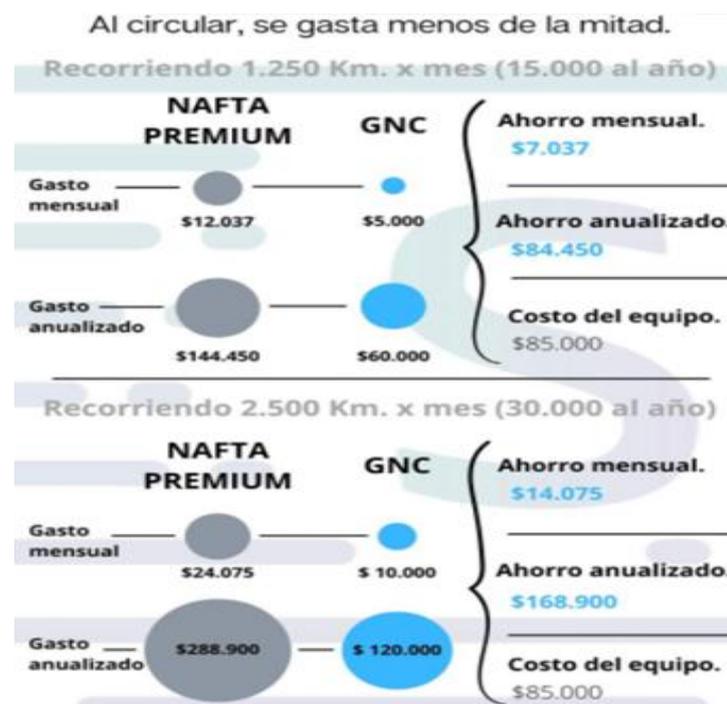
Una de las ventajas más importante es, la diferencia económica con otros combustibles, en la actualidad el GNC en Argentina, vale aproximadamente un 55% menos que la Nafta, brecha que se mantiene prácticamente lineal en los últimos años. Un metro cúbico de gas rinde 13% más que un litro de nafta (segurline, 2022).

El GNC es un combustible limpio que puede mejorar sensiblemente las condiciones ambientales, dado que es la energía fósil que menos impacto negativo produce en el medioambiente. Al no requerir un proceso de destilación complejo, como sí necesitan los combustibles líquidos, por naturaleza es mucho más barato (segurline, 2022).

En lo que se refiere al ahorro, el m³ de GNC en enero del año 2022 estaba a \$40, un tanque de 60 litros recorre aproximadamente 150km dependiendo ciertas variables (ruta, aire acondicionado), un tanque de 60 litros carga 15 m³. Con un tanque de \$600 se recorre aproximadamente 150km. Cada kilómetro cuesta \$4 (segurline, 2022).

La nafta, en el mismo mes y año estaba \$9.63 por kilómetro considerando que el litro de nafta premium vale \$106 y el motor rinde 11km por litro en ciudad (motor standar 1.6) (segurline, 2022). Es decir que al circular con GNC se gasta menos de la mitad de dinero, una vez amortizado el tanque.

Figura 73 – Beneficios del uso de gas natural comprimido



Fuente: Segurline.com.ar, 2022.

En lo referido al diésel, en capacidades promedio su autonomía ronda los 1600 km, con GNL los 1000 y con GNC unos 400 km. Cabe destacar que los camiones a gas no utilizan urea (aditivo que emplean los motores diésel para ajustarse a los niveles de emisión Euro 5 y 6) (Osuna Gutiérrez, Patricia. Fuente: Suplemento «Al volante» – La Nación).

Entre las ventajas, Federico Reser, ingeniero de Producto de Volvo Trucks Argentina, comenta que las unidades a gas ofrecen una fuerte disminución de emisiones, más de un 20% menor en CO2 comparado con un camión Euro 6 diésel y puede llegar a un 100% usando biogás. Otra ventaja es el menor costo operativo por la diferencia del precio del gas respecto del diésel, por la cual el ahorro puede ser del 30% (Osuna Gutiérrez, Patricia. Fuente: Suplemento «Al volante» – La Nación).

En la comparación de valores estimados en la Argentina, según cálculos de Volvo Trucks, al no tener precios finales del kg de GNL en el país, es difícil comparar de manera precisa. Pero, de modo estimado sería, Diésel US\$0,85/L, y GNL US\$0,7/kg. Tomando los consumos en Europa en ciclos de media/larga distancia con 40 toneladas de PBTC - peso bruto total combinado- (30 L/100 km de diésel; 20 kg/100 km de GNL) la reducción del costo operativo con GNL es muy grande (Osuna Gutiérrez, Patricia. Fuente: Suplemento «Al volante» – La Nación).

Por lo tanto, el uso del gas puede proyectarse como alternativa al diésel, reduciendo los costos de logística en el transporte.

9.4.2.5 El uso del biometano en Argentina

- En lo referido a este tema, se tendrá en cuenta el informe elaborado por el CEARE para la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) en su informe técnico n°11 del año 2020, en la cual se establece que: “La matriz energética argentina está conformada, en su gran mayoría, por combustibles fósiles. Esta situación presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al contexto de crisis energética local e internacional”. (FAO, “Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas”, 2020).

“En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético”.

“Argentina cuenta con una red importante de transporte y distribución de gas natural, que puede servir como base para la recepción del biometano”. “El biometano puede ser utilizado como sustituto directo del gas natural y mezclado con este en casi todas las proporciones. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional. En consecuencia, las redes argentinas ofrecen una infraestructura de almacenamiento y distribución potencialmente ilimitada para el biometano”.

“Para poder inyectar el biogás en las redes de gas natural es necesario producir biometano cumpliendo con la Resolución del ENARGAS I-259/08, Reglamentación de las Especificaciones de Calidad del Gas Natural, para así garantizar la seguridad y funcionamiento de los diferentes artefactos conectados a esta red”.

“A continuación, se calcula el precio que debería pagarse el millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) de biometano para que la producción de este biocombustible sea económicamente viable. En cuanto al repago de la inversión, se utiliza como supuesto una tasa interna de retorno (TIR) del 10% y una amortización de la inversión en 20 años”.

Gráfico 62 - Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo”, sin upgrading

Inversión en central de biogás “tipo” sin upgrading	Total sin IVA (USD)	Total sin IVA (USD)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397 965,99	9,03
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435 652,43	9,88
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373 457,82	8,47
Transporte internacional	35 011,67	0,79
Transporte nacional	17 505,84	0,40
Montaje electromecánico	578 518,96	13,12
Obra civil	2 278 092,70	51,68
Instalación eléctrica	151 717,24	3,44
Puesta en marcha	140 046,68	3,18
Costo total	4 407 969,32	100,00

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes clasificadas

Gráfico 63 - Composición de la inversión en la central de biogás “caso testigo” con upgrading

Inversión en central de biogás “tipo” con upgrading	Total sin IVA (USD)	Total sin IVA (USD)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397 965,99	6,66
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435 652,43	7,29
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373 457,82	6,25
Transporte internacional	35 011,67	0,59
Transporte nacional	17 505,84	0,29
Montaje electromecánico	578 518,96	9,68
Obra civil	2 278 092,70	38,12
Sistema upgrade biometano	1 568 000,00	26,24
Instalación eléctrica	151 717,24	2,54
Puesta en marcha	140 046,68	2,34
Costo total	5 975 969,32	100,00

* Para establecer el valor de la inversión en el sistema upgrade a biometano se considera la tecnología de separación con membranas.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

- Retribución de la inversión de la central de biogás

“Se plantea, previamente, un valor de inversión en la central de biogás de 4.407.969 dólares. Considerando una TIR del 10% anual en dólares y una amortización del capital de 20 años, se obtiene una cuota anual para retribuir el capital de 517.758 dólares.

Dado que la central de biogás produce 4.380.000 m³ de biogás por año (el poder calorífico inferior del biogás es de 4.900 kcal/m³ biogás), se puede calcular la producción anual de energía en 85.102,43 MMBtu por año. Por tanto, para retribuir el capital invertido, el biogás deberá pagarse 6,08 USD/MMBtu inyectado en una red de biogás”.

- Retribución de la inversión del sistema upgrade (biometano)

“Puede calcularse el precio que deberá pagarse por el biometano para repagar la inversión realizada en el sistema de upgrading. Al ser esta de 1.568.000 USD netos, sin considerar el IVA, deberá pagarse 2,16 USD/MMBtu de biometano inyectado en la red de gas natural para retribuir el capital invertido”.

A su vez hay que calcular el costo operativo del sistema upgrading, entre ellos, mano de obra, insumos, mantenimiento electromecánico, y seguro. “La suma de todos los componentes da un costo operativo anual de la unidad de upgrading de 204.639 USD. Sobre la base de la producción anual de biogás, el valor que se deberá pagar el biometano inyectado en la red de gas natural para cubrir el costo operativo de purificación del biogás es de 2,40 USD/MMBtu”.

“En función de todos los componentes que deben ser considerados para retribuir la producción, se observa que el precio que debe pagarse por el biometano para ser inyectado en una red de gas natural es de 14,86 USD/MMBtu sin utilizar cultivo dedicado, y de 22,40 USD/MMBtu utilizándolo (por ejemplo, silaje de maíz). Esto permite concluir que el biometano no tiene un precio competitivo frente al gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), cuyo valor promedio en abril de 2019 fue de 4,67 USD/MMBtu”.

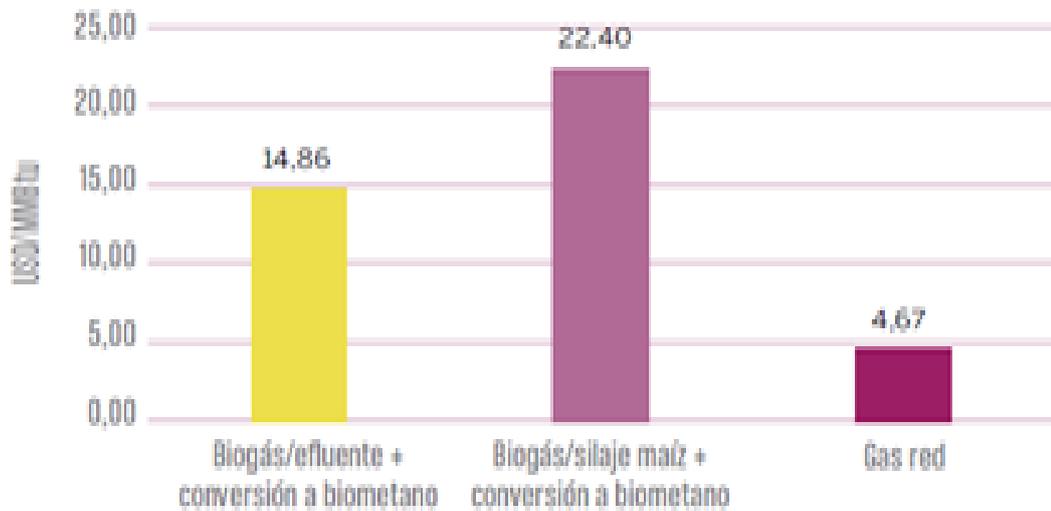
Gráfico 64. Costos de producción de biogás y de biometano, sin y con cultivo dedicado

Componentes	Producción de biogás (USD/MMBtu)	Producción de biometano (USD/MMBtu)
Inversión central biogás		6,08
Inversión sistema upgrade	0	2,16
Costo operativo producción biogás		4,20
Costo operativo upgrading	0	2,40
Total sin silaje de maíz	10,29	14,86
Costo utilización silaje de maíz (21 400 t de MV/año + 4000 t de estiércol)		7,54
Total con silaje de maíz	17,83	22,40

Fuente: Elaborado por los autores

“En el gráfico siguiente se presenta una comparación de los costos de producir biometano a partir de efluentes, a partir de silaje de maíz, y de gas natural de red. Como puede apreciarse, el gas de red tiene un costo muy inferior al biometano”.

Gráfico 65. Costos de producción del biometano y del gas natural de red



*Abril de 2019

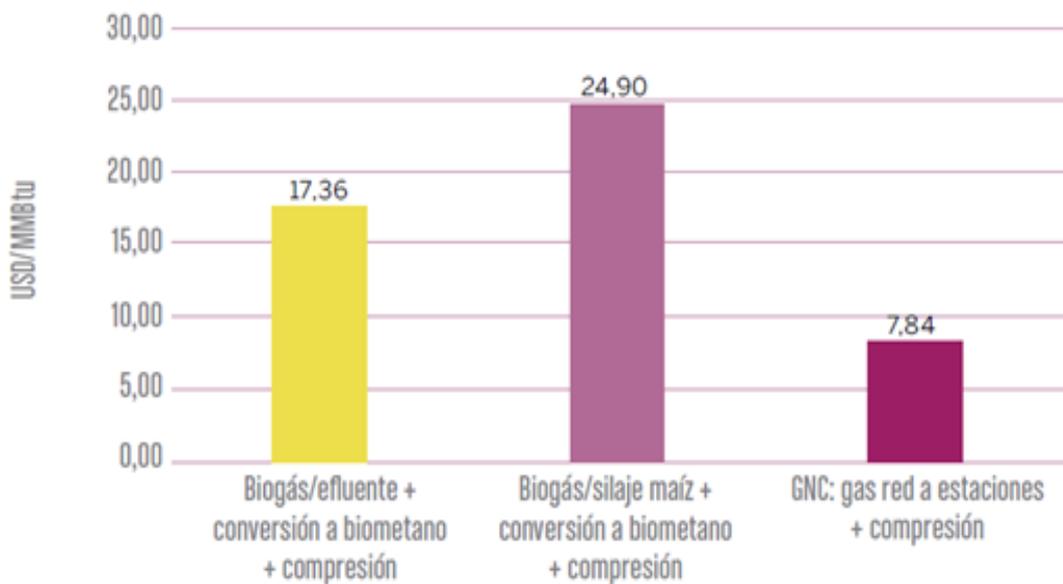
Fuente: Elaborado por los autores

- Reemplazo del gas natural comprimido (GNC)

“Dado que las estaciones de GNC se abastecen con gas natural a un precio de 5,31 USD/MMBtu (según el cuadro tarifario del 1.º de mayo de 2019), las centrales de biogás que se utilicen para abastecer un cupo de GNC deberán estar localizadas cerca de un gasoducto, para poder inyectar el biometano”. “El impacto en el aumento del precio del gas por un corte con biometano será menor si la obligación es para toda la demanda”.

“Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, el GNC tiene un costo (7,84USD/MMBtu) muy inferior al del Bio-GNC, incluso si el biogás se obtiene a partir de efluentes (17,36 USD/MMBtu)”.

Gráfico 66 - Precio del BioGNC versus precio del GNC



*abril de 2019

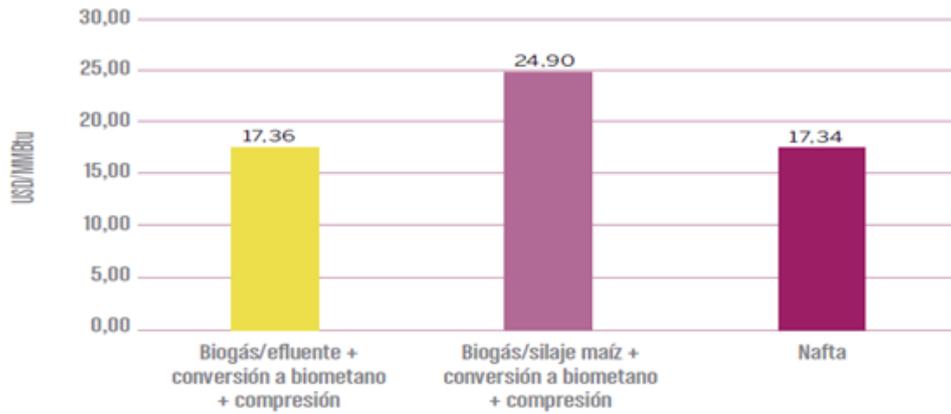
Fuente: Elaborado por los autores

- Reemplazo del gas natural licuado (GNL)

“El Bio-GNL puede ser sustituto del GNL, el gasoil y/o la nafta. Adicionalmente, puede usarse en centrales térmicas para sustituir el gasoil y fueloil que se utilizan en determinados períodos del año para generar energía eléctrica”.

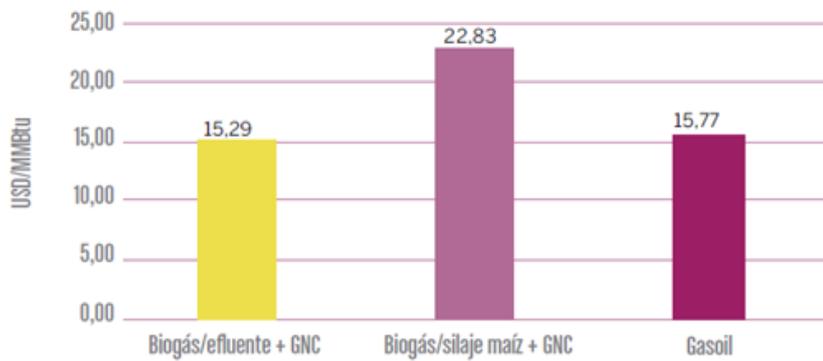
“En el caso del empleo de Bio-GNL para transporte, este biocombustible podría desplazar el uso de nafta y gasoil, principalmente para transporte público urbano y transporte de carga pesada. Aquí se presenta la comparación de su precio, con el precio de la nafta y el gasoil en planta”.

Gráfico 67 - Precio del Bio-GNC versus precio de la nafta



Fuente: Elaborado por los autores.

Gráfico 68 - Precio del Bio-GNL versus precio del gasoil convencional



*El gasoil convencional o grado 2 tiene no menos de 1 500 ppm de azufre, mientras que el gasoil premium o grado 3 tiene como máximo 50 ppm de azufre.

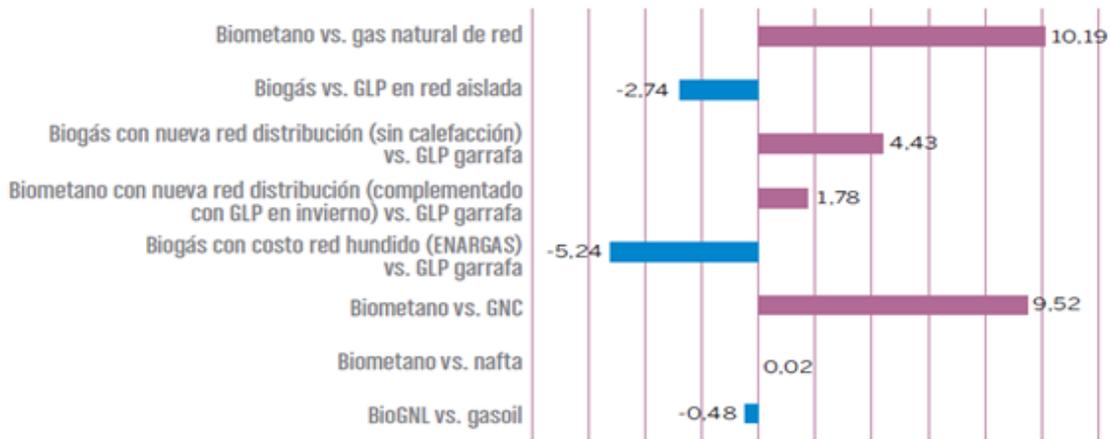
Fuente: Elaborado por los autores

“En el próximo gráfico se resumen las diferentes alternativas de uso que puede tener el biogás en redes aisladas y/o como biometano o Bio-GNL para sustitución de combustibles fósiles (para una central de biogás de 12.000 m³ diarios)”⁶⁷.

“Como puede observarse, hay tres alternativas de uso que son económicamente viables sin que su implementación requiera incentivos de promoción. Las dos más convenientes son la utilización del biogás en redes aisladas, ya sea como sustituto del GLP por red o de la garrafa de GLP, considerando la nueva red de distribución como un costo hundido. Luego siguen dos usos del biometano asociados al transporte: el Bio-GNL en reemplazo del gasoil, que es viable económicamente y prácticamente en equilibrio, el Bio-GNC en reemplazo de la nafta” (FAO, “Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas”, 2020).

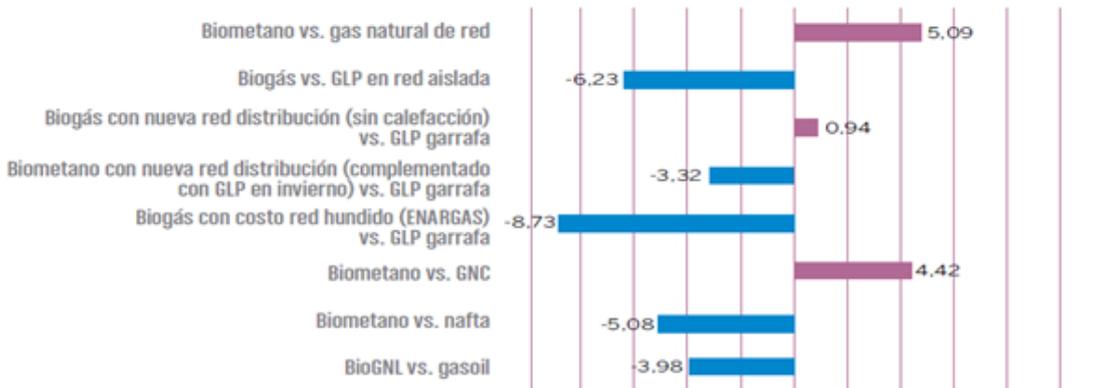
⁶⁷ El análisis se realizó sobre la base del costo de inversión y producción de una central de biogás “caso testigo” (de 12 000 Nm³ de biogás diarios).

Gráfico 69. Resultados de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 12.000 Nm3 diarios



Fuente: Elaborado por los autores

Gráfico 70. Resultado de las alternativas de uso del biogás sin cultivo dedicado para una central de 36.000 Nm3 diarios



Fuente: Elaborado por los autores

“En localidades con acceso al gas natural, la competencia económica del biogás o del biometano no es viable. Tampoco lo es pagar una red de distribución nueva debido a los volúmenes relativamente bajos involucrados” (FAO, “Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas”, 2020).

“La incorporación del biometano en la matriz de gas natural debería tener como objetivo cumplir con los compromisos internacionales en la mitigación del calentamiento global. En el caso de la Argentina, el biometano contribuiría a cumplir con las Contribuciones determinadas a nivel nacional suscriptas en el marco de la COP21”. “A partir de los resultados obtenidos, puede concluirse que la escala de los proyectos de biogás es fundamental para dar competitividad al biocombustible como sustituto de los combustibles fósiles. Los resultados indican que el biogás como energía térmica en localidades aisladas o el biometano para el transporte en zonas alejadas de los gasoductos puede resultar económicamente conveniente sin necesidad de subsidios” (FAO, “Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas”, 2020).

“Resulta estratégico que el Estado nacional, mediante la modificación de la Ley nacional N.º 26093 de Biocombustibles” (actual Ley N.º 27640), “implemente los mecanismos que otorguen un

cupo al biogás, el biometano y/o el Bio-GNL como sustitutos del gas natural, GLP, GNL, nafta, gasoil y fueloil, en sus diferentes usos, en la matriz energética de la República Argentina” (FAO, “Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas”, 2020).

9.4.2.6 Vehículos a gas comparados con vehículos eléctricos en Argentina

Aunque estudios recientes concluyen que en el futuro puede prevalecer el vehículo eléctrico, no dejan de advertir que en Argentina y Brasil su comercialización representa menos de 0,01% del total de las ventas, y que no están desarrolladas las materias normativas, lo que muestra un fuerte atraso en comparación con el resto del mundo. Por ello consideran muy probable que la producción y la comercialización de vehículos híbridos y eléctricos hacia 2025 progrese de manera gradual y lenta. Además, que la mayor desventaja de un vehículo eléctrico radica en la fuente de acumulación de energía eléctrica, la batería, que constituye una parte muy importante del costo adicional de este tipo de vehículos (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Los empresarios de servicios y logística y fabricantes de vehículos coinciden con ello. Señalan que, además de los altos costos de los vehículos eléctricos, hace falta realizar inversiones para disponer de la infraestructura de carga necesaria para su operación, y que recién podrían empezar a realizarse y consolidarse en los próximos cinco a diez años (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Por todo lo mencionado y teniendo en cuenta la posición competitiva favorable que tienen actualmente los vehículos impulsados por GNC, en este ejercicio se estimó una muy reducida participación de los vehículos eléctricos en 2030. Los vehículos Eléctricos alcanzarían el 1% del parque total (200.181 unidades). Los automóviles particulares eléctricos alcanzarían el 1% de su segmento, los taxis y remises eléctricos el 1,5%, los utilitarios el 1,3%, y los buses urbanos el 2,5%. Para 2030 estos vehículos consumirían en promedio 728 GWh, es decir el 0,5% de la demanda eléctrica (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Tabla 31 – Estimación de la cantidad y consumo de vehículos eléctricos en 2030

ESTIMACIÓN DE CANTIDAD Y CONSUMO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN 2030				
TIPO DE VEHÍCULO	PARQUE TOTAL	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	% VEHÍCULOS ELÉCTRICOS/ PARQUE	CONSUMO ANUAL GWH
Autos particulares	15.575.630	155.756	1,00	441
Taxis y remises	232.214	3.483	1,50	39
Utilitarios	3.085.594	40.112	1,30	173
Ómnibus Urbanos	33.146	829	2,50	74
Ómnibus interurbanos	8.610			
Continúa en la página siguiente				
Camiones livianos	114.559			
Camiones pesados (GNL)	376.890			
Flota total	19.426.643	200.181	1,03	728

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, con base en estadísticas públicas y privadas, 2019.

9.4.2.7 Vehículos a hidrógeno y sus características

De acuerdo a lo planteado por Jason Fenske de Engineering Explaine, en lo referido al hidrógeno, existen dos problemas en un motor de combustión interna de hidrógeno. Por una parte, el hidrógeno no es tan denso como otros combustibles, lo que significa que necesitamos mucha cantidad para ejecutar un trabajo mínimo (Prieto Amaya, A.).

Si eso lo combinamos con la ineficiencia inherente a un motor de pistones, que en el mejor de los casos solo está convirtiendo alrededor del 30% de la energía del combustible en movimiento, esto nos lleva a una decepción. Además, cuando se quema hidrógeno, también se obtienen algunas emisiones nocivas de NOx, como ocurre en los diésel. Esa es la razón por la que se utiliza el hidrógeno en una pila de combustible para generar electricidad y no en los motores de combustión.

Por otra parte, podemos obtener el hidrógeno de diferentes compuestos, como ser de la biomasa, del agua mediante electrólisis o de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural. Actualmente el 96% del hidrógeno que se consume en el mundo se obtiene a partir de un combustible fósil (habitualmente a partir de reformado con vapor de gas natural), por lo que no es totalmente renovable, ni es cero emisiones.

9.4.2.8 Proyectos relacionados al uso del GNV en Argentina

- Entre los primeros proyectos que se realizaron con éxito en el uso de GNL en nuestro país, se destaca la llegada de los primeros 6 camiones Scania propulsados a GNL de Argentina. Estos camiones se encuentran equipados con motores de 9 litros y 5 cilindros, y son capaces de entregar una potencia 340hp y un torque de 1600Nm, y poseen una autonomía de combustible de 1.200 kilómetros. El acto inaugural de esta primera carga, se realizó en la Central Termoeléctrica de Anchoris, Mendoza. Con el reemplazo de los camiones gasoleros por los nuevos a GNL, las empresas pretenden alcanzar mayores niveles de eficiencia ambiental y económica. Menores emisiones de los escapes y menores costos de combustible en cada flete, que se abaratarán hasta en un 50% (Econojournal, 2019).
- En cuanto al uso de GNC en transporte público de pasajeros, ya se encuentran circulando en Buenos Aires colectivos con esta tecnología.
- También encontramos a la empresa Buquebus, la cual posee un buque de gran porte de alta velocidad propulsado por turbinas a GNL. El buque Papa Francisco es un medio transporte que minimiza las emisiones de CO2, reduciendo al máximo la huella de carbono, señala la empresa. El buque, demanda una infraestructura de apoyo en tierra, que incluye una planta de licuefacción de gas y una flota de camiones cisterna criogénicos para el transporte del gas fluido. Buquebus posee su propia planta de licuefacción en San Vicente (provincia de Buenos Aires), la cual produce hasta 84 ton de gas licuado al día y tiene una capacidad de stock de 200 ton. Para el manejo y el procesamiento del gas cuenta con la última tecnología en la materia (Buquebus).

Se presentan imágenes con ejemplos de usos alternativos de GNV:

Figura 74 – Uso Alternativo GNV

USOS ALTERNATIVOS – CAMIONES PESADOS A GNC & GNL



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 75 – Uso Alternativo GNV

CAMIONES A GNL EN ARGENTINA



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 76 – Uso Alternativo GNV

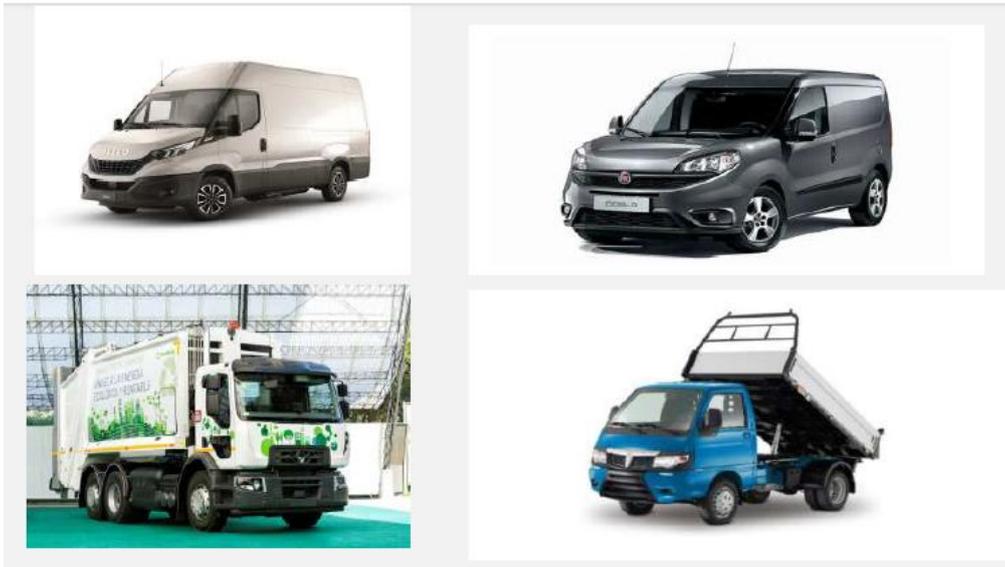
BUSES PROPULSADOS A GNC EN CIUDAD DE BUENOS AIRES



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 77 – Uso Alternativo GNV

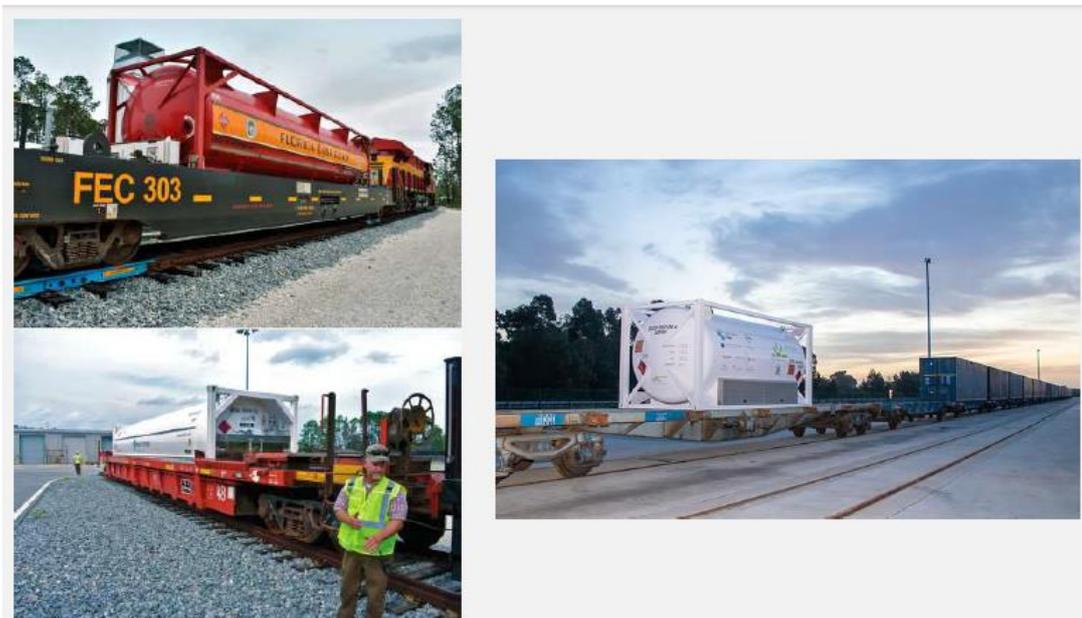
USOS ALTERNATIVOS – CAMIONES LIVIANOS A GNC & GNL



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 78 – Uso Alternativo GNV

TRANSPORTE DE GNL POR VÍA FERREA



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 79 – Uso Alternativo GNV

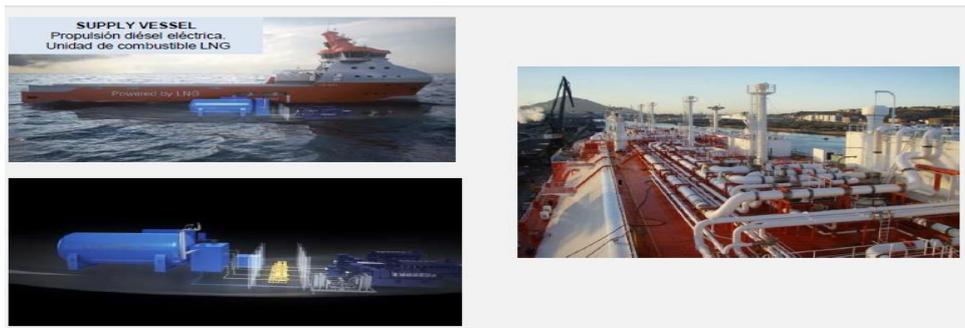
USOS ALTERNATIVOS DEL GNL



Fuente: Martínez, M.F., ENARGAS

Figura 80 – Uso Alternativo GNV

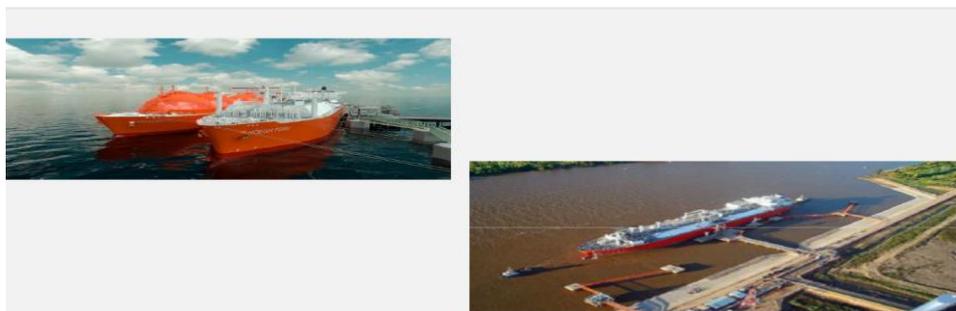
GNL EN LA PROPULSION Y GENERACION MARINA



Fuente: Ing. Vistor Ballabio. Facultad de Ingeniería. UBA

Figura 81 – Uso Alternativo GNV

UNIDADES FLOTANTES DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN



Fuente: Ing. Vistor Ballabio. Facultad de Ingeniería. UBA

Figura 82 – Uso Alternativo GNV

TERMINALES RECEPTORAS DE LNG



Fuente: Ing. Vistor Ballabio. Facultad de Ingeniería. UBA

- En lo referido al desarrollo de infraestructura de estaciones carga para transporte pesado y buses a GNC, el ENARGAS junto al Ministerio de Transporte y Desarrollo Productivo, plantean la creación de un “Corredor Verde”, ya que se pretende aprovechar la extensa red de estaciones de servicio a GNC existentes en el país, para fomentar un mayor uso de este combustible en los transportes urbanos y pesados.

Para este desarrollo, el sector público y el privado están trabajando en el desarrollo de las ya mencionadas normativas, como la norma NAG-451 que habilita los vehículos importados, propulsados mediante el uso de gas natural, o la NAG-452 para los transportes de fabricación nacional. También se anticipa la modificación de las condiciones de seguridad en los puntos de carga regidas por la norma NAG-418, que permita una actualización de las estaciones de servicio del corredor verde, lo que incluye la necesidad de poder suministrar alto caudal en menores tiempos (Ortiz, L. 2020).

Figura 83 – Corredores Verdes

DESARROLLO DE CORREDORES VERDES para TRANSPORTE PESADO & BUSES A GNC – COMPATIBLE CON GOOGLE MAP



Fuente: Martínez María Fernanda, ENARGAS

- En lo referido a las estaciones de carga de GNL, el ENARGAS, así como varias empresas han planteado en el mediano plazo el desarrollo de una ruta de “Corredores Azules”, para que estas estaciones se encuentren presentes en las rutas argentinas.

Figura 84 - Corredores Azules



Fuente: Galileo Technologies

9.4.2.9 Proyectos para expandir el uso del Gas Natural en Argentina

- Entre otro proyecto de infraestructura relevante para el sector, se considera la construcción del Tren Norpatagónico, que unirá Vaca Muerta con el puerto de Bahía Blanca, el cual obtuvo financiamiento chino por u\$s784 millones y se estima que las obras comenzarán a fines de 2021 o principios del 2022. El tren le permitirá a Vaca Muerta duplicar la cantidad trasladada de productos e insumos básicos, como la arena necesaria para el fracking, tuberías, cemento, baretina (mineral para mezclar y obtener concreto), entre otros. El tren no se limitará solamente a beneficiar a la actividad petrolera y gasífera. En su camino de regreso de Vaca Muerta, se podrán transportar derivados de explotación minera del sur de Mendoza (potasio) y de nuevos proyectos en estudio en el norte de Neuquén y productos de las economías regionales, como la explotación frutícola. Se estima que se podrá transportar entre 4 y 5 millones de toneladas de cereales, productos petroleros, combustibles y fertilizantes (Penelli, Sebastián D. 2021).

Figura 85 – Tren a Vaca Muerta



Fuente: Crónica Ferroviaria

- En lo que se refiere al desarrollo de plantas de licuefacción, según Codeseira (citado por Navazo, 2019) un proyecto importante de GNL para exportación, de tres o cuatro trenes de licuefacción, con una capacidad de más de 10 millones de toneladas anuales, requerirá 4 o 5 años de obras. Además, se debería hacer de forma modular de modo de acompañar el

crecimiento de la producción de Vaca Muerta y la infraestructura de transporte. También consideró que, con el costo financiero argentino, un proyecto de esa magnitud hoy es difícil de concretar para empresas locales, salvo que un socio extranjero aporte el capital.

De acuerdo a (Navazo, 2019) se estima que una planta de licuefacción tiene un costo estimativo de entre 1.000 y 1.500 dólares por cada tonelada de capacidad instalada. Con lo cual una instalación de 10 millones de toneladas demandaría entre los 10 y 15 mil millones de dólares. En el largo plazo el desarrollo pleno del shale neuquino dependerá de la capacidad de colocar en los mercados extranjeros entre 120 y 180 millones de metros cúbicos diarios de gas. La competitividad será el factor clave para alcanzar un logro a escala internacional. Referentes de la industria hacen hincapié, en que el desarrollo de un proyecto como este, sería de vital importancia para aprovechar el excedente de gas de Vaca Muerta, y para que Argentina pueda posicionarse a nivel mundial en el largo plazo como un actor de suministro de GNL.

9.5. Rol de Vaca Muerta

De acuerdo al informe de (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030", Secretaría de la Transformación Productiva, 2019), el descubrimiento del reservorio de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta ha generado expectativas de un mercado de gas natural con oferta excedente. La explotación del reservorio representa una gran oportunidad. Primero, el acceso a gas barato mejoraría la competitividad de la industria local y permitiría el surgimiento de proyectos que hoy no son viables. Segundo, potenciaría la tracción a industrias y servicios proveedores de la extracción, refinación y transporte de hidrocarburos. Tercero, volvería viable la actividad exportadora de GNL en grandes volúmenes, lo que representa también una oportunidad para el desarrollo local.

En un contexto de mayor disponibilidad de gas a menor precio, la evolución de la demanda futura de gas es una variable clave de los proyectos de inversión para explotar el potencial productivo del yacimiento Vaca Muerta. Entender cuáles serán las fuentes de la demanda para los próximos años, su magnitud y sostenibilidad en el tiempo permitirá diagramar la hoja de ruta hacia 2030.

En 2017, la Secretaría de la Transformación Productiva en conjunto con el exMinisterio de Energía y Minería (MINEM), realizó un primer estudio para conocer las implicancias que tendría el desarrollo de Vaca Muerta en la economía de Neuquén y en la de Argentina, considerando los sectores productivos, el bienestar de las familias, y las variables macroeconómicas. Para ello, se utilizó como insumo la evolución de la producción de hidrocarburos de los Escenarios Energéticos 2030, elaborados por el MINEM, y un conjunto de modelos regionales (modelos insumo producto y de equilibrio general aplicado) que identifican flujos económicos captando efectos diferenciados sobre cada región, tanto a nivel agregado como sectorial.

En el presente estudio se explora la prospectiva de la demanda de gas en el largo plazo principalmente del sector transporte, el industrial y las exportaciones. Para ello, se requiere considerar, el grado de sustitución de energías más caras por gas en transporte; la aparición de nuevas demandas industriales por la mejora de competitividad derivada de los menores precios del gas; identificar el tamaño y la factibilidad de proyectos de exportación; y el cumplimiento de regulaciones sectoriales.

A partir de esto, se plantean escenarios de demanda de gas fundamentados técnicamente sobre la base de estimaciones, análisis sectoriales, información de proyectos existentes y futuros, que sean consistentes con los lineamientos de la política económica. Los escenarios están relacionados con el comportamiento de los precios internacionales de hidrocarburos y productos industriales, el crecimiento del PBI y de la población, y otros determinantes de la demanda de gas⁶⁸.

El pronóstico anual de la demanda de gas se realizó por sector de mercado para cada uno de los años en revisión, con los dos escenarios posibles: Base y Alto. Para eso se hizo hincapié en la metodología de cálculo del sector industrial y de transporte analizando por sector gas intensivo y por tipo de vehículo. A continuación, se presenta una perspectiva resumida de la metodología aplicada en cada caso:

- Demanda industrial: estimada a través de la utilización de coeficientes de intensidad energética para cada sector de actividad.
- Demanda del sector petroquímico: proyectada a partir del impacto de tres proyectos de inversión que cuentan con mayores posibilidades de ser llevados adelante ante la disponibilidad de gas a menor precio: una nueva planta de polietileno, una de polipropileno y otra de urea.
- Demanda del sector transporte: los vehículos automotores se desagregan de acuerdo a sus características tecnológicas y/u operacionales. Posteriormente, se estima el parque total automotor para cada uno de los grupos en función de características como la proporción de autos convertidos a GNC.
- Exportaciones a través de gasoductos regionales y de GNL: se consideran escenarios que surgen de opiniones de especialistas y entrevistas con empresas.

Los resultados, muestran el alto potencial que existe en la demanda doméstica de la industria y el transporte, y de la exportación de GNL como motores de la demanda de gas en Argentina. Se estima que la demanda total pasará de 130 Mm³/día en 2018, a 198 Mm³/día en 2030 en el Escenario Base, y en el Escenario Alto en 2030 hasta 249 Mm³/día. La estimación de demanda permite ordenar las prioridades dadas las limitaciones actuales: es necesario primero lograr la coordinación entre el sector público y privado para la realización de obras de infraestructura claves para el desarrollo de la oferta de gas de Vaca Muerta (gasoductos y plantas de licuefacción) (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030", Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

9.5.1. Consumo de gas por parte de la Industria manufacturera

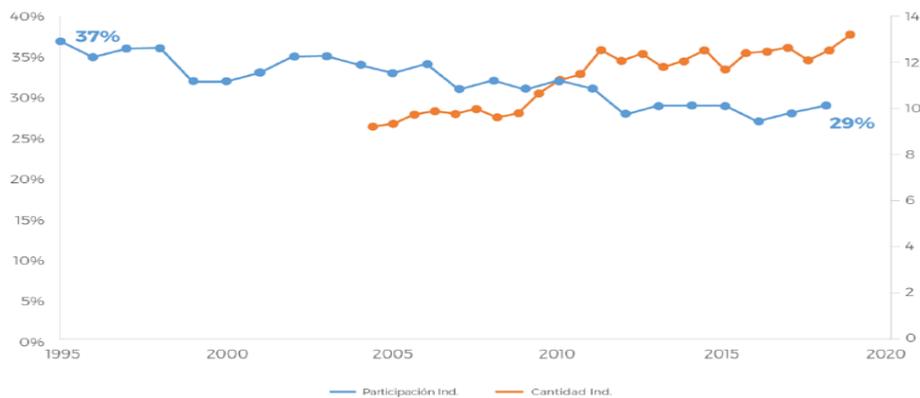
Para este análisis se utilizó la apertura sectorial brindada por ENARGAS, que incluye 20 sectores: aceitero, alimenticio, automotriz, de bebidas, de caucho y plástico, celulósico y de papel, cementero, de cerámica, de cristalería, de cuero, de destilería, frigorífico, maderero, de metal ferroso, de metal no ferroso, petroquímico, químico, siderúrgico, textil, entre otras industrias (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de

⁶⁸ Estos escenarios se definieron a partir de entrevistas orientadas a conocer las proyecciones sectoriales, realizadas a cámaras, empresas petroquímicas y otros sectores de industrias gas intensivas, fabricantes y terminales automotrices, fabricantes de tecnología GNC y de GNL, empresas de camiones, y funcionarios públicos (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., 2019).

impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Si bien el consumo de gas por parte de la industria aumentó durante 2005 y 2018 (de 9,19 miles de millones de m3 en 2005 a 13,19 en 2018), presentó un descenso de 8 puntos porcentuales (p.p.) en la participación del gas entregado anual durante el período 1995-2018. De esta manera, la industria pasó de ser la principal demandante para ubicarse en segunda posición, detrás de las centrales eléctricas.

Gráfico 71 – Evolución del gas entregado al sector industrial. Participación de la industria (%) y miles de millones de m3, 1995-2018



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, según datos de ENARGAS, 2019.

El peso relativo de cada sector en la demanda de gas de la industria presentó variaciones entre 1995 y 2018. En 2018 las ramas destilería, siderurgia y aceitera representaron el 44% de la demanda de gas de los Grandes Usuarios y mostraron considerables incrementos en su participación, mientras que la maderera y química disminuyeron su participación en la demanda, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 32 – Participación por rama en el gas entregado a Grandes Usuarios. Años 1995, 2005, 2015 y 2018.

Año	1995	2005	2015	2018
Destilería	10%	7%	9%	17%
Siderurgia	20%	19%	14%	15%
Aceitera	4%	7%	12%	12%
Alimenticia	8%	9%	10%	9%
Cementera	11%	9%	9%	9%
Petroquímica	8%	9%	8%	8%
Otras industrias	7%	7%	8%	7%
Cerámica	4%	4%	6%	5%
Celulósica y papelera	6%	5%	5%	4%
Química	8%	7%	6%	3%
Cristalería	4%	3%	3%	3%
Bebidas	1%	1%	2%	2%
Metalúrgica no ferrosa	2%	7%	4%	2%
Textil	1%	1%	1%	1%
Frigorífica	1%	1%	1%	1%
Metalúrgica ferrosa	1%	1%	1%	1%
Automotriz	1%	1%	1%	1%
Caucho y plástico	1%	1%	1%	1%
Cuero	0,3%	0,4%	0,3%	0,2%
Maderera	1%	0,4%	0,2%	0,1%
Total miles de millones de m3	6,37	7,59	7,63	8,12

Fuente: elaboración propia según datos de ENARGAS.

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, según datos de ENARGAS, 2019.

9.5.2. Consumo de gas por parte del sector petroquímico

La industria química abarca una serie de procesos productivos que consisten en sucesivas transformaciones químicas a partir de un insumo de base. Los procesos basados en el procesamiento/tratamiento del petróleo y el gas o sus derivados pertenecen a la petroquímica. Los petroquímicos suelen clasificarse de acuerdo con la etapa productiva a la que pertenecen: la etapa inicial es la petroquímica básica (IPB), la sigue la etapa intermedia (IPI) y, por último, la final (IPF) (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

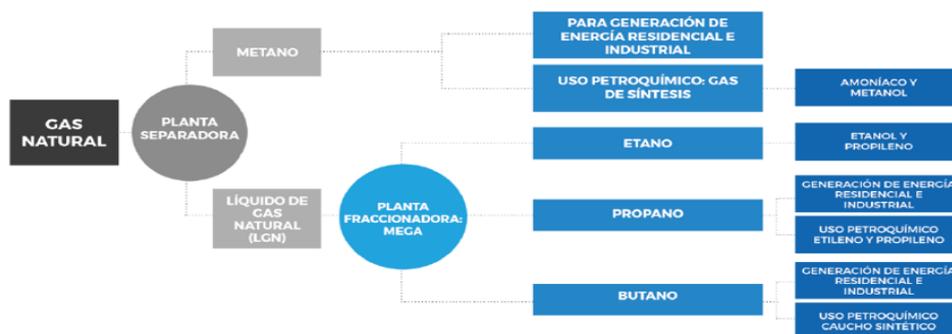
Figura 86 – Estructura de la cadena petroquímica

	BÁSICA	INTERMEDIA	FINAL	INDUSTRIAS DEMANDANTES
PETRÓLEO Y GAS	Olefinas: etilenos, propileno, butadieno, butileno, dicloroetileno, cloruro de vinilo Aromáticos: benceno, tolueno, xilenos. Gas de síntesis, amoníaco, metanol	Estireno, cloruro de vinilo, etilbenceno, alquilbenceno, etilenglicol, propilenglicol, ácido acético, acetona	Fertilizantes, resinas plásticas, fibras sintéticas, caucho sintético, detergentes, solventes	-Agro -Productos de limpieza e higiene -Pinturas y barnices -Productos de plástico -Productos de caucho -Productos farmacéuticos -Automotriz -Construcción -Metalmecánica
Part. Producción en la cadena	40%	12%	45%	
Impo/consumo aparente	5%	36%	37%	
Estructura	<ul style="list-style-type: none"> Complejo conformado por grandes empresas nacionales e internacionales, medianas y pequeñas empresas. Etapa inicial: elevada escala productiva, capital intensivo (necesidades altas de inversión) y manos de obra altamente calificada. Aguas abajo aumenta la necesidad de mano de obra de calificación media alta y la diversificación productiva. 			

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de IPA⁶⁹.

El gas natural está compuesto principalmente por gas metano y por pequeñas cantidades de otros gases. La participación de los componentes varía según la procedencia del gas. La composición promedio es metano (90,5%), etano (5,4%), propano (0,6%), butano (0,2%), dióxido de carbono (2,4%) y nitrógeno (0,7%). En Argentina, la Compañía Mega es la encargada de la separación (planta Loma La Lata) de los componentes líquidos del gas natural y su fraccionamiento (planta Bahía Blanca), que permite obtener como productos principales etano, propano, butano y gasolina natural. La figura 87, a continuación, presenta el procesamiento del gas natural y sus principales usos.

Figura 87 - Composición y usos del gas natural.



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de información de Compañía Mega.

⁶⁹ Instituto Petroquímico Argentina (IPA)

Cada tipo de gas es utilizado como insumo para diferentes productos petroquímicos. El etano constituye la materia prima básica del complejo petroquímico de Bahía Blanca, a partir del cual se obtiene etileno para elaboración de polietilenos y PVC. La producción de propano, butano y gasolina natural se despacha vía marítima a Petrobras: el propano y el butano tienen como destino el abastecimiento de los centros de consumo, mientras que la gasolina natural se utiliza mayormente como materia prima en la industria petroquímica para la producción de etileno, propileno y butadieno.

A) Caracterización de la cadena de valor de la urea y sus requerimientos de gas natural

La empresa Profertil es el principal productor de urea granulada (fertilizante) en Argentina. En 2017 la empresa produjo 1,4 millones de toneladas (85% del mercado). Su planta del Polo Petroquímico de Bahía Blanca produce también el amoníaco que se utiliza en la fabricación de la urea. En la figura 88 se puede observar la cadena de valor de la urea.

Figura 88 - Cadena de valor de la urea.



Fuente Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de información de la empresa Profertil.

Tabla 33 – Producción de la cadena amoníaco-urea.

	GAS / FERTILIZANTE	UNIDAD	PRODUCCIÓN/CONSUMO 2017
Cadena amoníaco - urea	Consumo de gas natural Profertil	millones de m3 de 9.300 kcal.	912,5
	Amoníaco	Toneladas	856.961
	Urea	Toneladas	1.494.962

Fuente: elaboración propia sobre la base de IPA y Profertil.

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de IPA y Profertil.

Para la estimación de los requerimientos de gas para el proceso productivo de la urea se utilizó como fuente el Anuario Estadístico del Instituto Petroquímico Argentina (IPA) y el Reporte de Sustentabilidad 2013, publicado por Profertil. Se obtuvieron los siguientes coeficientes:

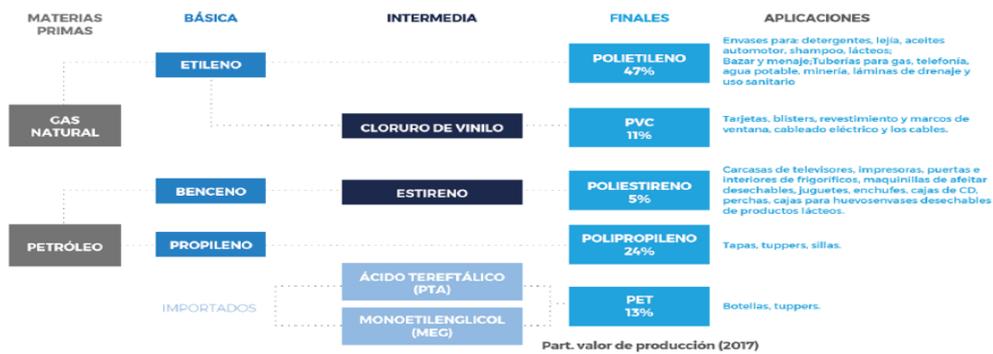
- a.1) 1.065 m3 de requerimiento de GN por tonelada de amoníaco;
- a.2) 0,57 toneladas de amoníaco por tonelada de urea;
- a3) 610 m3 de GN por tonelada de urea.

B) Caracterización de la cadena de valor de la petroquímica-plástica y sus requerimientos de gas natural

La importancia económica de la cadena petroquímica básica se debe fundamentalmente a su carácter de productora de productos plásticos que suelen ser demandados por una gran cantidad de industrias (alimenticia, automotriz, eléctrica y electrónica, textil, construcción, muebles, entre otras) (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Las principales materias primas plásticas producidas y utilizadas en nuestro país son resinas termoplásticas: polietileno de baja densidad (PEBD), polietileno de alta densidad (PEAD), polipropileno (PP), tereftalato de polietileno (PET), policloruro de vinilo (PVC) y poliestireno (PS).

Figura 89 – Cadena de valor de petroquímica-plástica.



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, según informes de cadenas de valor: Petroquímica-Plástica. Ministerio de Hacienda.

Para estimar la demanda de gas del sector petroquímico primero se analizaron los requerimientos de gas natural del polietileno y la urea. Con respecto a la cadena etano-etileno-polietileno, para la estimación se utilizó como fuente el Anuario Estadístico del Instituto Petroquímico Argentina (IPA), que consigna información sobre la producción de los principales productos petroquímicos y las empresas encargadas de su fabricación. En la tabla 49 se observan los datos de producción de cada uno de los insumos que conforman la cadena, cuyo producto final es el polietileno.

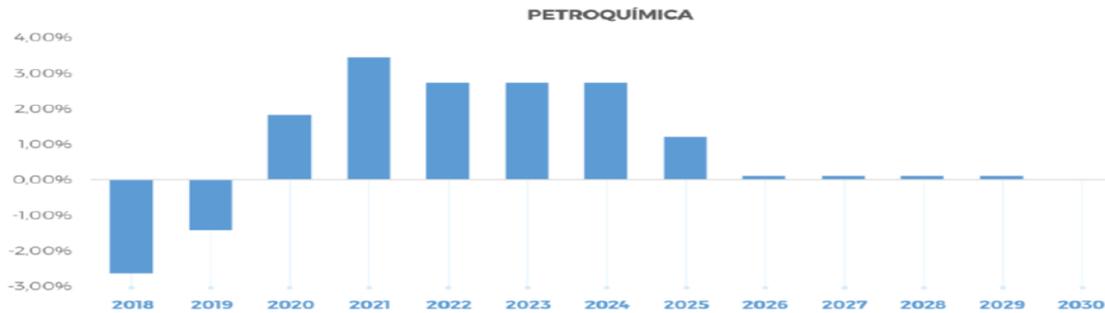
Tabla 34 – Producción de la cadena etano-etileno-polietileno

	GAS/PLÁSTICO	UNIDAD	PRODUCCIÓN /CONSUMO 2017
	Etano (MEGA - TGS)	Toneladas	939.631
Cadena etano - etileno - polietileno	Etileno (producción PBB Polisor)	Toneladas	975.507
	Ventas de etileno a Unipar Indupa	Toneladas	74.306
	Consumo propio de etileno (PBB Polisor)	Toneladas	601.202
	Polietileno (producción PBB Polisor)	Toneladas	622.299

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, según información de IPA.

Sin nuevas inversiones, el límite del crecimiento del sector está dado por la capacidad instalada, que alcanza los niveles máximos a partir de 2026. En el gráfico 72 se muestran las tasas de crecimiento esperadas por año.

Gráfico 72 – Proyecciones de crecimiento del sector petroquímico, 2018-2030



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

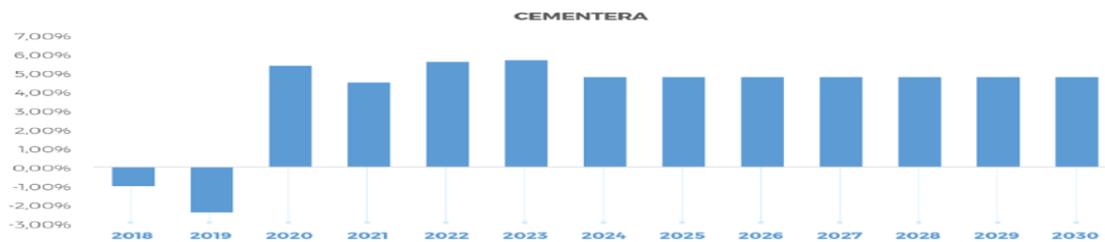
Gráfico 73 – Proyecciones de crecimiento del sector destilería, 2018-2030



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

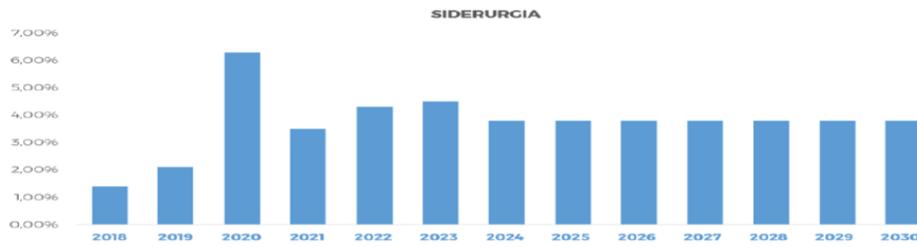
Para cemento, siderurgia, alimentos y bebidas, cerámica y químicos se tuvo en cuenta la elasticidad de cada sector con respecto al crecimiento del PBI. A continuación, se presenta su tasa de crecimiento.

Gráfico 74 – Proyecciones de crecimiento del sector cemento, 2018-2030



Fuente: elaboración propia

Gráfico 75 – Proyecciones de crecimiento del sector siderurgia, 2018-2030



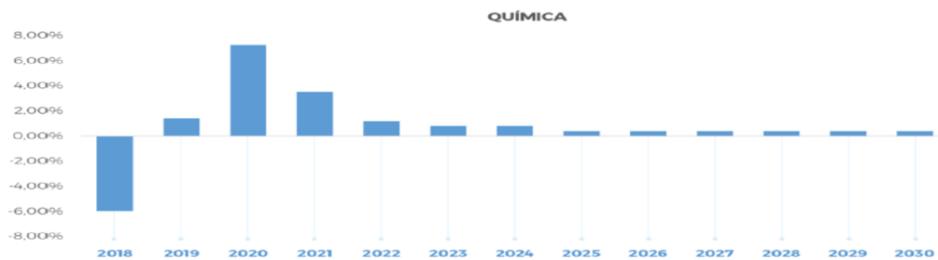
Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

Gráfico 76 – Proyecciones de crecimiento del sector cerámica, 2018-2030



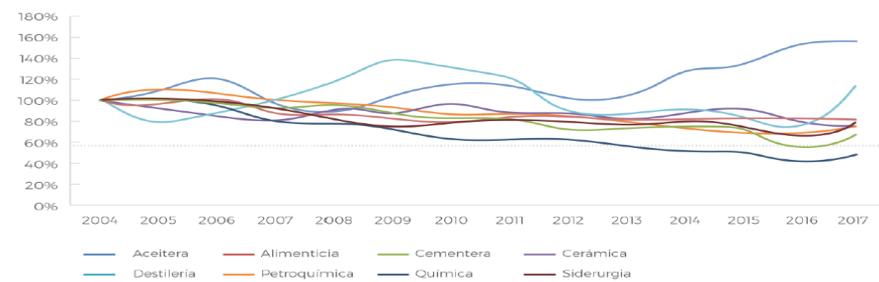
Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

Gráfico 77 – Proyecciones de crecimiento del sector químico, 2018-2030



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva.

Gráfico 78: Ratio de consumo de gas y Valor Bruto de Producción por industria, 2004-2017



Fuente: elaboración propia sobre la base de ENARGAS e INDEC.

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS e INDEC.

9.5.3. Resultados sector industria

Para el período 2018-2030 se estima un crecimiento promedio del consumo del 2%, alcanzando 53 Mm3/día en el final del período. El Escenario Base incluye medidas de eficiencia energética que implican un ahorro del 2,3% del consumo en 2030. En el Escenario Alto la demanda de gas industrial aumentaría un 50% hacia 2030. Como se puede observar en la Tabla 35, la industria petroquímica y las ligadas a la construcción serán las que impactarán en la demanda.

Tabla 35 – Demanda Industrial de Gas Natural, por sector, MM m3/día

GAS NATURAL (MMM3)	2018		BASE		ALTO	
	MMM3/D	%	MMM3/D	%a.a	MMM3/D	%a.a
Siderurgia	3,4	8,3%	5,3	3,7%	5,3	3,7%
Aceitera	2,7	6,6%	3,7	2,6%	3,7	2,6%
Destilería	3,8	9,2%	4,4	1,4	4,4	1,4%
Alimenticia	1,9	4,6%	2,3	1,6%	2,3	1,6%
Petroquímica	6,8	16,5%	7,0	0,2%	15,1	5,6%
Cementera	1,9	4,6%	3,1	4,2%	3,6	5,4%
Otras industrias	1,6	3,9%	2,0	2,2%	2,0	2,2%
Química	0,7	1,7%	0,8	1,2%	0,8	1,2%
Cerámica	1,1	2,7%	1,9	4,2%	1,9	4,2%
Resto	3,2	7,8%	4,2	2,2%	4,6	3,0%
No distro	14	34,0%	18,2	2,2%	18,2	2,2%
Total	41,2		52,7		61,9	

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de ENARGAS.

9.5.4. Visión del mercado externo y exportaciones

Se observa en el siguiente gráfico la extensión del transporte y de la red de distribución de gas actual en el país, que provee a 9 millones de usuarios.

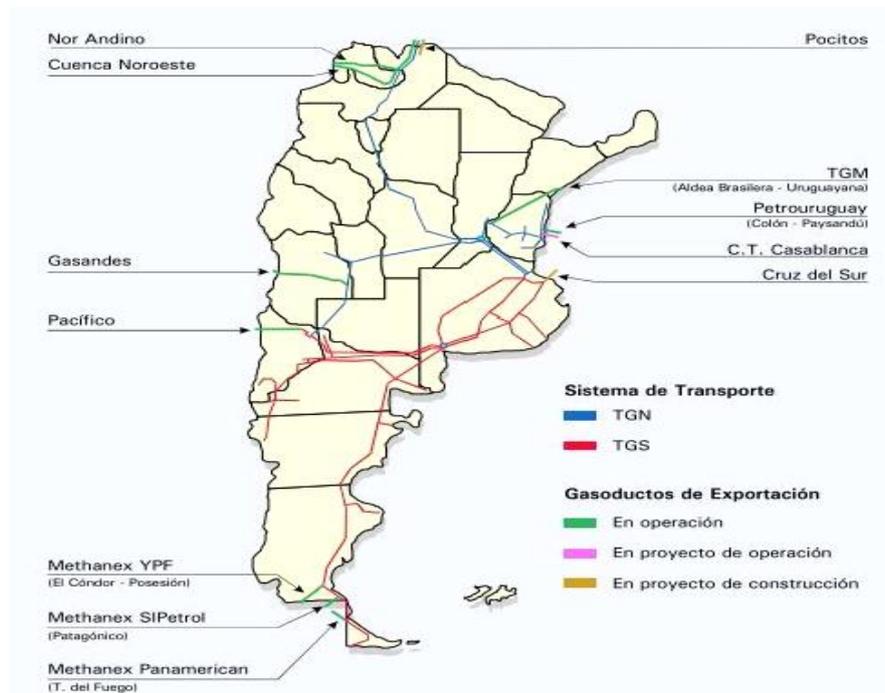
Gráfico 79 – Red de distribución de gas y empresas proveedoras, Argentina 2018.



Fuente: ENARGAS

Cuando la producción de gas argentina era elevada, le permitió exportar gas a otros países. Tal es así, que se construyeron siete gasoductos para exportar a Chile, uno a Brasil y otro a Uruguay. Luego Argentina, pasó de ser exportador a ser importador de energía, requiriendo gas natural de Bolivia, Chile y GNL de otros países para cubrir los picos de demanda invernales. Con el desarrollo de Vaca Muerta, se cree que se podría volver a exportar cuando existiera excedente de gas natural.

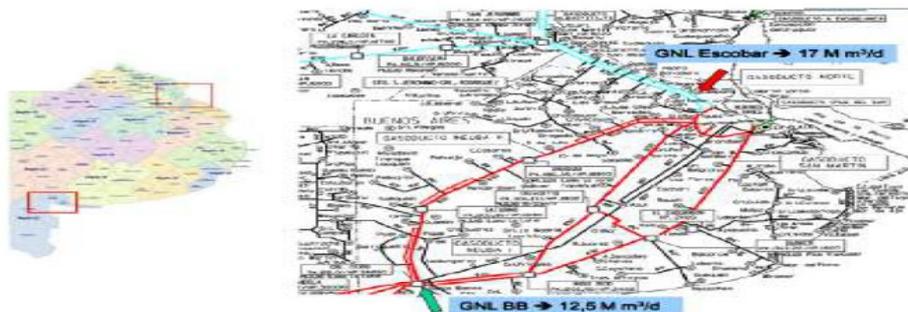
Gráfico 90 – Gasoductos de Exportación



Fuente: ENARGAS

El GNL se introduce en el mercado argentino a través de las plantas regasificadoras de Escobar, y de Bahía Blanca. De este modo, se contrataron dos buques regasificadores que reciben las cargas de gas licuado que traen otras embarcaciones.

Figura 91 – Ubicación geográfica de las plantas de regasificación de Argentina



Fuente: Integración Energética Argentina S.A (ex ENARSA)

En el año 2019, dado el aumento de la producción de gas natural en el yacimiento de Vaca Muerta, YPF ofertó un cargamento de prueba de GNL, el cual para poder ser vendido con regularidad necesita de un marco regulatorio, y la exportación debe ser autorizada por el Gobierno, al igual que la comercialización de gas natural a Chile, Uruguay y Brasil, las que serían permitidas siempre que no comprometa la seguridad energética (que no falte el abastecimiento interno al menor costo posible) (Spaltro, 2019).

Para tener la posibilidad de exportar GNL a escala masiva es necesaria la construcción de una gran planta de licuefacción de gas natural, la que podría demandar un tiempo de entre 4 y 5 años en construirse (Spaltro, 2019).

Por otro lado, en lo referido a las estimaciones de exportaciones tanto a la región vía gasoducto o mediante la generación de GNL, a través de entrevistas y del análisis del mercado internacional se definieron dos escenarios. En el primer escenario se relatan los supuestos tomados para el mercado regional. En el segundo escenario se detalla el mercado internacional del GNL, el rol de los principales países y cómo Argentina se puede insertar en este mercado (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030", Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

9.5.4.1 Mercado regional

Se estima que Argentina tiene la posibilidad de volver exportar hacia los países vecinos, entre 19,3 Mm³/día en el Escenario Base y 31,4 Mm³/día en el Escenario Alto. A partir de la relación comercial actual con nuestros países vecinos y su política energética y la infraestructura actual en la región para el transporte por gasoducto del gas natural, se definieron los escenarios de posibles exportaciones. Se estima que Argentina exporte a Chile, Brasil y Uruguay en los próximos años volúmenes acordes a la capacidad de los gasoductos como muestra el gráfico 81 (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030", Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

- Entre 15.0 - 26.0 mm³/día a Chile
- Entre 2.8 - 5.4 mm³/día a Brasil
- Entre 1.5 - 2.7 mm³/día a Uruguay

Gráfico 81 - Mapa regional y capacidad de los gasoductos a los países vecinos



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, sobre la base de entrevistas al sector privado.

En este contexto, aun cuando la demanda potencial de GNL de este mercado regional es relativamente pequeña, para la Argentina podría llegar a justificar la inversión en algún proyecto de licuefacción, o al menos aportar a una mayor diversificación de potenciales compradores.

9.5.4.2 Mercado Internacional de GNL

Argentina a nivel global debería competir principalmente con Qatar y Australia. Países que dada su posición geográfica y tratados comerciales tienen una ventaja relativa para atender los mercados importadores de Asia como China, Japón, Corea del Sur, India y Taiwán. El comercio entre Medio Oriente y el Pacífico fue el segundo más alto en volumen, debido a la importancia de Qatar en el suministro a Japón, Corea del Sur y China. Se estima que el 50% del crecimiento de la demanda global de gas hasta 2035 provendrá de Asia de acuerdo con el Global Gas Outlook 2018 de McKinsey (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., "Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030", Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

El mercado de GNL se ha vuelto cada vez más complejo en la última década, ya que un mayor número de participantes utiliza una variedad más amplia de estrategias comerciales. Mientras que las cargas se entregaron históricamente principalmente a través de contratos a largo plazo, una porción creciente de GNL se vende bajo contratos más cortos o en el mercado spot. En ese sentido en 2018, el 31% del comercio total bruto de GNL se realizó bajo la segunda modalidad. El mayor crecimiento en las importaciones de este tipo se registró en China, ya que los compradores confiaban en gran medida en el mercado spot para satisfacer el fuerte crecimiento de la demanda (IGU World LNG report - 2019).

El consumo de gas en la generación eléctrica a nivel mundial se duplicará, y su participación en 2040 superará el 24% según el Instituto de Energía de Rusia. El papel del gas en la generación de electricidad variará en gran medida según la región, dependiendo de los precios regionales emergentes del gas que afecten su competitividad. A nivel regional se estima que Argentina tendría como principal competidor a Estados Unidos por el mercado de los países cercanos en el continente (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

- Precio del gas en Neuquén

El principio del net-back, entendido como la técnica de sustracción de los costos incrementales de la cadena para llegar al precio en boca de pozo, se aplica también en el caso de los proyectos de GNL. El rango de net-back en el que debería estar el gas en boca de pozo en Neuquén para poder ser exportado al resto del mundo, teniendo en cuenta los grandes competidores a nivel mundial, sería alrededor de 2,94 y 4,41 dólar por mmbtu. Basado en proyecciones de marcadores internacionales (GNL Japón), costos de transporte y licuefacción standard de mercado se construyó la tabla 36 de precios y costos para los años 2018-2030 (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019):

Tabla 36 - Net back value de GNL en Argentina. Cota inferior y superior

AÑO	COTA SUPERIOR					COTA INFERIOR			
	PRECIO GNL JAPÓN	COSTO TRANSPORTE BARCO (JAPÓN - ARG)	COSTO RE GASIFI CACIÓN	COSTO TRANSPORTE GASODUCTO BAHÍA - NQN	VALOR EN BOCA DE POZO	COSTO TRANSPORTE BARCO (JAPÓN - ARG)	COSTO REGASIFI CACIÓN	COSTO TRANSPORTE GASODUCTO BAHÍA - NQN	VALOR EN BOCA DE POZO
	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU
2018	10,7	1,19	2	0,8	6,71	1,31	3	1,25	5,14
2019	7,4	1,19	2	0,8	3,41	1,31	3	1,25	1,84
2020	7,5	1,19	2	0,8	3,51	1,31	3	1,25	1,94
2021	7,6	1,19	2	0,8	3,61	1,31	3	1,25	2,04
2022	7,7	1,19	2	0,8	3,71	1,31	3	1,25	2,14
2023	7,8	1,19	2	0,8	3,81	1,31	3	1,25	2,24
2024	7,9	1,19	2	0,8	3,91	1,31	3	1,25	2,34
2025	8	1,19	2	0,8	4,01	1,31	3	1,25	2,44
2026	8,1	1,19	2	0,8	4,11	1,31	3	1,25	2,54
2027	8,2	1,19	2	0,8	4,21	1,31	3	1,25	2,64
Continúa en la página siguiente									
2028	8,3	1,19	2	0,8	4,31	1,31	3	1,25	2,74
2029	8,4	1,19	2	0,8	4,41	1,31	3	1,25	2,84
2030	8,5	1,19	2	0,8	4,51	1,31	3	1,25	2,94

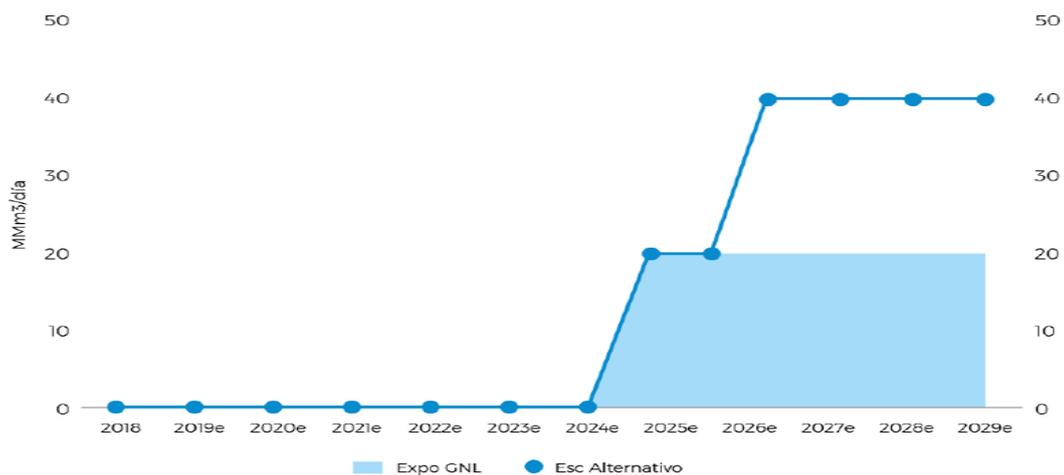
Fuente: Elaboración sobre la base de Wood Mackenzie (2019) Can Argentina’s LNG exports compete in the global market y EIA.

- Estimación de Exportaciones en el Escenario Base y Escenario Alto

En el Escenario Base y Escenario Alto, en el año 2025 se alcanzan exportaciones de 20 MMm³/d, y desde el año 2027 en el Escenario Alto las exportaciones son por 40 MMm³/d (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Las estimaciones presentadas en este estudio son similares a las que presenta la del exMinisterio de Energía en sus estimaciones del año 2019 y también concuerdan con valores comunicados por otros actores de la industria.

Gráfico 82 – Exportaciones de GNL, MMm³/día, 2009-2030.



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

9.6. Resultados generales e impacto en Argentina

Se presenta la evolución de la producción nacional de gas y petróleo, el balance entre oferta y demanda, y el balance comercial, para los mercados de gas y petróleo y el impacto en las principales variables macroeconómicas. A su vez, el balance comercial también considera los combustibles.

En el Escenario Base, la demanda total alcanza 197.9 Mm³/día, con un nivel de exportación de 20 Mm³/día. Dicho nivel de demanda representa un incremento del 53% en el período 2018-2030. La participación del sector Industrial en el año 2030 es la más relevante, representando un 27% de la demanda seguido por Centrales con 23% y Residencial con 20%. El crecimiento estimado de nuevos empleos sería de 220 a 240 mil a nivel nacional (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

Tabla 37 – Resultados Escenario Base, en Mm3/día, 2009-2030

AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	GNC	CENTRALES	EXPO REGIONAL	EXPO GNL	TOTAL
2009	23,2	37,3	4,6	7,2	34,1	2,7	0	109,1
2010	25,2	38	4,6	7,3	31,6	1,4	0	108
2011	26,2	39,3	4,6	7,6	35,5	0,6	0	113,6
2012	27,4	36,9	4,9	7,6	39,2	0,2	0	116,2
2013	28,7	39	4,9	7,6	39,6	0,2	0	120
2014	27,7	39,2	4,9	7,8	39,8	0,1	0	119,6
2015	28	39,6	4,8	8,2	40,9	0,1	0	121,6
2016	29,4	38	5,1	7,7	43,7	0,1	0	124,1
2017	29,2	39,3	4,7	7	47,3	0	0	127,5
2018	29,2	41,2	4,6	6,6	47,1	0,8	0	129,5
2019 e	32,7	41,3	4,8	7,5	56,5	4,9	0	147,7
2020 e	33,2	42,2	4,9	7,9	53,1	4,9	0	146,2
2021 e	33,9	43,4	5	8,4	52,5	10	0	153,2
2022 e	34,6	44,6	5,1	8,9	52,7	14	0	159,8
2023 e	35,3	45,7	5,2	9,4	51,6	19,3	0	166,5
2024 e	35,9	46,6	5,3	9,9	49,6	19,3	0	166,6
2025 e	36,6	47,8	5,4	10,5	49,7	19,3	20	189,3
2026 e	37,4	48,8	5,5	11,1	49,3	19,3	20	191,3
2027 e	38,1	49,8	5,6	11,7	47,9	19,3	20	192,4
2028 e	38,7	50,7	5,7	12,4	45,4	19,3	20	192,2
2029 e	39,6	51,9	5,8	13,1	45,4	19,3	20	195,1
2030 e	40,3	53	5,9	14,2	45,1	19,3	20	197,9

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

En el Escenario Alto la demanda total alcanza 249 Mm3/día y las exportaciones estimadas ascienden a 40 Mm3/día, alcanzando un incremento del 92%. Se estima para el año 2030 la participación conformada por 25% industrial, 20 % centrales y residencial, y exportaciones un 16% cada una.

Tabla 38 – Resultados Escenario Alto, en Mm3/día, 2009-2030

AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	GNC	CENTRALES	EXPO REGIONAL	EXPO GNL	TOTAL
2009	23,2	37,3	4,6	7,2	34,1	2,7	0	109,2
2010	25,2	38	4,6	7,3	31,6	1,4	0	108,0
2011	26,2	39,3	4,6	7,6	35,5	0,6	0	113,7
2012	27,4	36,9	4,9	7,6	39,2	0,2	0	116,2
2013	28,7	39	4,9	7,6	39,6	0,2	0	120,0
2014	27,7	39,2	4,9	7,8	39,8	0,1	0	119,6
2015	28	39,6	4,8	8,2	40,9	0,1	0	121,6
2016	29,4	38	5,1	7,7	43,7	0,1	0	124,1
2017	29,2	39,3	4,7	7	47,3	0	0	127,4
2018	29,2	41,2	4,6	6,6	47,1	0,8	0	129,5
2019 e	32,7	41,3	4,8	7,6	57,9	5	0	149,4
2020 e	33,2	42,7	4,9	8,4	55,5	5	0	149,7
2021 e	33,9	44,3	5	9,2	55,3	10	0	157,8
2022 e	34,6	45,5	5,1	10,2	55,8	14	0	165,2
2023 e	35,3	49,1	5,2	11,2	55	19	0	174,7
2024 e	35,9	50	5,3	12,1	53,3	23	0	179,5
2025 e	36,6	56,7	5,4	13,2	53,6	28	20	213,5
2026 e	37,4	57,7	5,5	14	53,4	31,4	20	219,4
2027 e	38,1	58,8	5,6	15	52,4	31,4	40	241,2
2028 e	38,7	59,7	5,7	16,1	50,1	31,4	40	241,7
2029 e	39,6	60,9	5,8	17,4	50,4	31,4	40	245,5
2030 e	40,3	62	5,9	18,9	50,5	31,4	40	249,0

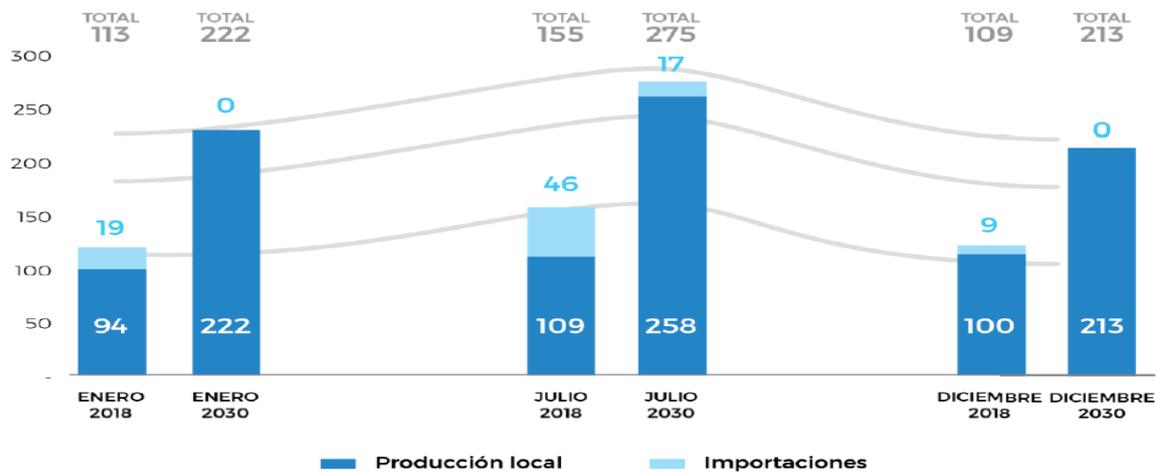
Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

9.6.1. Producción local, importaciones, balance de oferta y demanda

Debido a la alta estacionalidad de la demanda de gas natural, en los meses de mayor frío se continúa dependiendo de las importaciones. En el escenario base en el año 2018 las

importaciones pasan de 25 MMm3/d (19% de la demanda) a 3 MMm3/d (2% de la demanda) en 2030, manteniendo solamente las importaciones de GNL; ya finalizado el acuerdo con Bolivia. En cambio, en el escenario alto las importaciones pasan en 2018 de 25 MMm3/d (19% de la demanda), a 5 MMm3/d (2% de la demanda) en 2030. El gráfico a continuación presenta los balances de oferta y demanda para ambos escenarios (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019):

Gráfico 83 – Balance de oferta y demanda, escenario base y alto, 2019-2030



Fuente: elaboración propia.

Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

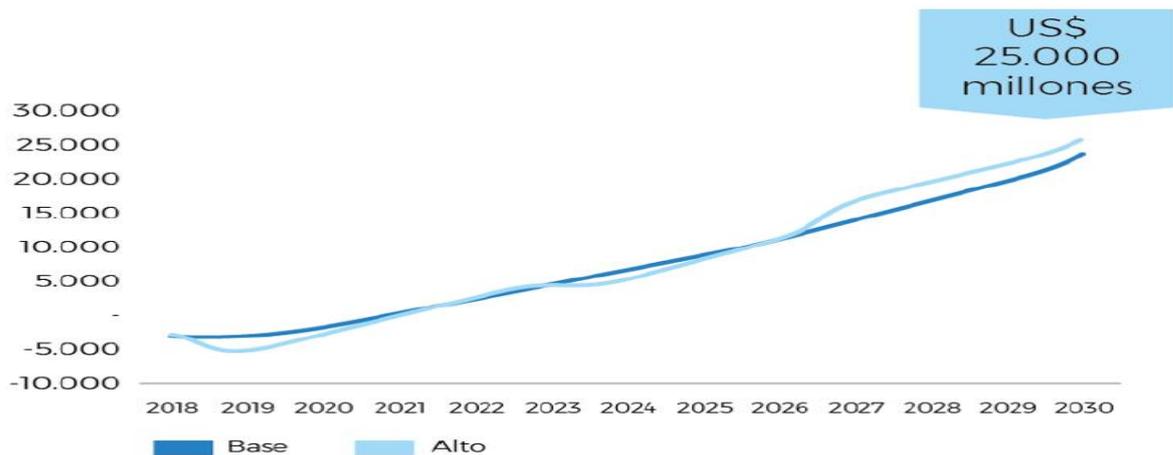
9.6.2. Balanza comercial

El Escenario Base tiene un saldo positivo de 48 MMm3/d en 2030 y, en el Escenario Alto llega a 54 MMm3/d en 2030 gracias a las exportaciones de gas natural. Se estiman exportaciones totales entre 39 y 70 mm3/día (regionales entre 19 y 30 mm3/d y GNL entre 20 y 40 mm3/día). Habría un salto positivo adicional en el año 2027⁷⁰, dado principalmente por la finalización del contrato con Bolivia y por las mayores exportaciones de GNL (Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J., “Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta a 2030”, Secretaría de la Transformación Productiva, 2019).

La balanza comercial agregada en unidades monetarias pasaría de -4 mil millones de dólares en 2018 a 25 mil millones de dólares en 2030.

⁷⁰ El contrato con YPF, fue suscripto en 2007 con una duración de 20 años. El contrato establecía que se deberían alcanzar al final del período contractual (2027), 27,7 millones de m3 diarios. Pero esta transacción comenzó acelerarse y el volumen a 2011- 2012 se incrementó en grandes magnitudes, y paso a ser el doble.

Gráfico 84 - Balanza Comercial (millones de dólares), Escenario Base y Alto, 2018-2030



Fuente: Secretaría de la Transformación Productiva, 2019.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Gas Natural Vehicular es una alternativa rentable para el usuario, que permite mejorar el problema actual de calidad del aire en las ciudades, ya que reduce las emisiones de NOx y acaba con las de SO2 y las partículas contaminantes. Se trata de una tecnología comprobada a nivel mundial, por su coste puede ser el nuevo combustible de transición, mejorando la competitividad del transporte. Para desarrollar adecuadamente el mercado, es preciso el apoyo institucional en la utilización de estos vehículos y en el desarrollo de la infraestructura de carga. Es un combustible seguro y fiable, hay una tecnología totalmente desarrollada y en continua evolución que aportará mejoras y una ampliación de oferta de productos. Como podemos apreciarlo en el siguiente gráfico.

Gráfico 85 - Barreras y Actuaciones en el GNV

	Barreras	Actuaciones
Regulatorias	Es necesario un apoyo sostenido y sin incertidumbres por parte del conjunto de las Administraciones Públicas ante una alternativa petróleo	Evitar la dispersión de apoyos a los combustibles alternativos, lo que incide negativamente en obtención de una cuota de mercado adecuada.
Técnicas	Se requieren motores eficientes diseñados específicamente y con garantía del fabricante	Se realizan desarrollos de inyección directa de gas natural, motores con mayores potencias, vehículos ligeros y medios con tecnología dual fuel, etc..
Económicas	Las escalas reducidas provocan unos costes unitarios elevados	Apoyo inicial y compromiso de la administración y grandes corporaciones
Infraestructura	La escasez de estaciones de recarga reduce el interés	Construcción de nuevas estaciones, participación en proyectos europeos que promocionan el desarrollo de estaciones.
Sociales	El desconocimiento entre el público provoca rechazo o temores infundados	La defensa y divulgación por parte de Administraciones, Instituciones y expertos es fundamental.

Fuente: Gas Natural Fenosa

Con el compromiso de las administraciones gubernamentales y las empresas, el gas natural puede contribuir en el ámbito del transporte, a la diversificación energética y mejora medioambiental, menores precios en relación a otros combustibles fósiles, mayor cantidad de empleos y por lo tanto el desarrollo económico del País (Freire López, J. R, 2016).

Teniendo en cuenta lo anterior, a mi parecer las experiencias internacionales analizadas sobre regulación, impacto ambiental, e infraestructura, son de utilidad para la proyección a mediano y largo plazo que puede tener el desarrollo del gas natural en Argentina.

Considerando los países y región analizados, podemos ver, que actualmente los combustibles a base de petróleo como la gasolina y el diesel siguen siendo los más utilizados a nivel mundial. Pero cada vez más, los países están considerando fuentes alternativas de energía en transporte, para disminuir emisiones de efecto invernadero, cumplir con acuerdos internacionales, y reducir costos de logística en transporte a largo plazo.

Como se ha analizado, el combustible fósil que menos emisiones y más beneficios tiene es el uso del gas natural tanto GNC o GNL. Es un recurso del cual disponen la mayoría de los países analizados, por lo que es factible su proyección. Si bien con el tiempo se busca seguir incorporando otros tipos de energías amigables con el ambiente como ser los biocombustibles o los vehículos eléctricos, el gas natural se ha desarrollado y lo continúa haciendo, complementando a las anteriores, siendo un tipo de energía primordial para cumplir con las agendas que tienen los países actualmente.

En el caso argentino, se dispone de una red de transporte y distribución de gas natural vehicular sumamente desarrollada, industria que se ha ido construyendo hace más de 35 años, lo que trae aparejado, el avance de la tecnología, tanques de gas más eficientes, compresores, talleres de habilitación, el empleo creado, y la regulación en la materia que se fue adaptando al avance que continuamente se produce en la industria del GNV.

El descubrimiento del yacimiento hidrocarburífero Vaca Muerta, ha generado expectativas para seguir expandiendo el uso del gas natural en las diferentes industrias de nuestro país. Para conseguir esto es necesario establecer políticas de estado y marcos regulatorios, que posibiliten dicho impulso y atraigan inversiones. Como se sabe el gas natural es un recurso energético de bajas emisiones comparado con otros combustibles, y en determinadas circunstancias puede ser considerado como el sustituto de las energías renovables. Para equiparar la oferta de gas que produce Vaca Muerta, con la demanda, es necesario tener presente lo analizado, para su posible utilización a nivel nacional y su exportación.

10.1. Recomendaciones

Las recomendaciones que se hacen están basadas en el aspecto regulatorio y de infraestructura del gas natural vehicular, emisiones de efecto invernadero, y en el desarrollo de Vaca Muerta.

A) Las propuestas para el uso del gas natural vehicular argentino, se centran en dos puntos relevantes, las normas que regulan al gas natural vehicular, y en segundo lugar la infraestructura de transporte.

Si bien la evolución del uso y la tecnología del GNV avanza continuamente, Argentina desde el punto de vista normativo siempre ha estado acorde con las nuevas tendencias y requerimientos en la materia. Teniendo en cuenta el excedente de gas que puede existir, sería adecuado utilizarlo en el mercado interno, y para ello se considera conveniente la creación del Corredor Vial Verde, y el Corredor Azul, tal como lo ha planteado el ENARGAS. Que de llevarse a cabo fomentaría el uso del gas natural en nuevos vehículos, lo que permitiría equiparar nuestra posición, con la de otros países a nivel internacional en lo relacionado al avance del GNV como se ha comprobado en el análisis de este trabajo.

Como se ha analizado, en nuestro país se han desarrollado y también están en proyecto normativas que sirven para permitir que un mayor uso del gas en transporte vehicular pueda llevarse a cabo, como ser:

- NAG-451 (2019), sobre el “procedimiento para la habilitación de vehículos importados, propulsados mediante el uso de gas natural”.
- El proyecto en elaboración sobre Estaciones de Carga de alto caudal para Transporte Pesado, mediante la modificación de la norma NAG 418.
- NAG-501 (2018): referida a la Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de GNL en tierra.
- La colaboración del ENARGAS con la Secretaría de Energía para la elaboración de la Resolución SE número 61/2020 relativa a la adopción de la Norma ISO 16.924, relacionada con las Estaciones de GNL para el repostaje de vehículos.
- NAG-452 (2021): referida al marco específico que requiere la habilitación de la producción nacional de vehículos destinados al servicio de transporte terrestre de pasajeros o de carga, propulsado mediante el uso de GNC o GNL.

Teniendo en cuenta el auge que puede llegar a tener la utilización del GNC y GNL en vehículos utilitarios, camiones livianos, camiones pesados y buses en Argentina, desde mi parecer, es recomendable además tener en consideración las normas regulatorias ya citadas en el presente trabajo de los países seleccionados, referidas al uso del GNC y GNL, su manipulación, seguridad, ambiente, eficiencia en los vehículos, estaciones de servicio y plantas de licuefacción, que pueden resultar de utilidad para futuras regulaciones a desarrollar en nuestro país. Como ser las siguientes:

1) Normas relacionadas a instalaciones y componentes de GNV:

Normas internacionales

- ISO 12617/2015, especifica las boquillas y receptáculos de reabastecimiento de GNL construidos completamente con piezas y materiales nuevos, para vehículos de carretera propulsados por GNL.
- ISO/TS 16901: guía para la evaluación de riesgos en el diseño de instalaciones terrestres de GNL incluyendo la interfaz buque/puerto.

- ISO 16903: brinda orientación sobre las características del GNL y los materiales criogénicos utilizados en la industria del GNL. También brinda orientación sobre cuestiones de salud y seguridad.
- ISO 16904: Industrias de petróleo y gas natural – diseño y prueba de brazos de carga/descarga de GNL para terminales convencionales en tierra.
- ISO 16.923/2016 sobre GNC. Esta norma también se aplica a partes de una estación de servicio en la que el gas natural está en estado gaseoso y al suministro de GNC derivado del GNL de acuerdo con la Norma ISO 16.924.
- ISO 16.924/2016 sobre GNL, especifica el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de estaciones para abastecer de GNL a vehículos, incluidos equipos, dispositivos de seguridad y control. También especifica el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de estaciones de servicio para usar GNL como fuente in situ para alimentar de GNC a vehículos (estaciones de servicio LCNG), incluidos los dispositivos de seguridad y control de las estaciones.
- ISO 21.014/2006 aplica a los Recipientes criogénicos, relacionado a su rendimiento de aislamiento criogénico, a la vez que define métodos prácticos para determinar el rendimiento de fuga de calor de los vasos criogénicos.
- ISO 21.009/2008 Recipientes criogénicos: especifica los requisitos para el diseño, fabricación, inspección y prueba de recipientes criogénicos aislados al vacío estáticos.
- 49 CFR 193: Instalaciones de GNL, normas federales de seguridad.

Estándares Europeos

- EN 13.645/2001: esta norma europea especifica los requisitos para el diseño y la construcción de instalaciones terrestres estacionarias de GNL con una capacidad total de almacenamiento de entre 5 y 200 toneladas.
- EN 1473/2007 (sustituida por EN 1473/2017) Instalaciones y equipos para gas natural licuado, diseño de las instalaciones terrestres: contiene directrices para el diseño, la construcción y la operación de todas las instalaciones terrestres de GNL, para la licuefacción, almacenamiento, vaporización, transvase y manipulación del GNL.
- Lo referido a las normas de seguridad laboral, ambiental, transporte, y de incendios en Europa, se recomienda tener en cuenta el texto elaborado por (Van Tongeren, G. J. 2013), el cual establece los componentes básicos de una instalación de GNL, su correcto uso y manipulación.
- UNE-EN 12066: Instalaciones y equipos para GNL. Diseño de instalaciones terrestres con capacidad de almacenamiento, comprendida entre 5 y 200 toneladas.
- UNE-EN 1473: Instalaciones y equipos para GNL. Diseño de las instalaciones terrestres.

Regulación de Estados Unidos

- NFPA 30 Código de Líquidos inflamables y combustibles: los temas que cubre incluyen prevención de incendios y explosiones y control de riesgos.
- NFPA 52 Código de sistemas de combustible gaseoso vehicular: tiene por objeto proteger a las personas e instalaciones con requisitos que mitigan el incendio y los riesgos de explosión asociados con el gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL) en sistemas de combustible para motores e instalaciones de abastecimiento de combustible.
- NFPA 57 Código de Sistemas de Combustible Vehicular de Gas Natural Licuado: se aplicará al diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas de combustible licuado para motores de GNL en vehículos de todo tipo, para su dispensación de combustible en instalaciones, y de GNL a instalaciones de GNC con almacenamiento de GNL.
- NFPA 59: la cual hace referencia a la producción, almacenamiento y manejo de gas natural licuado. Su aplicación se da en lo relacionado a la selección del sitio, diseño, construcción y protección contra incendios para instalaciones de GNL.

Regulación de China

- NB/T 1001/2011 Norma técnica para estaciones de servicio de GNL: Abarca el alcance, referencias normativas, terminología, clasificación de estaciones de servicio y selección de sitios, diseño de estaciones, instalaciones de proceso, instalaciones de extinción de incendios, suministro de agua y drenaje, electricidad, edificios, calefacción y ventilación, ecologización y construcción.
- GB/T 20368/2012 Producción, almacenamiento y manipulación de gas natural licuado: Esta Norma especifica los requisitos relevantes de protección y seguridad contra incendios para el emplazamiento, diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de la planta de GNL. Es aplicable a las instalaciones para almacenar, vaporizar, transferir y manipular GNL, la capacitación de todo el personal involucrado con GNL y el diseño, ubicación, construcción, mantenimiento y operación de todas las instalaciones de GNL.

Regulación de Rusia

- Estándar Nacional de la Federación de Rusia GOST R 57433-2017 - Uso de gas natural como combustible de motor de GNC y GNL: establece términos y definiciones de conceptos en el campo de la producción, almacenamiento, transporte, entrega, consumo de gas natural comprimido y gas natural licuado utilizado como combustible en motores de combustión interna de vehículos.

2) Normas relacionadas a vehículos de GNV:

Normas internacionales

- ISO 12.614-1/2014, abarca lo relacionado a vehículos de carretera, y los componentes del sistema de combustible de GNL.
- ISO 12.991/2012 Tanques para almacenamiento de combustible en vehículos automotores: especifica los requisitos de construcción de tanques de combustible recargables para GNL utilizado en vehículos, así como los métodos de prueba necesarios para garantizar el nivel razonable de protección contra la pérdida de vidas y propiedades resultantes de incendios y explosiones.

Regulación de Estados Unidos

- SAE J2343/2008: Prácticas recomendadas para camiones pesados de GNL. Proporciona orientación para la construcción, operación y mantenimiento de Vehículos a GNL de servicio mediano y pesado y todos los vehículos de GNL utilizados para el transporte público o aplicaciones comerciales (Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, 2013).
- DOT-FTA-MA-26-7021-97-1: Pautas de diseño para sistemas de tránsito de autobuses que usan GNL como combustible. No solo hace referencia a los códigos obligatorios (NFPA), también sugiere precauciones adicionales y proporciona información general.

Regulación de China

- GB/T 17676/1999 Marcas de identificación: Esta norma especifica la identificación de vehículos de gas natural comprimido, vehículos de gas natural licuado.
- GB 17691-2005: Límites de emisión y métodos de medición para gases de escape contaminantes de la ignición por compresión de vehículos, alimentados con gas.
- GB/T 23335/2009: Aprobación de ingeniería de vehículos de gas natural, así como los requisitos, contenido, métodos e informes de elementos de prueba.

Regulación de Rusia

- Estándar Nacional de la Federación de Rusia, GOST 27577-2000: esta norma se aplica al GNC utilizado como combustible alternativo para motores de combustión interna de vehículos automóviles, transporte ferroviario, embarcaciones fluviales y maquinaria agrícola.
- Ley número 261-FZ/2009, modificada por la Ley Federal N° 339-FZ "sobre el ahorro de energía y la mejora de la eficiencia energética": Esta Ley Federal regula las relaciones en materia de ahorro energético y mejora de la eficiencia energética. La regulación legal del ahorro de energía y la mejora de la eficiencia energética se basará en los siguientes principios:

- a) uso eficiente y racional de los recursos energéticos;
- b) apoyo y estimulación del ahorro energético y mejora de la eficiencia energética, mediante la sustitución de la gasolina y el diesel, por gas natural, entre otros combustibles alternativos.
- Mediante la orden del Gobierno N° 767-r/2013 "Sobre la regulación del uso de combustible para motores a gas, se establecieron metas para el año 2020, definiendo la cuota de transporte público que debe funcionar a gas en ciudades con diferentes poblaciones:
 - a) 50% del transporte público debe funcionar a gas en ciudades con una población de un millón de habitantes,
 - b) 30% del transporte público debe funcionar a gas en ciudades con una población más de 300 mil personas,
 - c) 10% del transporte público debe funcionar a gas en ciudades con una población de más de 100 mil personas.
- Subprograma de "Desarrollo del mercado de GNV". El propósito del subprograma es incrementar el consumo de gas natural como combustible, reduciendo el impacto negativo del transporte en el medio ambiente. Como parte de su implementación, se asumen las siguientes tareas:
 - a) estimular el desarrollo de la infraestructura de llenado de gas;
 - b) transición gradual de transportes medianos al consumo de gas natural como combustible vehicular.

Se espera que el conjunto de actividades planificadas incluya:

- implementación de medidas de apoyo para la creación de instalaciones de llenado de infraestructura de gas;
- crear preferencias para los productores y consumidores de combustible GNV;
- estimular la demanda de vehículos GNV;
- provisión de terrenos para colocación y construcción instalaciones de infraestructura de llenado de gas;
- desarrollo e implementación de un de plan actividades destinadas a promover el uso del gas.

Como indicadores objetivo del subprograma para 2024 se define:

- un consumo de gas natural como combustible de 3,76 mil millones de metros cúbicos;
- el número de vehículos que utilizan metano como combustible, sean más de 270 mil unidades;
- el número de estaciones de servicio de gas natural vehicular sean 1450.

Regulación de Brasil

- El Decreto N ° 1.787/1996, autorizó el uso de GNC para todo tipo de vehículos: flotas de buses urbanos e interurbanos, vehículos de carga y transporte, flotas de servicio público, flotas cautivas de empresas, taxis y vehículos particulares.

B) En lo que respecta a las emisiones de gases de efecto invernadero, los países analizados han empezado a hacer uso del gas natural por ser una fuente de energía de bajas emisiones en comparación con otros combustibles tradicionales, por su versatilidad de transporte, y para cumplir sus compromisos ambientales.

En el aspecto de la comparación del uso del gas en transporte, como se ha visto, hay diferentes perspectivas respecto a sus emisiones, de acuerdo a los análisis realizados por los diferentes autores, los vehículos analizados, la tecnología y filtros que utilizan en ellos. Pero la mayoría los trabajos analizados hacen referencia a que son más los beneficios del uso del gas natural vehicular, en comparación con otros combustibles fósiles.

Como se analizó, el GNV es una alternativa en la lucha contra la contaminación ambiental, reduciendo las emisiones de CO₂ en aproximadamente 25 %, con respecto a un vehículo que utilice gasolina, y hasta en 75 % las de NO_x en comparación con un variante diésel, mientras que las de partículas y el SO₂ son casi nulas. De igual manera, las vibraciones y contaminación sonora son un 50 % inferiores a las de un vehículo diésel (Hernández, L.).

Se ha visto que las emisiones de transporte por gasoductos y por GNL son diferentes, las cuales están determinadas por la distancia del envío del gas, aunque como se ha estimado, los envíos a GNL tienden a generar más emisiones de efecto invernadero que los gasoductos si se los compara a distancias similares.

En el caso de Argentina, se cree positivo fomentar la producción y el uso del gas natural nacional, en primer lugar, para disponer de un recurso existente y destinarlo al consumo interno, en segundo lugar, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sustituyendo importaciones de GNL que resultan más caras y que pueden producir más emisiones, a su vez que mejoraría la balanza comercial.

También es fundamental tener en cuenta y fomentar la energía derivada de la biomasa, ya que respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios (CEARE, 2020).

C) Para lograr el desarrollo de Vaca Muerta, se considera necesario realizar políticas destinadas a incentivar la demanda de gas natural, la cual brindará economías de escala en la producción y menores precios, como así también establecer políticas de fomento en el mercado interno, y su posible exportación a mercados regionales o internacionales.

En lo que se refiere al transporte vehicular, vemos que el excedente de producción puede ser utilizado en este sector, lo que permitiría que se materialicen más inversiones, reduciendo la incertidumbre al inversor y diversificando el consumo, favoreciendo más desarrollo tecnológico y vehículos que funcionarían a gas natural. Se generaría un gas natural más barato respecto a otros

combustibles. Es por ello que para realizar esto es preciso desarrollar políticas públicas tendientes a lograr avances en este sentido, como ser:

- Fomentar un mayor uso de GNC en nuevos vehículos, tales como utilitarios y buses de transporte público.
- Estimular el uso de GNL en camiones y buques, lo cual debería ser consistente con una red de puntos de carga, e instalación de plantas de licuefacción.

Por otro lado, la demanda de gas natural solo podrá llevarse a cabo, si se cuenta con la infraestructura de gasoductos que permitan unir la oferta, con la demanda doméstica y de exportación. Entre los proyectos que se analizan como los más factibles para lograr esto, se encuentra el gasoducto que una Añelo con Bahía Blanca, lo que además es consistente para aprovechar la fuerte demanda industrial del polo petroquímico, y sobre todo la creación de una planta de licuefacción que posibilite dicha exportación a mercados globales. La exportación se considera clave para eliminar la estacionalidad de la demanda. Entre otros de los proyectos que también se consideran de importancia es el Tren de Vaca Muerta, el cual permitirá el traslado de insumos básicos desde y hacia Vaca Muerta.

Como se ha analizado, la industria es el sector de mayor consumo de gas de la economía, además de ser la principal proveedora de insumos para la producción de Vaca Muerta. Se puede considerar conveniente continuar promoviendo las industrias gas-intensivas, como ser a través del impulso al desarrollo de proyectos en el sector petroquímico, la reconversión de industrias energo-intensivas hacia el gas y la promoción de más inversiones.

Para lograr el desarrollo del GNL se considera necesario establecer un marco regulatorio adecuado para su producción y desarrollo, de acuerdo a parámetros económicos, ambientales, técnicos y de seguridad.

10.2. Reflexiones finales

El desarrollo del gas natural en Argentina es una realidad, el cual ha tenido un fomento considerable desde el descubrimiento del yacimiento de hidrocarburos Vaca Muerta. Para que sea posible este proyecto nacional, como se ha analizado se requiere la construcción madura de la demanda para este gas, y de diferentes proyectos de infraestructura que son necesarios con antelación para realizarlo.

Cabe destacar que, desde el ámbito político, se han planificado diferentes proyectos y planes para incentivar la infraestructura y la producción del gas natural, los cuales han tenido sus intermitencias por cuestiones presupuestarias, pero que deberían concretarse en el mediano plazo.

Sin embargo, considero que Argentina es un país que siempre se ha encontrado en la vanguardia en lo referido al aspecto técnico, profesional y de innovación, particularmente en el sector del gas natural vehicular. Es por ello que, a mi parecer, en el mediano plazo el país avanzará en todos los aspectos relacionados a incursionar en el uso del GNC y GNL en nuevos medios de transporte y en su desarrollo integral.

De acuerdo a lo expuesto, para concretar el fomento del uso del gas natural en el país, se necesita de la participación de todos los sectores que lo componen, público y privados, para que esta expansión pueda volverse realidad.

11. BIBLIOGRAFÍA

- Administración de Información de Energía de EE. UU., EY Energy Center for Central, Eastern, Sudeste de Europa y Asia Central.
- American Public Transportation Association.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (2020).
- Bernat Chuliá (2022). Disponible en: <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/gases-renovables/biometano-que-es-gas-renovable-futuro.html>.
- Bieker Georg, "A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars", ICCT (2021).
- Buquebus. Disponible en: <https://www.buquebus.com/informacion/sustentabilidad>
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER). Disponible en: <https://www.cader.org.ar/cader-trabaja-en-un-nuevo-informe-que-analiza-el-potencial-del-biometano-en-argentina/>
- Calamari LNG (2019). Disponible en: <https://boletinmineroenergetico.uexternado.edu.co/wp-content/uploads/sites/14/2019/08/Calamar%C3%AD-LNG.pdf>
- Carbon footprint of global natural gas supplies to China (2020). Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41467-020-14606-4>
- Casares Carlos. A. M., Procesos de Combustión.
- China – The 'Move' to LNG, Shell (2019) China – The 'Move' to LNG, Examining the Primary Drivers for Uptake of LNG as a Transport fuel in China, Yuan Yuan, Shell, 2019.
- China Power Team. "How is China Managing its Greenhouse Gas Emissions?" China Power. July 19, 2018. Updated August 25, 2020. Accessed August 9, 2022. <https://chinapower.csis.org/china-greenhouse-gas-emissions/>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG), *Historia en Colombia*.
- Crónica Ferroviaria. Disponible en: <https://www.cronicaferroviaria.blogspot.com/2019/08/el-tren-de-vaca-muerta-fue-desviado-via.html>
- CSIS China Power. Disponible en: <https://chinapower.csis.org/china-greenhouse-gas-emissions/>
- Directiva 94/2014 UE del Parlamento Europeo y del Consejo (2014). Relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Disponible en: <http://www.mme.gov.br/documents/36216/430789/02+-+Boletim+Mensal+de+Acompanhamento+da+Ind%C3%ADstria+de+G%C3%A1s+Natural+Fevereiro+2019/680cefbc-30fe-e-cff-28d4-6a71bc89952c>.
- (Dirección Nacional de Exploración y Producción, Consolidación de reservas de gas y petróleo de la república argentina, Reporte anual – 2018).

- DNV GL. DNV GL. *Preparing for low sulphur operation*. Technical update. Hamburg, Nov. 13, (2014). Disponible en: https://www.dnvgl.com/Images/Technical_Update_dnvgl-preparing-for-low-sulphur_tcm8-7492.pdf
- DNV-GL. Maritime: LNG regulatory update. In: BEST FUEL OF THE FUTURE, CONFERENCE & STUDY TOUR. 10 Apr. 2018. Disponible en: <http://www.golng.eu/files/Main/20180417/2.%20Ole%20Vidar%20Nilsen%20-%20DNV%20GL.pdf>.
- Econojournal (2019). Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2019/01/comienzan-a-circular-en-el-pais-camiones-impulsados-por-gnl/>
- El Gas Natural Licuado en el Reposicionamiento Hegemónico de EUA, 2019. Disponible en: <https://petroquimex.com/el-gas-natural-licuado-en-el-reposicionamiento-hegemonico-de-eua-2019/>
- ENARGAS, Normas técnicas. Disponible en: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>
- Enerdata (2020). Disponible en: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/russia/>
- European Biogas Association (2020). Disponible en: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/06/EBA_NGVAEurope_TheEuropeanGreenDeal_FastLaneTransport_20200615_spread.pdf
- Eurostat (2020). Disponible en: [https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html#:~:text=ln%202019%2C%20the%20energy%20mix,fossil%20fuels%20\(both%2013%20%25\).](https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html#:~:text=ln%202019%2C%20the%20energy%20mix,fossil%20fuels%20(both%2013%20%25).)
- EY, Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России (2019).
- FAO (2020). Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas.
- Freire López, J. R (2016). Cuadernos de Energía, Movilidad con gas natural, Una solución rentable para el transporte, p.69-p.77
- FuturENVIRO (2021). Disponible en: <https://futurenviro.es/el-gobierno-aprueba-la-hoja-de-ruta-del-biogas/>
- Galileo Technologies. Disponible en: <https://yocargognl.com/>
- Garant.ru. Disponible en: <http://base.garant.ru/70761138/>.
- Gas Market Liberalisation Reform, China (2019). Gas Market Liberalisation Reform, Key insights from international experiences and the implications for China, Fuel report, May 2019. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/gas-market-liberalisation-reform>.
- Gasnet. Disponible en: https://www.gasnet.com.br/postos_gnv.asp. Consultado en: 15 de mayo. 2019.
- Gazprom Export, Environmental Advantages of Natural Gas. Disponible en: <http://www.gazpromexport.ru/en/about/environment/>.

- Gazprom Gazomotornoye Toplivo, FSUE Mosavtogaz, InfoTEK, EY Energy Center para la región Europa central, oriental, sudoriental y Asia central.
- Gazprom VNIIGAZ, Gazprom Gazomotornoye Toplivo, Ministerio de Energía de la Federación de Rusia.
- Gazprom, carreteras de GNL. Disponible en: <http://lng.gazprom-gmt.ru/>.
- Gazprom, Газомоторное топливо (2020). Uso de gas en vehículos traducido al idioma español. Disponible en: <https://www.gazprom.com/about/production/ngv-fuel/>
- Gazprom, *Om КПГ к EcoGas; de GNC a EcoGas, traducido al español* (2017). Disponible en: <https://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/interview/2017/kpg-ecogaz/>
- Geniabioenergy. Disponible en: <https://geniabioenergy.com/tendencias-biometano-europa/>
- Global Trade Tracker. Disponible en: <https://www.globaltradetracker.com/>
- Gnmagazine (2020). Disponible en: <https://www.gnmagazine.com/colombia-alcanza-los-600-000-vehiculos-convertidos-a-gas-natural/>.
- Grushevenko D., Grushevenko E., Kulagin V. (2018).
- Hernández, L. (2019). Disponible en: <https://noticias.autocosmos.com.co/2019/04/15/ventajas-del-gas-natural-como-combustible-automotor>
- Hoja de Ruta del Biogás, Secretaría de Estado de Energía España (2022).
- Informe país: la situación del Cambio Climático en Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/informe-pais>
- Ing. Ballabio Victor. Facultad de Ingeniería. UBA.
- Ing. Romero Gabriel Moncayo, ¿Qué es el Biogás? (2017)
- Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Argentina (2019).
- Inventario Nacional GEI Argentina, 2019.
- Jensen, S., Rimancus, P. y Zamora, A. (2019). Evolución de la matriz eléctrica argentina. Gerencia, planificación, coordinación y control de la Comisión nacional de Energía Atómica. Disponible en: <https://estrucplan.com.ar/evolucion-de-la-matriz-electrica-argentina/>
- Kingdom of the Netherlands: Liquefied Natural Gas in Russia.
- La transición del G20 a una economía baja en carbono (2018). Disponible en: https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2018/12/BROWN-TO-GREEN_2018_Argentina-ES.pdf
- Le Fevre, Chris (2018) The Oxford Institute for Energy Studies, A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/publications/review-demand-prospects-lng-marine-fuel/>

- Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, (2013). LNG-BC Vehicule Regulations, 2013.
- Lebrato, J., Leclercq, N., Gallego, J. & wp2 participants, (2013). LNG BC D 4.2 LNG Stations State of the Art 2013.
- LNG and the Environment. Disponible en: <https://lngfacts.org/about-lng/lng-and-the-environment/>
- LNG Terminals in China – Project Development, Third Party Access and Foreign Investment Issues (2020). Disponible en: <https://www.kwm.com/en/knowledge/insights/lng-terminals-in-china-project-development-third-party-access-and-foreign-investment-issues-20200218>
- Los retos existentes para la explotación de yacimientos no convencionales en el país (2020). Disponible en: <https://www.larepublica.co/especiales/colombia-potencia-energetica/los-retos-existentes-para-la-explotacion-de-yacimientos-no-convencionales-en-el-pais-2966340>
- Mariani, F. (2018). LNG BC Market development, April 2018.
- MARINE TRAFFIC. Live map – density maps. Disponible en: <https://www.marinetraffic.com/>
- Martínez, María Fernanda, ENARGAS. Taller de actualización sobre el servicio público de gas natural en Argentina y agenda de novedades en las políticas públicas. Gas Natural Vehicular & Nuevas Tecnologías.
- Mathias Melissa C. y Cecchi José C., “Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro”.
- Ministerio de Minas y Energía Colombia (2017). Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/37446-Resoluci%C3%B3n-40278-04Abr2017.pdf>
- Naturgas, Asociación Colombiana de Gas Natural, Visión Sectorial del Gas Natural en Colombia, Documento extendido.
- Navazo (2019). Disponible en: <https://www.lmneuquen.com/la-apuesta-exportadora-cuanto-sale-pensar-grande-vaca-muerta-n629956>
- NGVA Europe. Disponible en: <https://www.ngva.eu/>
- Ortiz, Leandro (2020). Disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202009/516276-proyectan-corredores-verdes-para-desarrollar-el-gnc-en-transporte-de-cargas-y-pasajeros.html>
- Osuna Gutiérrez, Patricia. Fuente: Suplemento «Al volante» – La Nación.
- Paradela, M., (2020). Mercado de Gas en Estados Unidos: Marco Administrativo y Fiscal como Factor de Éxito (Parte I). Disponible en: <https://abogados.com.ar/mercado-de-gas-en-estados-unidos-marco-administrativo-y-fiscal-como-factor-de-exito-parte-i/25164>.
- PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Penelli, Sebastián D. (2021). Disponible en: <https://www.ambito.com/energia/vaca-muerta/tren-los-planes-unir-anelo-bahia-blanca-y-el-pacifico-n5185531>

- Prieto Amaya, A. (2021). Disponible en: <https://www.autonocion.com/como-funciona-un-motor-de-hidrogeno/>
- Protocolo de Kioto. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto
- Ramírez Matilde, *Mercado Mundial del GNL y el caso colombiano, Universidad Externado de Colombia, Shell LNG Marketing & Trading* (2019).
- Raritek, Subsidies For Gas-Powered Equipment. Disponible en: <https://gba.raritek.ru/eng/subsidii/>.
- Romero, C., Szenkman, P., Barafani, M., Cardozo, J., Vila, J.P. y Sánchez, J. (2019). Estimación de impacto y la demanda de gas para trazar una hoja de ruta. Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, Secretaría de la Transformación Productiva, Diciembre 2019.
- SEA-LNG, *Independent Study Reveals LNG Reduces Shipping GHG Emissions by up to 21%*, (2019). Disponible en: <https://sea-lng.org/independent-study-reveals-lng-reduces-shipping-ghg-emissions-by-up-to-21/>
- Secretaría de Estado de Energía, España (2022). Hoja de Ruta del Biogás.
- Segurline.com.ar. Disponible en: <https://www.segurline.com.ar/blog/nafta-o-gnc-que-conviene-en-la-actualidad/>
- Sihvonen, J. (2018). Transport & Environment, GNC GNL para vehículos y buques: los hechos. Análisis interno de Transport & Environment, Bruselas, Bélgica.
- Spaltro, S. (2019). Por Vaca Muerta, Argentina exportará por primera vez gas licuado. El Cronista. Disponible en: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Por-Vaca-Muerta-Argentina-exportara-por-primera-vez-gas-licuado-20190520-0057.html>
- Spaltro, S. (2021). Subsidios al gas: el Estado puso \$ 106.000 millones para sostener la producción y explotar Vaca Muerta. El Cronista. Disponible en: <https://www.cronista.com/economia-politica/subsidios-al-gas-el-estado-puso-106-000-millones-para-sostener-la-produccion-y-explotar-vaca-muerta/>
- Standars (2001). Disponible en: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/cen/8915b7c6-e86f-49be-b365-0196c95226a8/en-13645-2001>.
- Sublime China Information (SCI) (2018-2019).
- Tibaquirá Giraldo, J., Salazar Isaza, H., Restrepo Victoria, A., Valverde Granja, A. (2019). Informe Final Desarrollo de una herramienta de modelamiento y optimización para la introducción de gas natural a pequeña escala en distintos sectores de consumo final de energía en Colombia. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Informe_final_GNL.pdf
- U.S Department of Energy, Alternative Fuels Data Center. Disponible en: https://afdc.energy.gov/laws/key_legislation#nav
- U.S Department of Energy, Clean Cities Alternative. Disponible en: <https://cleancities.energy.gov/coalitions/>

- U.S Department of Energy, Office of Fossil Energy, LNG Monthly June 2020. Disponible en: <https://www.energy.gov/fecm/office-fossil-energy-and-carbon-management>
- U.S Energy Information Administration, Country Analysis Executive Summary: China (2020). U.S Energy Information Administration, Country Analysis Executive Summary: China. September 30, 2020.
- U.S Energy Information Administration. Monthly Energy Review, June 2020, preliminary data for 2019.
- U.S Energy Information Administration, EIA, Country Analysis Executive Summary: China, 2020.
- UNE (2017). Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0058212>
- United Nation Climate Change. Disponible en: https://unfccc.int/es/kyoto_protocol
- United States Environmental Protection Agency. Disponible en: <https://cfpub.epa.gov/ghgdata/inventoryexplorer/index.html#energy/allgas/source/all>
- Universidad Externado de Colombia, *Política energética y GNL en Colombia* (2019).
- Use of Natural Gas in Motor Transport as a Strategic Reference Point for Improving the Environmental Situation in Cities. Disponible en: <https://knepublishing.com/index.php/KnE-Engineering/article/view/2233/4955>
- Valora Analitik (2021). Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/2021/06/30/acp-revela-colombia-puede-aumentar-reservas-gas-hasta-2027/>
- Van Tongeren, G. J. (2013). Natural gas: liquified natural gas (LNG) delivery installations for vehicles.
- Yognv.com, *Historia del Gas Natural Vehicular en Colombia* (2018).
- Zapata J., Cotes M., Camacho A., *Gobierno de Colombia expide Ley para promoción y uso de gas combustible* (2021). Disponible en: hklaw.com/en/insights/publications/2021/08/gobierno-de-colombia-expide-ley-para-promocion-y-uso-de-gas
- Газпром доказал, что более экологичен, чем СПГ-заводы США (2020). Gazprom demostró ser más respetuoso con el medio ambiente que las plantas de GNL de EE. UU, traducido al español. Disponible en: <https://teknoblog.ru/2020/06/11/105969>.
- Иванов, Борис (2020). Disponible en: https://www.ng.ru/ng_energiya/2020-01-13/11_7766_gas.html.
- Перспективный газ (2020). Gas prometedor, traducción al español. Disponible en <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2020/promising-gas/>
- Рынок КПГ: мировой опыт развития и уроки для России; Mercado de GNC: experiencia mundial desarrollo y lecciones Para Rusia, traducido al español. Disponible en: https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/ru_ru/topics/oil-and-gas/ey-cng-market-world-development-experience-and-lessons-for-russia.pdf.